

МИНОБРНАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение высшего образования
«Ухтинский государственный технический университет»
(УГТУ)

*Памяти профессора,
доктора технических наук
Геннадия Васильевича
РАССОХИНА*



Рассохинские чтения

Материалы международной конференции

(1 – 2 февраля 2024 года)

Ухта
УГТУ
2024

НАУЧНОЕ ИЗДАНИЕ

РАССОХИНСКИЕ ЧТЕНИЯ

МАТЕРИАЛЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

(1 – 2 февраля 2024 года)

УДК 622.32(061.3)

ББК 33.36 я5

К 65

Конференция международная (1 – 2 февраля 2024 г. ; Ухта).

К 65 Рассохинские чтения : материалы конференции / под редакцией
Р. В. Агинея. – Ухта : Изд-во УГТУ, 2024. – 588 с. : ил. – Текст : электронный.

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6049231-8-4

В сборник вошли тексты докладов, прозвучавших в ходе пятнадцатой международной конференции «Рассохинские чтения» - традиционного научного форума, организуемого Ухтинским государственным техническим университетом.

Тематика конференции задана научным направлением, определившим сферу исследований доктора технических наук, профессора, третьего ректора Ухтинского индустриального института Геннадия Васильевича Рассохина, а также его учеников и последователей. Сегодня, наряду с вопросами поиска, разведки, освоения и эксплуатации газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений, на конференции рассматриваются проблемы нефтегазопромысловой и буровой механики, транспорта, хранения и переработки нефти и газа, задачи физико-математического моделирования в нефтегазовом деле.

Традиционно в конференции принимают участие представители нефтегазовых вузов, отраслевых союзов, научных и научно-исследовательских организаций, в том числе Российской академии наук, а также компаний-лидеров ТЭК – ПАО «Газпром», ПАО «Лукойл», ПАО «Транснефть», ПАО «Роснефть».

УДК 622.32(061.3)

ББК 33.36 я5

Редакционная коллегия: д-р техн. наук, профессор Р. В. Агинея (гл. редактор); канд. техн. наук Д. А. Борейко (зам. гл. редактора); канд. техн. наук, доцент В. В. Дуркин; д-р физ.-мат. наук, профессор В. О. Некучаев; канд. геол.-минерал. наук, доцент В. Б. Ростовщиков; канд. техн. наук., доцент Е. Н. Мотрюк; начальник НИЧ М. А. Денисов; канд. техн. наук И. Д. Киборт (научный секретарь); А. В. Матросова (секретарь).

Материалы, помещённые в настоящий сборник, даны в авторской редакции с минимальными правками.

Техническое редактирование и компьютерная вёрстка: В. В. Конева.

© Ухтинский государственный технический университет, 2024

ISBN 978-5-88179-859-8 (серия)

ISBN 978-5-6049231-8-4

План 2024 г., позиция 001(н).

Компьютерный набор. Гарнитура Times New Roman.

Уч.-изд. л. 30,9. Заказ № 388.

Ухтинский государственный технический университет.
169300, Республика Коми, г. Ухта, ул. Первомайская, д. 13.

СОДЕРЖАНИЕ

ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ	11
СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ.....	13
Построение прогнозных карт эффективных толщин с применением нейронной сети (на примере нижнемеловых нефтяных объектов Красноленинского свода) <i>Гельванов И. Р., Бембель С. Р.</i>	13
Уточнение концептуальной модели залежей среднеюрских пластов на основе применения типизации морфологии русел (на примере месторождений западной части ХМАО-Югра Западной Сибири) <i>Медведев Н. Р., Бембель С. Р.</i>	16
Особенности строения и формирования низкопродуктивных нефтяных залежей башкирского яруса юго-западного склона Южно-Татарского свода <i>Королев Э. А., Ескин А. А., Кольчугин А. Н., Даутов А. Н.</i>	20
Генезис мышьяка в подземных водах водозаборов ООО «Газпром трансгаз Ухта» находящихся на территории Печорской системы артезианских бассейнов <i>Медведев А. В.</i>	24
Определение уровней восстановления для двухстепенной плотности Студента (с двумя степенями свободы) / Determination of recovery levels for two-degree Student density (with two degrees of freedom) <i>Пастухов Д. Ф., Пастухов Ю. Ф., Чернов С. В., Пастухов А. Ю., Волосова А. К., Волосов К. А., Волосова Н. К.</i>	30
К геологическому строению месторождения Высоковольное (Ауминза-Бельтауский рудный район) / The geological structure of the Visokovolnyi deposit (Auminza-Beltau ore district) <i>Мухторов Ш. З., Баратов А. Н., Сайдинов А. У.</i>	32
Приготовление буровых растворов методом паст / Preparation of drilling fluids using the paste method <i>Кузнецов В. А.</i>	34
Перспективы внедрения искусственного интеллекта в процесс геолого-технологических исследований при бурении эксплуатационных скважин в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Берг Н. В.</i>	39
Мегарезервуарные скопления углеводородов в апт-сеноманских отложениях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна <i>Пуланова С. А.</i>	44
Специалисты-геологи – первые ухтинские исследователи мерзлоты арктической части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Осадчая Г. Г., Дудников В. Ю., Саприн С. В.</i>	48
Гидроминеральные ресурсы Тобольского района Тюменской области <i>Александров А. А., Бешенцев В. А.</i>	51
Нефтегазонасыщенные резервуары доманикоидных отложений – это традиционные или нетрадиционные коллекторы? <i>Вишератина Н. П., Кочкина Ю. В.</i>	55
Определение наименьшего отклонения для обратного распределения Стьюдента <i>Пастухов Д. Ф., Пастухов Ю. Ф., Чернов С. В., Пастухов А. Ю., Волосова А. К., Волосов К. А., Волосова Н. К.</i>	63
Перспективы нефтегазоносности южных районов Тимано-Печорской провинции <i>Петрова А. Ю.</i>	67
Применение метода капилляриметрии (полупроницаемой мембраны) в пластовых условиях при изучении негидрофильных пород-коллекторов <i>Неволин А. И., Путилов И. С.</i>	70

Состояние геологоразведочных работ на УВ сырье за счет государственного финансирования на территории Республики Коми <i>Сотникова А. Г.</i>	76
Обоснование проведения дополнительных геологоразведочных работ на Кымбожьюской структуре для открытия высокоамплитудного многопластового месторождения углеводородов <i>Богданов Б. П., Заборовская В. В., Гобанов Л. А.</i>	81
Актуальные проблемы определения кадастровой стоимости земельных участков, используемых для недропользования <i>Пильник Ю. Н., Рекова Е. В.</i>	88
Гидрогеологические условия формирования залежей нефти в нижнепалеозойских отложениях Большеземельского палеосвода <i>Ростовицков В.Б., Овчарова Т.А., Белая И.В.</i>	92
Новые подходы к прогнозированию нефтегазоносности Северо-Предуральского краевого прогиба на современном этапе <i>Сбитнева Я. С., Ростовицков В. Б.</i>	96
Северная часть Тибейвисской депрессии Денисовского прогиба: потенциал наращивания ресурсной базы углеводородного сырья <i>Куранов А. В., Желудова М. С., Вагина Т. И.</i>	104
Залежи углеводородов на больших глубинах: мировой опыт и перспективы в Тимано-Печорской провинции <i>Сенин С. В., Сенина О. А.</i>	109
К вопросу обоснования стратиграфических границ нефтегазоносных комплексов в Тимано-Печорской провинции <i>Сенин С. В., Куранов А. В., Куранова Т. И.</i>	113

СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

НЕФТИ И ГАЗА	117
Исследование индукционного периода образования газовых гидратов в присутствии парафинов при добыче нефти <i>Воронцов А. А., Коробов Г. Ю., Буслаев Г. В.</i>	117
Научное сопровождение работы комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке углеводородов дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми <i>Труфанов С. В.</i>	121
Расчет оптимального количества трещин МГРП в инженерном симуляторе <i>Любович М. Е.</i>	126
Цементирование под управляемым давлением <i>Джаббарова Г. В., Гулиев А. Ш.</i>	130
Организационно-экономические аспекты повышения эффективности работы нефтегазовой отрасли России / Current problems of improving the efficiency of the oil and gas industry <i>Игнатская Л. Я.</i>	135
Перспективы внедрения технологии полимерного заводнения на объектах маловязкой нефти <i>Бязров Р. Р., Подопригора Д. Г.</i>	139
Особенности контроля газоконденсатной характеристики залежей с низким содержанием конденсата <i>Рочев А. Н., Шиков И. А., Волков А. Н.</i>	144
Систематизация и хранение информации по месторождениям для выполнения проектно-технологических документов на разработку месторождений углеводородного сырья <i>Есаулов П. С.</i>	149
Оценка ввода новых скважин в разработку залежи на основе применения косвенных методов исследования <i>Мустафаев А. А., Лачинов М. Н.</i>	152

Контроль энергопотребления в нефтедобыче: роль интернета вещей и искусственных нейронных сетей	
<i>Цыпленков С. В., Агафонов Е. Д.</i>	156
Проведение лабораторно-экспериментальных и промысловых исследований с целью изучения геолого-физических условий в подземных хранилищах газа	
<i>Алиева О. А.</i>	158
О методах восстановления приемистости нагнетательных скважин	
<i>Аббасова С. В., Wang Jiao Jiao</i>	162
Оценка эффективности заводнения на основе амплитудно-частотной характеристики процесса добычи	
<i>Мамедов А. В., Султанова А. В., Наджафзаде Т. Э.</i>	167
Снижение затрат на эксплуатацию рудничных электроустановок в горных выработках нефтешахт	
<i>Панфёрова М. Ю.</i>	170
Методы прогнозирования пескопроявлений в процессе эксплуатации скважин	
<i>Алирзаев С. Ш.</i>	175
Осложнения, возникающие в вязко-пластичных глинах, подвергающихся релаксации в процессе бурения	
<i>Асадова Г. Ш.</i>	179
Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти	
<i>Мамедова Е. В.</i>	183
Моделирование аналитического инструмента для оценки технологической эффективности от промышленного внедрения газового эжектора	
<i>Сивкова М. В., Елизаренко И. И., Перишин Н. А.</i>	187
Аварийный разлив нефти: расчет эколого-социального эффекта	
<i>Анисимов И. Е., Барахнина В. Б., Исмаилова С. М., Христовуло В. А.</i>	190
Анализ методов повышения коэффициентов добычи углеводородов газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой	
<i>Мамедов Р. М., Султанова А. В.</i>	194
Физическая модель для изучения процессов извлечения ретроградных углеводородов с применением неуглеводородных газов	
<i>Матейчук Л. В., Киян П. И., Волков А. Н., Шиков И. А.</i>	199
Интенсификация притока методом сонохимического воздействия на газоконденсатный пласт	
<i>Жданов К. Ю., Шиков И. А.</i>	203
Полимерное заводнение газонефтяного месторождения Самарской области	
<i>Семенченко А. А., Яраханова Д. Г.</i>	206
Определение диаметра фонтанной трубы при минимальном значении потери давления в стволе скважины	
<i>Мамедова Г. Г.</i>	209
Контроль свойств водонефтяных эмульсий в динамическом режиме	
<i>Беляева Е. П., Безбородов Ю. Н.</i>	212
Гидравлическая модель газоконденсатной субгоризонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта	
<i>Дорфман М. Б.</i>	216
Причины возникновения асфальтосмолопарафинистых отложений при эксплуатации скважин на Южно-Приобском месторождении /	
Complications in the operation of wells at the Yuzhno-Priobskoye field	
<i>Сорокина А. А., Сардарова Т. Н. к., Хайруллин А. А.</i>	220
Обеспечение безопасной работы НСП «Кереметово» Южарланского УДНГ филиала ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул»	
<i>Буриков С. А., Гиниятуллина Р. А., Барахнина С. Д., Исмаилова С. М., Исмаилов М. И.</i>	224

Использование широких фракций легких углеводородов в качестве агента водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов	
<i>Чипизубова Т. К., Инякина Е. И.</i>	228
Анализ возможности повышения эффективности интерпретации кривых восстановления давления	
<i>Мустафаев А. А., Мехтиева Н. Ф.</i>	231
Применение боковых стволов на нефтяном месторождении Ханты-Мансийского автономного округа	
<i>Алхасов Ф. Д., Яраханова Д. Г.</i>	237
Применение индикаторного метода по радону для решения различных задач на месторождениях	
<i>Кузнецова Г. Я.</i>	239
О разработке месторождений асфальта	
<i>Яраханова Д. Г.</i>	242
Технико-экономическое обоснование эффективности разработки месторождений Ненецкого автономного округа	
<i>Богаткина Ю. Г., Сарданашивили О. Н.</i>	244
Системная идентификация состояния работы фонда газлифтных скважин	
<i>Мамедов А. В., Мамедов Р. М., Мамедов И. П.</i>	248
Экологические аспекты применения акриловых буровых добавок	
<i>Исмагилова С. М., Барахнина С. Д., Саяпов А. В., Анисимов И. Е., Исмагилов М. И.</i>	253
Методы извлечения остаточной нефти на Туймазинском месторождении	
<i>Кобякова Ю. С., Яраханова Д. Г.</i>	256
Увеличение продуктивности скважин методом солянокислотных обработок / Technologie de traitement des puits à l'acide chlorhydrique	
<i>Величко Е. И., Хамза Х. А., Близиюков В. Ю.</i>	259
Особенности циклической эксплуатации газлифтных скважин в условиях роста обводненности продукции	
<i>Верисокин А. Е., Вержбицкий В. В., Кутовой А. С., Близиюков В. Ю.</i>	261
Анализ психологических аспектов безопасности в условиях добычи углеводородов	
<i>Соходон Г. В.</i>	266
Сравнение и анализ двух вариантов эксплуатации нефтяной скважины с высоким содержанием газа	
<i>Ильин Д. М., Ксёиз Т. Г.</i>	270
СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА	278
Повышение уровня управления магистральными газопроводами и решение задач прогнозирования на основе использования нейронных сетей	
<i>Низамов Н. И., Мастобаев Б. Н.</i>	278
Историческое развитие методов анализа группового состава нефтяных систем с помощью селективной экстракции и адсорбции	
<i>Ташибулатов Р. Р., Токаренко А. В., Гусев М. Ю.</i>	279
Обзор депрессорных присадок	
<i>Федоров В. Т., Кадильников Я. С.</i>	283
Применение интеллектуальных систем в области определения остаточного ресурса промысловых трубопроводов	
<i>Выдренков А. Д., Земенкова М. Ю., Чижевская Е. Л.</i>	286
Способ определения местоположения внутритрубных снарядов в промысловых и магистральных нефтепроводах	
<i>Багаутдинов Р. В., Фролов Ю. А.</i>	290
Зачистка резервуаров (РВС) от отложений роботизированной установкой	
<i>Головань Е. В., Угланов К. Д.</i>	293

Технология каскадного редуцирования природного газа с применением маршрутного энергосберегающего геотермального обогрева <i>Волков Д. С., Янчук В. М., Кузьбожжев А. С., Шишкин И. В., Кузьбожжев П. А.</i>	302
Причины, влияющие на эксплуатационную надежность и безопасность магистральных газопроводов <i>Ельцов Е. П.</i>	305
Способ транспортировки нефти и нефтеконденсата в условиях многолетнемерзлых грунтов <i>Журихина А. В., Гаррис Н. А.</i>	308
Исследование напряжённого состояния трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки <i>Игнатик А. А.</i>	311
Повышение прочностных характеристик бетона при строительстве магистральных трубопроводов <i>Мустафаев В. Т., Исмаилов Р. А., Абасов В. В.</i>	320
Потери от сжигания факельного газа в Российской Федерации и Пакистане и необходимость внедрения технологий переработки факельного газа в нефтегазовом секторе <i>Хан К., Борисова О. В., Яворская Е. Е.</i>	324
Повышение пропускной способности газотранспортной системы при помощи лупинга на основе полимерно-армированной трубы <i>Сабитов М. И., Сивкова М. В.</i>	328
Направления повышения энергоэффективности эксплуатации газопроводов <i>Тартышев О. И., Чижевская Е. Л.</i>	330
Анализ современных подходов к оценке ресурса безопасной эксплуатации промысловых газопроводов с коррозионными повреждениями <i>Калининский А. А., Онацкий В. Л., Голубев И. А.</i>	334
Использование полимерных композитных материалов в создании ёмкостей для хранения нефтепродуктов и химического сырья <i>Поляков А. В., Приходько М. Г., Зимбурский Е. В., Михайлина И. С.</i>	338
Изучение структурно - группового состава нефтяной системы <i>Антонова К. Ю., Харитонов Е. В., Юринов А. И., Шарифуллин А. В.</i>	341
Определение оптимальных условий строительства подземных газохранилищ в пластах каменной соли <i>Локишина Е. А.</i>	345
Методы контроля дозврывоопасных концентраций паровоздушных смесей нефти и нефтепродуктов <i>Трошин К. А., Шрам В. Г.</i>	350
Разработка способа установки сегментной теплоизоляции на тело трубопровода, обеспечивающего ее надежную фиксацию в течение всего срока эксплуатации <i>Казакова Т. И., Шишкин И. В.</i>	357
Оценка влияния ориентационного положения сквозного дефекта трубной теплоизоляции на формирование температурных полей грунта околотрубного пространства <i>Казакова Т. И., Шишкин И. В.</i>	360
Особенности движения газовых потоков с жидкими включениями по трубопроводным системам <i>Исмаилов Р. А., Мамедли С. В.</i>	365
Расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов в условиях переменной загрузки магистрального газопровода с использованием диспетчерско-технологической информации <i>Сайфуллина А. И., Годовский Д. А., Иванов Э. С.</i>	369
Утилизация низконапорного газа на Кыртаельском месторождении путем внедрения газовых эжекторов <i>Лецев В. И., Михеев Д. М., Кобозев Д. И.</i>	372

Модель автоволнового процесса деформации в поликристаллических материалах <i>Малинина Н. А., Малинин В. Г., Малинин Г. В., Малинин В. В., Савич В. Л.</i>	376
Установка замедленного коксования с улучшенными показателями эффективности <i>Кореньков Б. Д., Засовская М. А., Зотов Ю. Л.</i>	382
Возможность переработки высоковязкой ярегской нефти на промышленной установке регенерации масел и нефтесодержащих отходов <i>Старинец М. В., Засовская М. А.</i>	385
Анализ методов повышения эффективности сгорания газового топлива <i>Багаутдинова Р. Р., Фролов Ю. А.</i>	390

СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ

В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ	394
Применение технологии нечёткого моделирования в задачах оценки достоверности подсчёта запасов углеводородов / The use of fuzzy modeling technology in the tasks of assessing the reliability of calculating hydrocarbon reserves <i>Мелентьев В. А., Чувашов А. А.</i>	394
Моделирование технологических процессов средствами функционально-стоимостного анализа: На примере бурения нефтяных и газовых скважин <i>Шмелев В. А., Степин Ю. П., Близнюков В. Ю.</i>	398
Система автоматизированного проектирования многоступенчатых газлифтов для нефтяных скважин <i>Хозяинов В. П., Дубовец А. В.</i>	406
Оптимизация подходов к моделированию процессов самотечной перекачки нефти в трубопроводных системах <i>Шаммазов И. А., Борисов А. В., Александрук Б. С., Никитина В. С.</i>	410
Наилучшее приближение для плотности распределения Шамперноуна с нулевым параметром лямбда <i>Пастухов Ю. Ф., Пастухов Д. Ф., Чернов С. В., Пастухов А. Ю., Волосова А. К., Волосов К. А., Волосова Н. К.</i>	414
Точное восстановление данных для обратной функции плотности распределения Шамперноуна с нулевым параметром лямбда <i>Пастухов Ю. Ф., Пастухов Д. Ф., Чернов С. В., Пастухов А. Ю., Волосова А. К., Волосов К. А., Волосова Н. К.</i>	419
Моделирование агрегации наночастиц магнетита на каплях водонефтяной эмульсии <i>Смирнов Ю. Г., Ивенина И. В.</i>	423
Прогнозирование ремонтпригодности труб с единичными поверхностными дефектами посредством алгоритмов классификации в отечественном сервисе «Yandex DataSphere» <i>Григорьев Л. Ю.</i>	426
Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния массива горных пород в условиях термошахтной добычи нефти <i>Грунскоой Т. В.</i>	437
Использование математических моделей на основе нейронных сетей при решении частных задач нефтегазопромысловой отрасли <i>Чувашов Н. А., Кунцев В. Е.</i>	440
Моделирование распределения потока газа на участке очистки газа при плановых отключениях отдельных пылеуловителей <i>Беляев С. Н., Богданов Н. П., Жевнеренко В. А.</i>	444
<i>Численное моделирование адсорбционных процессов в цифровых ядрах различной неоднородности с использованием решеточных уравнений Больцмана</i> <i>Закиров Т. Р., Хаюшкин А. С.</i>	470

СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ	459
Анализ систем противокоррозионной защиты обсадных колонн скважин от внешней коррозии по месторождениям ПАО «Газпром» <i>Вороник А. М., Трохов В. В., Лысенко А. С.</i>	459
Особенности применения нестандартных технологических решений при промывке скважин <i>Михеев М. А., Уляшева Н. М.</i>	463
Разработка тампонажного раствора для повышения качества крепления горизонтальных скважин в условиях Приобского нефтяного месторождения <i>Никишин В. В., Блинов П. А., Кузнецова Д. С., Филиппов К. В.</i>	468
Разработка и исследование скважинного устройства для минимизации асфальтосмолопарафинистых отложений в условиях многолетнемерзлых пород <i>Павлова П. Л., Кондрашов М. П.</i>	472
Конструктивные особенности сопловой гидроударной детонационной буровой головки. Схема детонационной камеры её ствола / Design features of the nozzle water hammer detonation drill head. The scheme of the detonation chamber of its barrel <i>Михайлов В. А.</i>	477
Влияние излома оси скважины на проходимость обсадной колонны по стволу <i>Андрианов Н. И.</i>	483
Концепция математического моделирования технического состояния и планирования ДТОиР внутренних элементов оборудования объектов переработки газа <i>Нефедов С. В., Федотова А. И., Ряховских И. В., Савинов С. Г., Фомин В. В.</i>	487
Исследование причин отказов насосных штанг скважинной штанговой насосной установки при их эксплуатации <i>Канева Х. Ф., Бобылева Т. В.</i>	493
Анализ методов повышения эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях <i>Лукьянов В. Д.</i>	504
Повышение эффективности освоения газовых скважин при помощи колтюбинговых установок <i>Попов А. О., Чеславский Я. В.</i>	509
Технологические жидкости для бурения и крепления скважин в условиях сероводородной агрессии на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции <i>Каменских С. В.</i>	514
Патентный ландшафт в области очистки бурового раствора <i>Талибуллин Р. Н., Хузина Л. Б.</i>	518
Технические решения по модернизации оборудования для повышения эффективности подготовки промысловой продукции <i>Казарцев Е. В.</i>	523
Анализ виброизоляционных материалов, используемых для разработки амортизаторов вибродемпфирующей рамы магистрального нефтеперекачивающего агрегата <i>Макаров А. И.</i>	533
Диагностика и аналитика контроля работы динамического оборудования <i>Соловьев Н. А.</i>	538
Перспективы развития в области исследования и разработки эффективных буровых растворов при проводке скважин в разрезах, представленных неустойчивыми глинистыми породами <i>Цуканова А. Н., Уляшева Н. М., Штоль И. Р.</i>	542
Оптимизация дизайна конструкции скважин для предупреждения и ликвидации поглощений при бурении трапповой интрузии <i>Рожкова Д. С.</i>	545

Особенности процесса выноса шлама из наклонных и горизонтальных скважин <i>Ширинов М. М., Омарова А. Ш.</i>	549
Совершенствование конструкции шарошечного расширителя для бурения твердых и крепких пород при проходке скважин для нефтегазопроводов <i>Сериков Д. Ю.</i>	553
Анализ возможных причин нестабильности стенок скважины на Харьятинском месторождении <i>Политов Н. М., Хорошилов Р. А., Чубатюк К. С., Чеславский Я. В.</i>	557
Современные тенденции в области винтовых забойных двигателей: решения для улучшения производительности <i>Стрельский Д. А.</i>	563
Методы исследования адсорбционной установки для осушки природного газа <i>Старинец А. Н., Бобылева Т. В.</i>	567
Совершенствование технологии пиролиза для конверсии отходящего газа в товарную продукцию на примере ООО «ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА» - Сосногорский ГПЗ <i>Белякова А. А., Борейко Д. А.</i>	571
Аудит системы управления промышленной безопасностью <i>Миндубаев Р. Г., Шаяхметов А. З., Борейко Д. А.</i>	580
АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ	586



ПРИВЕТСТВЕННОЕ СЛОВО РЕКТОРА УГТУ, ПРОФЕССОРА Р. В. АГИНЕЙ

Уважаемые участники и гости
Международной научной конференции «Рассохинские чтения»!

От имени коллектива Ухтинского государственного технического университета приветствую вас на нашем традиционном форуме, посвященном памяти Геннадия Васильевича Рассохина – профессора, доктора технических наук, третьего ректора Ухтинского индустриального института.

В 2024 году УГТУ отмечает знаменательную дату: исполняется четверть века с момента присвоения Ухтинскому индустриальному институту статуса технического университета. Это событие произошло через два года после того, как Геннадия Васильевича не стало, но всё, что было сделано за 17 лет его руководства институтом, послужило фундаментом университетскому будущему нашего вуза. И то научное направление, которым занимался профессор Рассохин, было и остается для УГТУ приоритетным, стратегическим, а наследие Геннадия Васильевича, развиваемое учеными УГТУ, стало предпосылкой для организации нашей конференции.

«Рассохинские чтения» сегодня представляют собой одну из важных российских и международных площадок, где концентрируется научная мысль, направленная на решение задач нефтегазовой отрасли. О статусе «Рассохинских чтений» свидетельствует и история конференции (ей исполнилось уже 16 лет), и постоянное расширение ее географии, и рост количества докладов, и неизменно авторитетное представительство. Значение конференции особенно возрастает в современных условиях, когда топливно-энергетический комплекс России и всего мира оказался в условиях коренной перестройки рынка. Наибольшую «турбулентность» при этом испытывает именно газовый сектор экономики. Решить возникающие в связи с этим задачи возможно только в условиях самой тесной интеграции производства, науки, образования, государственного управления. «Рассохинские чтения» являются не только моделью, но и инструментом такой интеграции.

Программа нашей конференции может служить иллюстрацией к этому тезису.

Во-первых, год назад мы апробировали новый формат пленарного заседания. Оно было организовано как панельная дискуссия, и это позволило в режиме реального времени рассмотреть насущные вопросы отечественной науки и нефтегазовой промышленности многоаспектно, с самых разных позиций. Этот опыт, по мнению участников «Рассохинских чтений» 2023 года, был удачным, и сегодня он будет продолжен.

Во-вторых, в ходе конференции состоится открытие именного инновационного цифрового библиотечно-издательского комплекса ПАО «Газпром» в УГТУ. Сердечно благодарю наших стратегических партнеров – ПАО «Газпром» и его дочернее предприятие «Газпром трансгаз Ухта» за замечательный подарок к 25-летию университетского статуса УГТУ. Он служит символическим выражением интеграции производства и образования на фундаменте науки.

Наконец, мы с удовольствием представим нашим гостям военный учебный центр УГТУ, готовый к приему первых студентов в 2024 году. Казалось бы, создание такого центра не имеет прямого отношения к теме конференции. Однако он тоже создавался при поддержке наших производственных партнеров, и я пользуюсь случаем, чтобы поблагодарить за помощь в его оснащении компании «ЛУКОЙЛ-Коми» и «Газпром трансгаз Ухта». А кроме того, в центре будет вестись подготовка кадров мобилизационного ресурса России для Управления ракетного топлива и горючего Министерства обороны Российской Федерации, то есть по программам военной подготовки, смежным с профилем нашего университета и с тематическим полем нашей конференции.

Уважаемые коллеги, надеюсь, что все мероприятия программы «Рассохинских чтений» вызовут ваш живой интерес, а доклады на пленарном и секционных заседаниях станут источником новых научных и профессиональных решений. Результаты дискуссий найдут отражение в итоговой резолюции чтений.

Желаю вам вдохновенной и плодотворной работы, уважаемые коллеги. Благодарю за внимание!

*Р. В. Агиней,
председатель оргкомитета конференции,
ректор УГТУ, доктор технических наук,
профессор*



СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, ПОИСКИ И РАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

УДК 550.34

Построение прогнозных карт эффективных толщин с применением нейронной сети (на примере нижнемеловых нефтяных объектов Краснотеннинского свода)

Гельванов И. Р., Бембель С. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Краснотеннинский нефтегазоносный бассейн имеет значительный объем для увеличения минерально-сырьевой базы углеводородов. Изучение геологического строения, данной области, является актуальной задачей для эффективной добычи нефти и газа. Объектом исследования являются нижнемеловые отложения верхнеаптского возраста, сложенные морскими и прибрежно-морскими глинисто-алевритовыми и алеврито-песчаными породами. Нефтеносность, в основном, связана с прибрежно-морскими песчаниками. При этом даже в пределах одного месторождения часто встречаются участки и зоны высокопродуктивных песчаных линз с увеличенными эффективными толщинами, при вскрытии которых получены высокие дебиты нефти, а также средне- и низкопродуктивные участки, характеризующиеся невысокими дебитами и повышенной обводненностью продукции скважин. Причинами резкой изменчивости является сложное геологическое строение отложений в этом интервале разреза. Местами выдержанный стратиграфический разрез нарушается, что объясняется латеральным литолого-фациальным замещением либо врезанием течений или «подводных русловых потоков» [1].

Для прогноза распределения продуктивных участков объекта исследований с учетом данных ГИС, керна и опробования эксплуатационных и разведочных скважин последние 15 лет активно привлекаются данные 3D сейсморазведочных исследований. С целью поиска перспективных зон, связанных с повышенными значениями эффективных толщин продуктивных объектов, авторами работы использовались алгоритмы нейронных сетей. Для построения прогнозной карты были привлечены данные результатов интерпретации ГИС и сейсмических атрибутов, полученных с временного сейсмического 3D куба.

Использование алгоритмов машинного обучения имеет несколько преимуществ, например, нейронные сети могут эффективно обрабатывать большие сейсмические данные, выявляя закономерности, которые могли бы быть упущены при традиционных методах анализа. При этом процесс интерпретации автоматизирован, что ускоряет работу и уменьшает зависимость от человеческого фактора; модели на основе нейронных сетей могут обучаться на больших объемах данных, что способствует улучшению точности прогнозов.

Предварительный анализ сейсмического материала на площади исследований показал наличие аномалообразующих объектов, которые связаны с повышенными значениями эффективных толщин продуктивного нижнемелового объекта [2]. Вдоль продуктивного объекта исследования по сейсмическому кубу были получены карты атрибутов средней энергии, акустического импеданса, интенсивности отражения, изрезанности сигнала, мгновенных амплитуд, фаз, частот. После итеративного перебора выбирались динамические карты с значением коэффициента корреляции, равными 0,5-0,55, с параметром эффективной толщины (Нэф.) по скважинам, вскрывшим интервалы продуктивного пласта. Была составлена обучающая выборка скважин с действительными значениями эффективной толщины продуктивного объекта в пределах участка исследований.

Для получения прогнозных карт использовалась многослойная нейронная сеть перцептрон. Перцептрон — это нейронная сеть, состоящая из входного, выходного и расположенных между ними одного (или нескольких) скрытых слоев нейронов [3]. В многослойных перцептронах (MLP) несколько нейронов объединяются в слои, и информация передается от входного слоя к выходному через скрытые слои. Это позволяет нейронной сети более гибко обучаться и адаптироваться к сложным задачам.

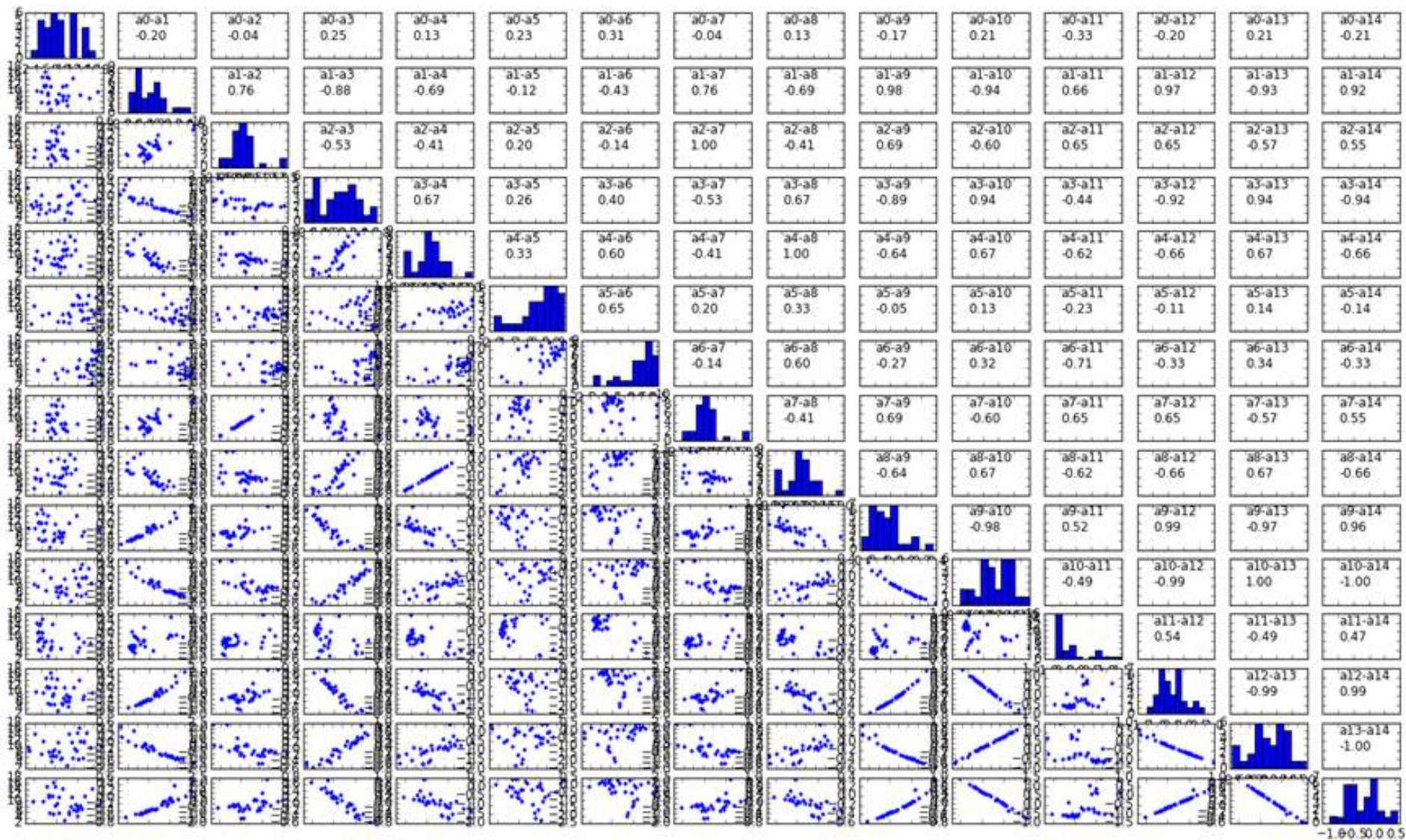


Рисунок 1 - Матрица корреляций значений сейсмических атрибутов с параметром Нэф..

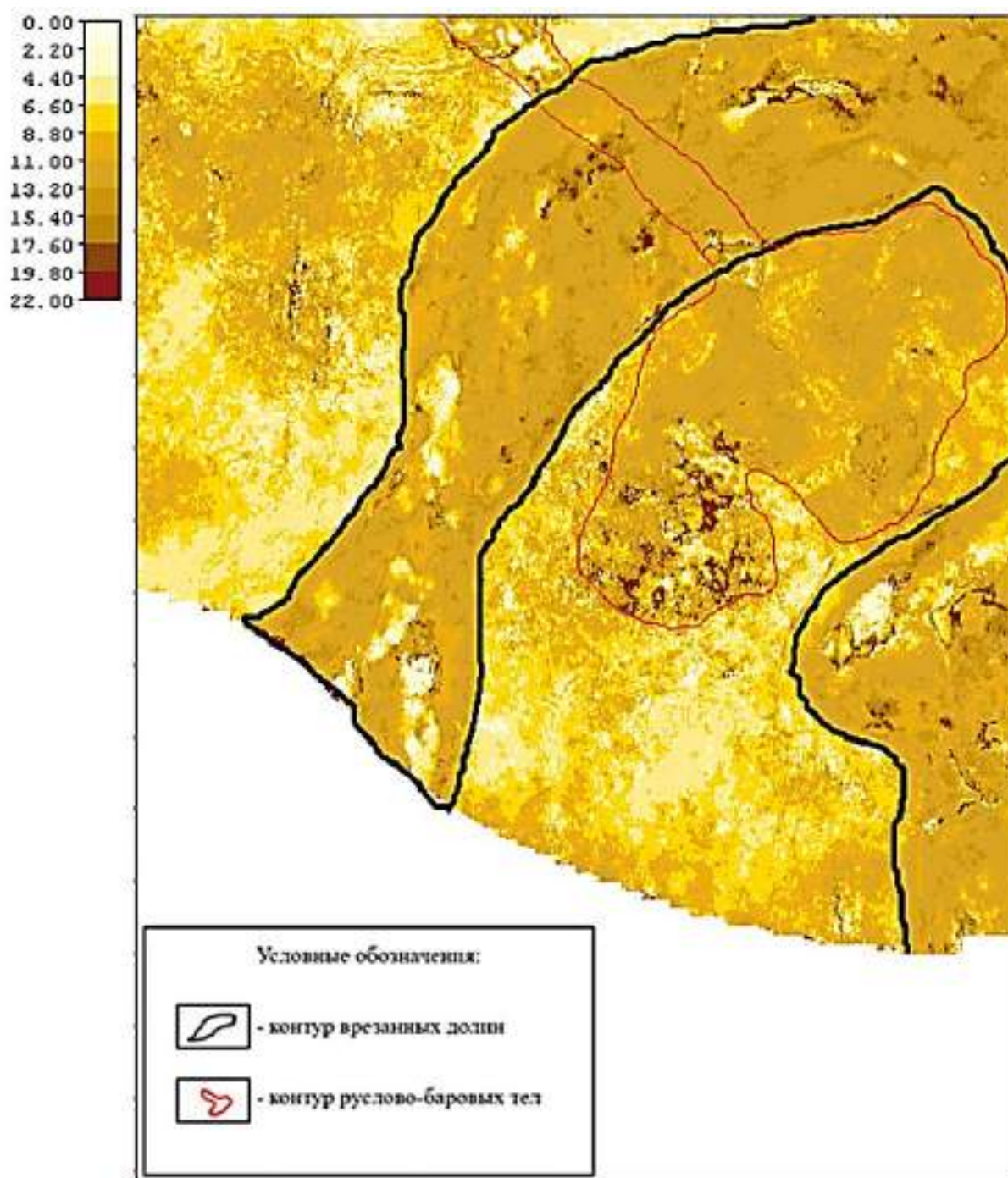


Рисунок 2 - Прогнозная карта эффективных толщин, построенная посредством нейронной сети перцептрон.

Для данной сети исследований подбирались значения среднеквадратичной ошибки (MSE), нормы обучения, числа нейронов на слоях сети, количестве итераций обучения. В результате получена прогнозная карта с коэффициентом корреляции между прогнозным и действительным параметром Нэф., равным 0,7 (рис. 1).

Комплекс заполнения врезано-долинных систем связан с повышенной песчанистостью и имеет условия для образования структурно-литологических ловушек углеводородов, осадочный материал выносится в область береговой линии склона шельфа, где формируются дельты, фаны дна и склона бассейна [1].

На прогнозной карте заметно повышенное значение эффективных толщин в пределах контура врезанных долин и зон распространения руслово-баровых тел (рис. 2). Данный результат может использоваться для обоснования местоположения новых эксплуатационных скважин и планирования геолого-технических мероприятий для повышения отборов нефти.

По результатам выполненных работ определены взаимосвязи сейсмических атрибутов и параметров Нэф., а также фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивного интервала нижнемелового объекта. Подбор и определение подобных связей, в первую очередь, возможны на разбуренных участках месторождений, где есть достаточно плотная сетка эксплуатационных скважин, отобран и исследован керн, материалы ГИС и опробования. На таких участках, где имеется подробная информация об изменении эффективных толщин, ФЕС и продуктивности пласта, существует возможность «откалибровать» и настроить зависимости между сейсмическими атрибутами и данными по скважинам, по результатам такой «настройки» и обучения выбрать наиболее информативные признаки и параметры сейсмической записи, которые можно затем использовать для прогноза на участках и площадях, не охваченных эксплуатационным бурением с целью прогноза параметров пласта и обоснование рекомендаций по бурению и комплексу геолого-технических мероприятий.

В целом, использование алгоритма нейронных сетей при оценке и прогнозе параметров нижнемеловых отложений на месторождениях Краснотеннинского нефтегазоносного района позволило повысить достоверность прогноза с относительно повышенным значением корреляции фактических и модельных показателей эффективных толщин продуктивного нижнемелового объекта.

Библиографический список:

1. Медведев А. Л. Врезанные речные долины: история изучения и современное состояние вопроса / А. Л. Медведев // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2010. – № 4. – С. 31-43.
2. Бембель С. Р. Комплексный анализ материалов сейсморазведки, керна и ГИС при уточнении геологического строения залежей викуловской свиты (на примере восточной части Краснотеннинского свода Западной Сибири) / С. Р. Бембель, Р. М. Бембель, С. А. Кобелев, И. Р. Гельванов // Нефтяное хозяйство, 2023. – № 11. – С. 68-72.
3. Гафаров Ф. М Искусственные нейронные сети и приложения: учеб. пособие / Ф. М. Гафаров, А. Ф. Галимянов. – Казань: Изд-во Казан. ун-та, 2018. – 121 с.

УДК 553.9

Уточнение концептуальной модели залежей среднеюрских пластов на основе применения типизации морфологии русел (на примере месторождений западной части ХМАО-Югра Западной Сибири)

Медведев Н. Р., Бембель С. Р.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Одной из актуальных задач современной геологоразведки в настоящее время является разработка и обоснование концептуальных моделей формирования коллекторов и залежей тюменской свиты в Западной Сибири, содержащих миллионы тонн геологических запасов нефти, разведка и разработка которых требует специальных научных и технологических подходов и внедрения передовых технологий [1].

Кроме материалов геофизических исследований скважин (ГИС), опробования, данных исследований керна очень сложное строение резервуаров среднеюрских отложений подтверждается также результатам анализа сейсмического волнового поля по материалам современных 3D исследований (Рис. 1 - слева). На седиментационных срезах в интервале среднеюрских продуктивных объектов достаточно уверенно прослеживаются множества сложно переплетающихся разноуровневых палеорусловых объектов. Эти объекты часто представлены разным фациальным составом пород – от глинистых разностей и песчаников с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС), так и песчаниками с улучшенными ФЕС. В отличие от подобного представления зачастую принятые геологические модели залежей нефти среднеюрских пластов на государственный баланс характеризуются, как тектонически экранированные с наличием условных границ посередине расстояния между пробуренными скважинами (Рис. 1 - справа).

Разумеется, что тектонический фактор является одним из основных при прогнозе формирования локальных поднятий и распределения осадочного материала [1]. Однако на формирование и сохранность ловушек и залежей углеводородов (УВ) оказывали свое влияние и условия осадконакопления. Поэтому различные уровни межфлюидальных контактов могут объясняться не только тектоническими, но и литологическими экранами.

Территория исследований включает Шаимский нефтегазоносный район (НГР) и, частично, Красноленинский НГР. Формирование отложений среднеюрских пластов Ю4-Ю2 относится к батскому веку, когда палеогеографические обстановки становятся более дифференцированными, а в региональном плане продолжается общее опускание территории. Областями денудации остаются лишь небольшие эрозионные останцы на отдельных выступах, а большую часть площади исследований занимает плоская аллювиально-озерная равнина со сложным характером распространения песчано-алевритовых пород.

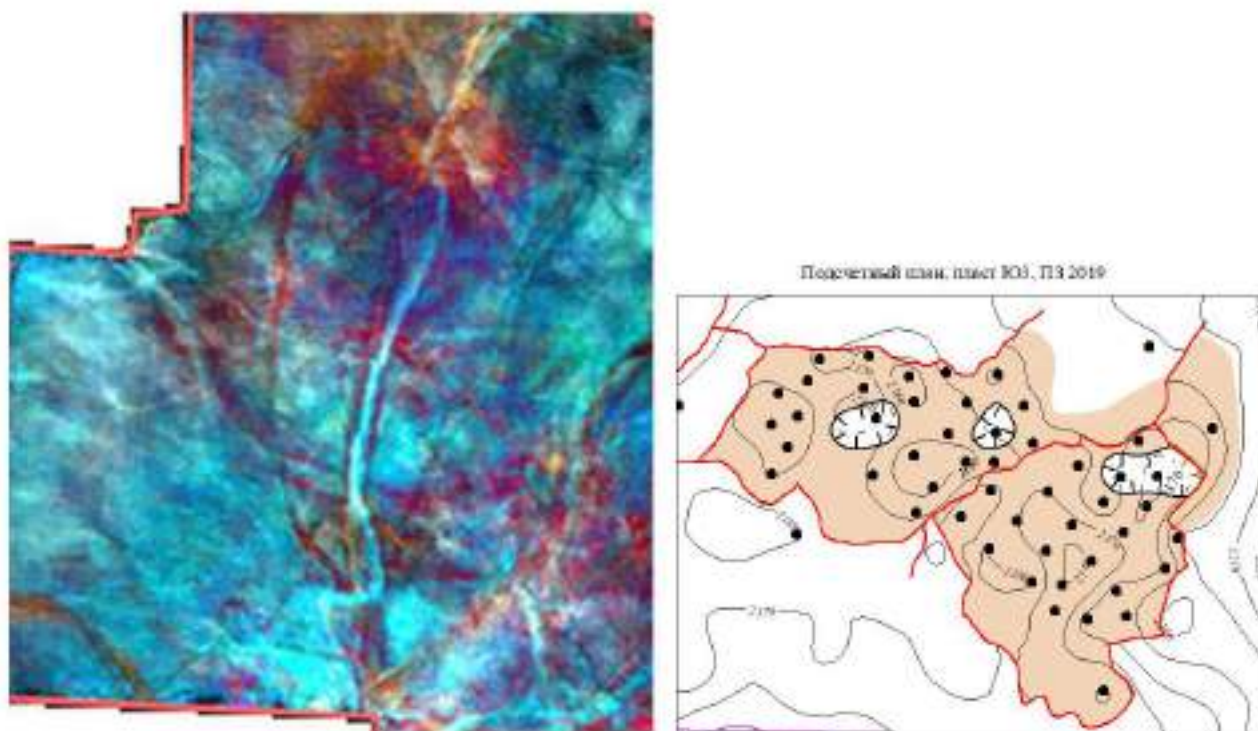


Рисунок 1 - Седиментационный срез в интервале продуктивного пласта Ю3 по кубу RGB-суммы после спектральной декомпозиции по данным 3D сейсморазведки и геологическая модель залежей нефти, ограниченных разрывными нарушениями.

На большей части территории толщины пластов меняются от 20 до 25 метров, увеличиваясь в северо-восточной части до 30-35 метров. На преобладающей площади существовала низменная аллювиальная равнина, на которой развивалась система палеорусел прирусловой внутренней и внешней поймы, разделенных относительно возвышенными участками (локальными водоразделами). В северо-восточном направлении формируется дельта, и происходит региональная разгрузка терригенного материала в Мутомскую котловину. При этом толщины пластов увеличиваются до 40 метров [2].

В описании керна, отобранного из нескольких скважин, по всему разрезу пласта Ю4 отмечаются углефицированные мелкие и крупные корни растений, реже - отпечатки листьев папоротников и «травоподобной» растительности, часто встречаются прослои угля, что доказывает отложение осадков в условиях болот и поймы древней русловой системы. На рисунке 2 приведена фотография керна, отобранного в интервале пласта Ю4, из разведочной скважины Х. Интервал представлен песчанистыми алевритами, пронизанными многочисленными корешками растений, перекрывающимися слоем угля толщиной 0,7 м. В группе скважин, расположенных севернее, суммарная толщина песчаных прослоев составляет от 1,7 до 1,8 м, по данным ГИС выделены углистые прослои.

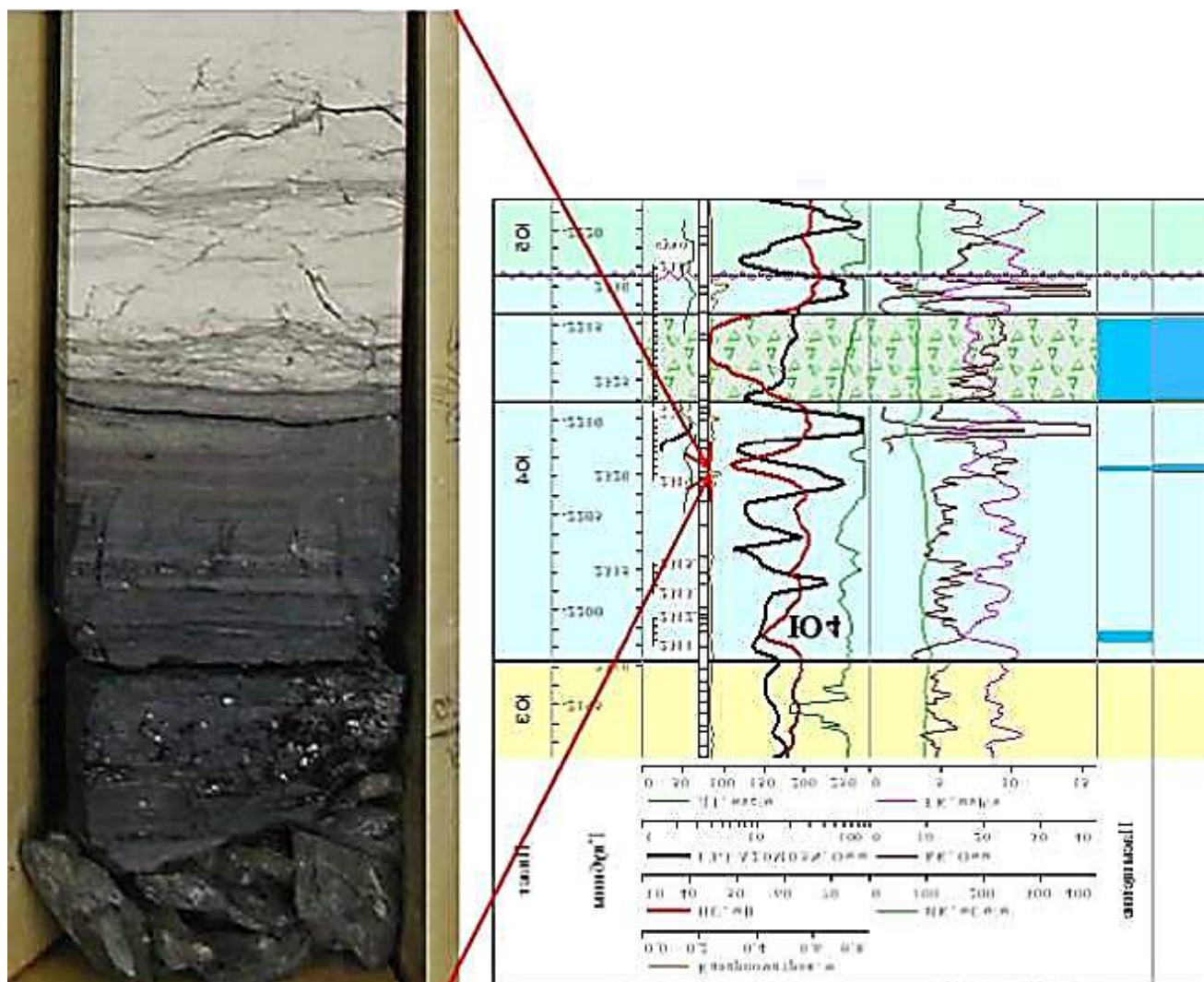


Рисунок 2 - Скважина Х. Фотография образца керна и планшет ГИС в интервале пласта Ю4.

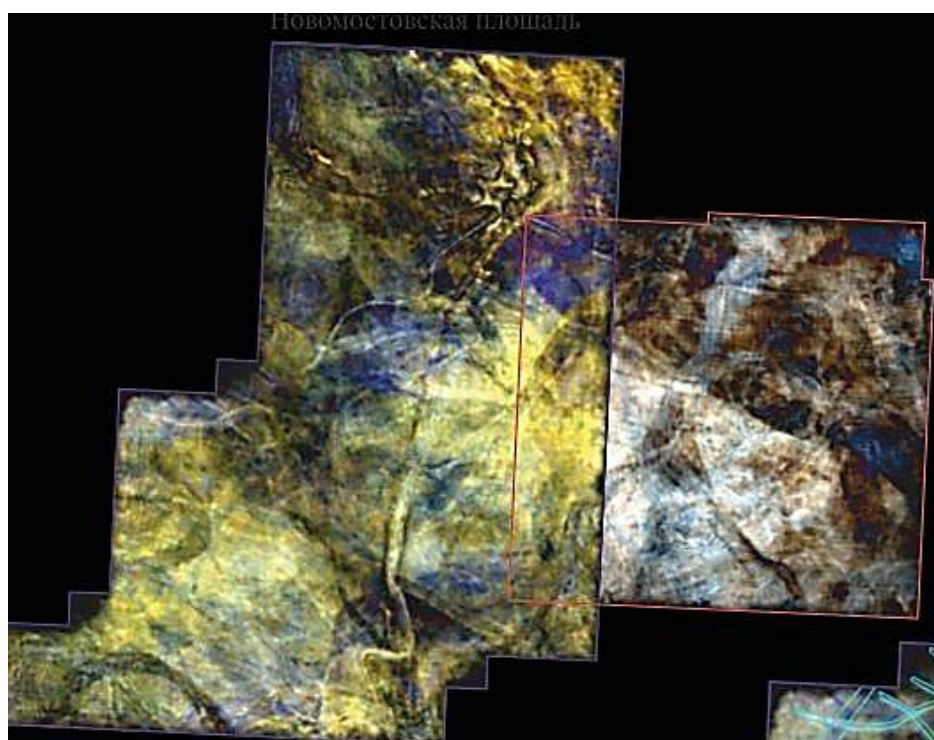


Рисунок 3 - Срезы кубов RGB-суммы в интервале пласта Ю4 с прослеживаемыми границами русел.

Таким образом, фаунистические остатки и слойки угля толщиной до 1 метра доказывают континентальный генезис осадков. Территория представлена заболоченной аллювиальной равниной и дельтовой равниной с распределительными рукавами и междуречными заболоченными участками. Береговая линия палеоморя проходила восточнее, что не исключает периодических затоплений морем низменностей.

На срезах куба RGB-суммы по данным 3D сейсмических исследований в интервале пласта Ю4 видна развитая система переплетающихся палеорусловых тел (Рис. 3).

В северной части Восточного участка на карте временных толщин пласта Ю3 выделяются узкие вытянутые зоны с увеличенными толщинами, интерпретируемые как врез отложений пласта Ю3 в нижележащие осадки пласта Ю4. В изучаемом районе значение границ вреза пласта Ю3 является определяющим, так как данные границы являются литологическими экранами, разделяющими залежи нефти пластов Ю3-4 (Рис. 4) [2].

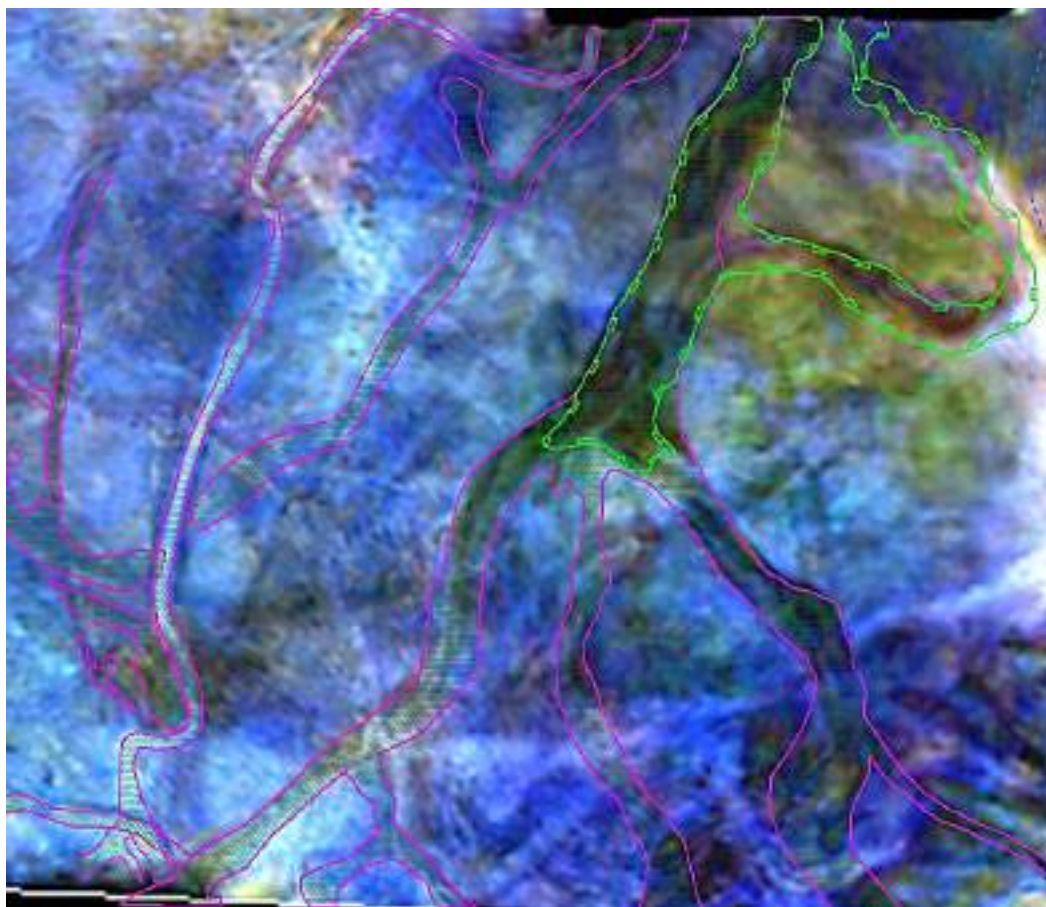


Рисунок 4 - Срезы куба RGB-суммы в интервале пласта Ю3-4 с нанесенными границами русел (Восточный участок).

В районе Восточного участка русловые долины представлены фациями больших русел, которые четко прослеживаются срезах куба RGB-суммы в интервале пласта Ю3. Дополнительный анализ внутреннего строения пласта показал, что в интервале отложений Ю3 в пределах долины наиболее широких русел отложения представлены как одним-двумя, так и несколькими пропластками, сформированными временными потоками в пределах руслового ложа. Внутри долины прослеживаются узкие каналы с различной седиментацией, не исключающей их заиленности и глинизации. Кроме того, в северной части Восточного участка закартирована граница вреза пласта Ю3, частично прорезающего пласт Ю4. Данная особенность строения резервуара пластов Ю3-Ю4 повлияла на геометризацию залежей нефти ближайшего месторождения.

С учетом материалов исследований и публикаций [2, 3] выполнено сопоставление имеющихся геолого-геофизических данных (керна, ГИС, сейсмика) и уточнена приуроченность выделенных русловых форм в интервалах пластов Ю2-Ю4 к разным типам речных систем по форме их русел [3]. Исходя из проведенного анализа материалов Западная часть территории исследований

представлена в основном "анастомозирующим" типом русел – множеством переплетенных разноуровневых каналов (как глинистых, так и песчаных). Восточный участок территории исследований с элементами врезов пласта Ю3 в отложения пласта Ю4, характеризуется наличием русловых форм, подходящих под определение "врезанного меандрирования" за счет донной эрозии.

С точки зрения перспектив прогноза продуктивности отложений среднеюрских пластов Ю2-Ю4, определение типов русловых форм, к которым могут быть приурочены наиболее перспективные локальные участки и зоны размещения добывающих скважин, безусловно необходимо с точки зрения уточнения концептуальных моделей при создании трехмерных геологических моделей – основы рентабельности дальнейшего вовлечения в разработку приуроченных к ним залежей УВ [4].

Библиографический список:

1. Бембель Р. М. Геологические модели и основы разведки и разработки месторождений нефти и газа Западной Сибири / Р. М. Бембель, С. Р. Бембель. – Тюмень: ТИУ, 2022. – 209 с.
2. Медведев Н. Р. Геометризация залежей и прогноз нефтегазоносности среднеюрских отложений северо-восточной части Шаимского НГР // Медведев Н. Р. // Сборник статей УГТУ. – 2023. – С.42 - 46.
3. Ольнева Т. В. Сейсмовидение геологических процессов и явлений: русловые отложения континентальных обстановок осадконакопления // Ольнева Т. В., Жуковская Е. А. // Геофизика. – 2016, №2. – С.2 - 9.
4. Бембель С. Р. Геологическая модель и обоснование оптимального размещения скважин на объектах тюменской свиты западной части ХМАО-Югры // Бембель С. Р., Авершин Р. В., Бембель Р. М., Кислухин В. И. // Известия вузов. Нефть и газ. – 2020, №6. – С. 8 - 24.

УДК 553.982.23

Особенности строения и формирования низкопродуктивных нефтяных залежей башкирского яруса юго-западного склона Южно-Татарского свода

Королев Э. А., Ескин А. А., Кольчугин А. Н., Даутов А. Н.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Отложения башкирского яруса в пределах Волго-Уральской антеклизы являются регионально нефтеносными [1]. На территории Татарстана в них сосредоточено около 14,5% всех разведанных нефтяных залежей [5]. В настоящее время идет активное освоение залежей нефти, приуроченных к восточному борту Мелекесской впадины, а также к западному слону и купольной части Южно-Татарского свода (ЮТС). Не останавливаясь на этом, нефтяные компании ведут геолого-разведочные работы по выявлению новых перспективных объектов для нефтедобычи. Одними из таких объектов являются малоамплитудные купольные поднятия, расположенные на юго-западной части склона ЮТС. Согласно результатам буровых работ, потенциальная нефтеносность купольных структур связана с верхними частями разрезов башкирского яруса. Нефтяные залежи нижних и средних участков разрезов в настоящее время разрушены в результате проникновения в породы коллекторы законтурных пластовых вод. Ограниченность нефтепродуктивного интервала только верхами отложений башкирского яруса обуславливает относительно невысокие дебиты нефти на большинстве малоамплитудных поднятий юго-западного склона ЮТС. При этом с верхними нефтяными интервалами тоже не все однозначно. Одни из них дают притоки нефти, из других, несмотря на наличие в керне видимой нефтенасыщенности, получают только минерализованную воду. Причины такой дифференциации поднятий не до конца понятны. Учитывая это, было проведено изучение особенностей строения и формирования пластовых нефтяных залежей башкирского яруса в пределах малоразмерных купольных поднятий.

Методика исследования заключалась в детальном описании кернов скважин, прошедших через низкопродуктивные нефтяные залежи башкирского яруса, слагающих малоамплитудные поднятия. При описании отмечались интервалы залегания пород коллекторов и пород флюидопоров, определялись их структурно-текстурные особенности, характер и интенсивность постседиментационных изменений. Из различных участков нефтяных залежей отбирались образцы

для проведения лабораторных исследований. Основным методом исследования являлся оптико-микроскопический анализ, вспомогательным – рентгенографический анализ.

Согласно полученным данным во всех скважинах в верхах разрезов башкирского яруса вскрываются две пластовые залежи нефти. Верхняя залежь с мощностью пласта коллектора 2,0-3,0 м характеризуется неравномерной нефтенасыщенностью, относительно равномерно нефтенасыщенные темно-бурые слои пород чередуются с неравномерно пятнисто-полосчато нефтенасыщенными породами. От скважины к скважине соотношение равномерно и неравномерно нефтенасыщенных прослоек меняется. В некоторых скважинах преобладают плотные светло-серые карбонатные породы с полосчато нефтенасыщенными прослойками. Нижерасположенная залежь с мощностью пласта коллектора 3,5-4,0 м характеризуется равномерной нефтенасыщенностью и кавернозностью, часто несет следы естественного заводнения. В ряде скважин пласт коллектор содержит тяжелые углеводороды и битум. Между нефтяными пластовыми залежами и в кровле верхнего нефтяного пласта располагаются плотные известняки флюидоупоры. Породы покрышки слабо ожелезненные, светло-бурые, обогащены сульфуростилитовыми швами и вертикальными щелевидными карстовыми полостями, выполненными зеленовато-серым глинистым материалом.

Оптико-микроскопические исследования показали, что во всех разрезах бобриковского яруса породами коллекторами являются пелоидно-фораминиферовые известняки пакстоуны-грейнстоуны по классификации Р. Данхэма. Известняки на 80-85% сложен органическими остатками, на 15-20% - цементирующим минеральным веществом (рисунок 1). Органические остатки размером 0,1-0,5 мм, преобладают 0,1-0,25 мм, средней степени сохранности, представлены фрагментами водорослей в виде пелоидно-комковатых микрозернистых агрегатов (70%), целыми раковинами фораминифер (30%), редкими створками брахиопод и члениками криноидей. Форменные элементы плотно расположены в объеме породы, соприкасаясь краями между собой, что указывает на активную гидродинамику водной среды. Органические остатки сцементированы кальцитовым цементом. Выделяется цемент двух генераций: сингенетический и эпигенетический. Сингенетический цемент порового типа, по структуре микрозернистый, частично выщелочен из межформенного пространства, отмечается в виде оторочек по периферии органических остатков. Эпигенетический цемент распределен неравномерно, крустификационного, порового и ступчато-гнездовидного типа. Крустификационный цемент образует оторочки вокруг органических остатков, сложен скаленоидрами кальцита, поровый – образует одиночные монозерна, выполняющие ранее сформированные поры выщелачивания, ступчато-гнездовидный – образует агрегаты размером до 2,0 мм, сложенные тонко-мелкозернистым кальцитом. Известняк в нефтеносных интервалах содержит 10-15% пор размером до 0,1 мм, образованных за счет выщелачивания сингенетического кальцитового цемента.



Рисунок 1 – Фото образца и шлифа нефтеносного известняка пакстоуна-грейнстоуна в параллельных и скрещенных николях.

В разрезах башкирского яруса нефтенасыщенные известняки пакстоуны-грейнстоуны разделяются плотными известняками мадстоунами, сложенными агрегатными сростками пелитоморфного и микрозернистого кальцита, среди которых отмечаются редкие включения органических остатков водорослей, остракод и кальцисфер. В межзерновом пространстве пород локализованы агрегаты гидроокислов железа, придающих им буроватый оттенок. Структурные особенности известняков мадстоунов указывают, что они формировались в застойных условиях

осолоняющихся лагун, где была подавлена жизнедеятельность бентосных сообществ. Слабое ожелезнение и наличие следов карстования свидетельствуют о периодических выхода известняков из-под уровня башкирского палеоморя, где они подвергались воздействию процессов гипергенеза. Карбонатные породы-покрышки характеризуются весьма низкой пористостью (2-3%). Поры межзерновые, субкапиллярной размерности.

Структурные особенности известняком коллекторов и известняков флюидоупоров являются следствием вариаций условий карбонатной седиментации в пределах мелководного шельфа. В периоды трансгрессии башкирского палеоморя на полого-наклонном участке шельфа зоны волнового воздействия накапливались органические остатки, представленные в основном микрозернистыми комковатыми агрегатами и раковинами фораминифер. Активная гидродинамика водной среды способствовала хорошей сортировки органических остатков по размерам и приобретению ими плотной структурной упаковки, которая сохранилась при последующих стадиях литогенеза. Известняки мадстоуны формировались в регрессивные этапы развития башкирского палеоморя. Повышенная соленость морской воды подавляла жизнедеятельность морских организмов, давая возможность развиваться лишь водорослям и остракодам. В это время преобладала биохеогенная карбонатная седиментация, накапливались микрозернистые известковые илы, которые относительно быстро литифицировались. Периодически микрозернистые известняки мадстоуны выходили из-под уровня моря. В условиях ярко выраженного гумидного экваториального климата породы подвергались воздействию гипергенных факторов, что способствовало их ожелезнению и карстованию. Переслаивание в разрезах вышеописанных литотипов карбонатных пород в различной степени подверженных процессам выщелачивания при взаимодействии с агрессивными водонефтяными флюидами создало предпосылки для формирования пластовых залежей нефти [4].

Согласно современным представлениям [2], миграция агрессивных флюидов идет по восходящей снизу вверх вдоль относительно проницаемых пластов пород карбонатных комплексов. Постепенно продвигаясь к апикальной части купольных поднятий, попутно выщелачивая кальцитовый цемент из межформенного пространства известняков, флюиды создавали пластовые коллектора, в которых в последствие аккумулировались углеводороды. Движущей силой процесса является перепад давления вверх по разрезу, обуславливающий протекание процессов направленной фильтрации и выщелачивания пород глубинными растворами, и молекулярное перемещение углеводородов вследствие градиента концентраций. В соответствии с этим, логично предположить, что снизу вверх по разрезу карбонатного комплекса башкирского яруса агрессивность водонефтяных флюидов будет уменьшаться. Действительно в кернах скважин отмечается тенденция снижения емкостно-фильтрационных свойств карбонатных пород в пластовых залежах снизу вверх по разрезу малоаплитудных поднятий юго-западного склона ЮТС.

Анализ верхнего нефтеносного интервала в кровле башкирского яруса с неравномерной полосчатой нефтенасыщенностью показал, что проработка карбонатных пород агрессивными водонефтяными флюидами протекала неравномерно. Часть слоев пелоидно-фораминиферовых известняков пакстоун-грейнстоунов подверглись интенсивному выщелачиванию, часть – более слабому воздействию. В зависимости от степени агрессивности поступающих в пласт глубинных растворов и интенсивности выщелачивания карбонатных пород продуктивность верхней нефтяной залежи варьирует в широких пределах. В одних случаях верхняя нефтяная залежь дает небольшие притоки нефти, в других – не представляет промышленного интереса. Относительно слабая нефтепродуктивность верхнего интервала разреза башкирского яруса обусловлена проникновением в пласт водонефтяных флюидов с ослабленными кислотными свойствами. Поэтому растворение микрозернистого кальцита цемента известняков пакстоун-грейнстоун, а, следовательно, и увеличение емкостно-фильтрационных свойств карбонатных пород было незначительным. Дебиты нефти из верхнего нефтеносного интервала определяются количеством и мощностью равномерно нефтенасыщенных слоев.

Ниже расположенная нефтяная залежь, отделенная от верхней плотной перемишкой известняков мадстоунов, характеризуется более однородной степенью проработки агрессивными водонефтяными флюидами. По всему нефтепродуктивному интервалу известняки пакстоун-грейнстоун равномерно выщелочены и нефтенасыщены, что

обуславливает их массивную макротекстуру. Процессам выщелачивания был подвержен в основном микрозернистый кальцит цемента породы, органические остатки остались неизменными. Растворение и вынос значительной части карбонатного вещества обусловлен более кислотными свойствами подземных газово-водных флюидов, действовавших на известняки, обладающими относительно высокими фильтрационными свойствами. Выдержанные толщины пластовой нефтяной залежи на большей части малоамплитудных поднятий юго-западного свода ЮТС делают ее наиболее перспективной для разработки. Однако, здесь свои коррективы вносят процессы естественного заводнения законтурными водами. Проникая в пласт коллектор подземные воды способствуют окислению нефти. С одной стороны, это приводит к увеличению доли тяжелых углеводородов и снижению подвижности флюидов в пластах, с другой – к активизации процессов аутигенного минералообразования [3]. Практически во всех нефтенасыщенных известняках нижней нефтяной залежи отмечается присутствие новообразованных агрегатов кальцита, доломита и ангидрита. Карбонатно-сульфатная минерализация развивается в пустотном пространстве пород коллекторов, снижая емкостные и фильтрационные свойства известняков. Отмечается тенденция снижения нефтепродуктивности пластовых залежей нефти с увеличением доли вторичной минерализации. В нефтяных интервалах башкирского яруса с высоким содержанием ангидритовых агрегатов нефть полностью преобразована в битум. При опробовании этих сульфатизированных залежей углеводородов получают притоки минерализованной жидкости.

Учитывая вышесказанное можно сделать следующие выводы:

1. В отложениях башкирского яруса малоамплитудных поднятий юго-западной части склона ЮТС потенциально промышленно значимыми являются только две верхние нефтяные залежи. Пластовые залежи нефти в нижних и средних частях разрезов разрушены за счет проникновения законтурных вод.

2. Нефтепродуктивность верхней пластовой залежи нефти с полосчатой нефтенасыщенностью определяется интенсивностью процессов выщелачивания известняков пакстоун-грейнстоунов, которая зависела от степени кислотности дошедших до апикальной части малоамплитудных поднятий агрессивных водонефтяных флюидов.

3. Нефтепродуктивность ниже расположенной пластовой залежи нефти с равномерной кавернозностью и нефтенасыщенностью определяется интенсивностью естественного заводнения пород коллекторов, степенью преобразования нефти в битум и долей в них аутигенных минеральных агрегатов кальцита, доломита, ангидрита.

Работа выполнена за счет средств субсидии, выделенной Казанскому федеральному университету для выполнения государственного задания в сфере научной деятельности, проект № FZSM-2023-0014.

Библиографический список:

1. Кольчугин А.Н., Дж. Делла Порта, Морозов В.П., Королев Э.А., Темная Н.В., Гареев Б.И. Особенности фациальной изменчивости нефтеносных карбонатных коллекторов среднего карбона (на примере башкирского яруса юго-востока Татарстана) // Георесурсы. 2020. Т. 22. №2. – С. 29-36.
2. Коржов Ю.В., Исаев В.И., Жильцова А.А. Проблемы нефтепоисковой геохимии и обобщающая схема миграции углеводородных флюидов // Известия Томского политехнического университета. 2011. Т. 318. № 1. – С.116-122.
3. Королев Э.А., Морозов В.П., Кольчугин А.Н., Ескин А.А., Нуриева Е.М. Особенности преобразования карбонатных коллекторов на завершающих стадиях развития нефтяных геофлюидных систем // Нефтяное хозяйство. 2015. №1. – С. 24-27.
4. Морозов В.П., Королев Э.А., Пикалев С.Н. Модель формирования промышленно значимых нефтяных залежей в известняках нижнего и среднего карбона Волго-Уральской антеклизы // Геология нефти и газа. 2006. №6. – С. 17-20.
5. Петров М.А., Насибулин И.М., Мисолина Н.А., Кольчугин А.Н., Вафин Р.Ф., Круглов М.П., Казанбаева О.В. Проблема добычи высоковязких нефтей башкирского яруса восточного борта Мелекесской впадины // Георесурсы. 2009. Т.31. №3. – С. 38-41.

Генезис мышьяка в подземных водах водозаборов ООО «Газпром трансгаз Ухта» находящихся на территории Печорской системы артезианских бассейнов

Медведев А. В.

ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

1. Район расположения

Рассматриваемый район работ принадлежит печорской системе артезианских бассейнов и включает в себя следующие артезианские бассейны (рисунок 1): Печорский артезианский бассейн представлен Ижма-печорским бассейном второго порядка (B_1^2); Печоро-Предуральский артезианский бассейн представлен Усино-Коротайхинским бассейном второго порядка (B_1^1), Косью-Роговским бассейном (B_1^{1B}), Большесынинским бассейном третьего порядка и бассейнами трещинных вод третьего порядка (B_1^{1B}), бассейном гряды Чернышова (B_1^{1D}) [1].

На рассматриваемой территории разрабатываются четыре месторождения (Ольховское, Большесынинское Войвож-чикшинское и участок недр Малоаранецкий) воды которых загрязнены мышьяком, происхождение которого неизвестно

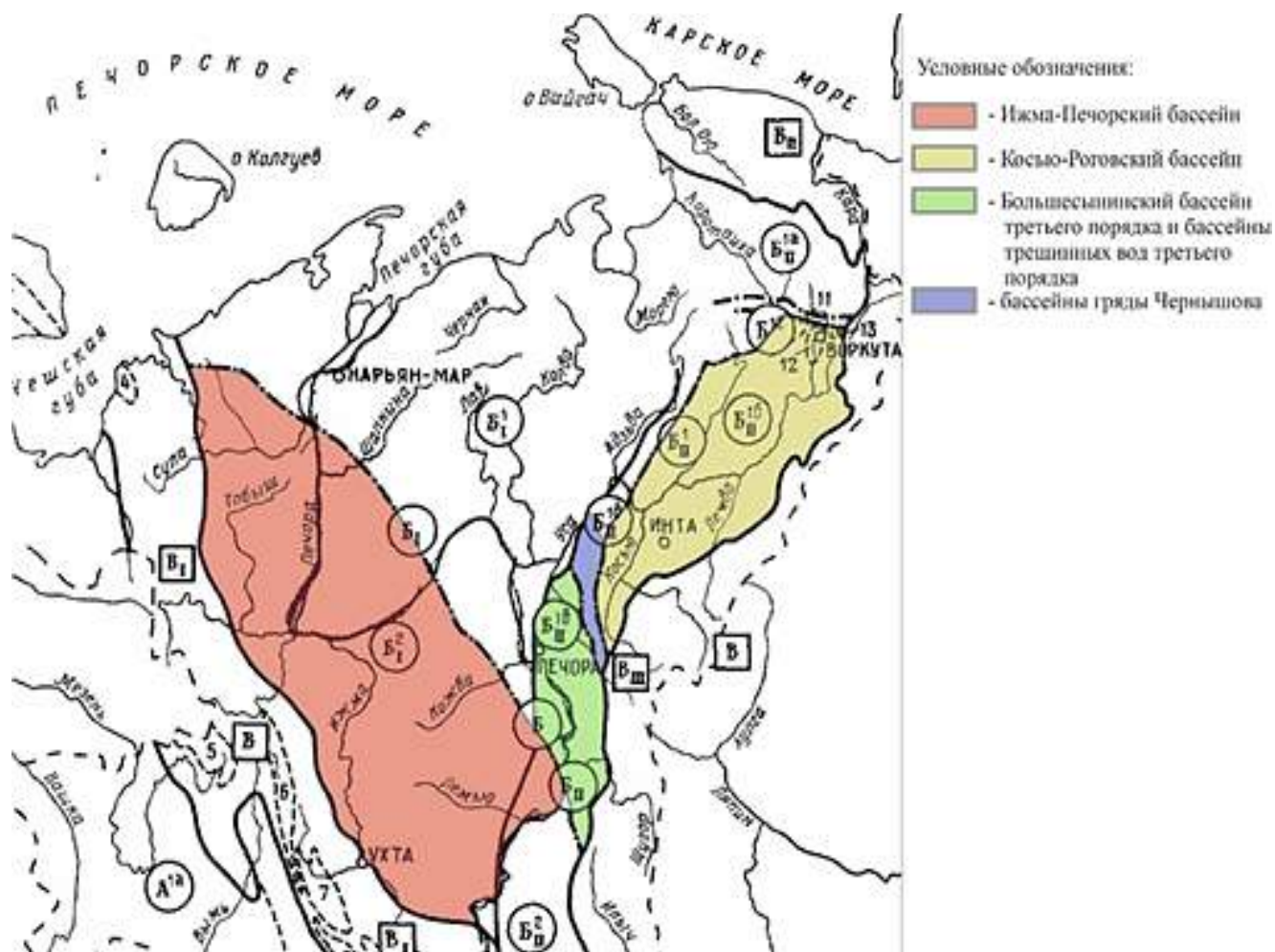


Рисунок 1 – Печорская система артезианских бассейнов.

2. Геологическое строение и гидрогеологические условия месторождений подземных вод

Водоносная система месторождений различается (рисунок 2 и 3).

Водоносная система трех эксплуатируемых месторождений представлена комплексом пермско-триасовых отложений (рисунок 2):

- МПВ Ольховское – пермский карбонатно-терригенный комплекс (Р);
- Большесынинское МПВ – большесынинский терригенный комплекс (T_{2-3bs});
- Участок недр Малоаранецкий – верхнетриасовый терригенный комплекс (T_2).

Водоносная системы войвож-чикшинского МППВ представлена четвертичными отложениями, а именно терригенными чирвинским аллювиально-морским горизонтом (amQПсr) и верхнеэоценовым-нижнечетвертичным аллювиально-морским горизонтом (amN₂-QI).

Комплекс пермско-триасовых отложений представлен:

МППВ Ольховское. Водоносный пермский карбонатно-терригенный комплекс (Р) Комплекс распространен повсеместно, за исключение крайнего юго-востока района. Водовмещающие отложения представлены песчаниками серыми мелкозернистыми, известняками, алевролитами серыми с подчиненными прослоями аргиллитов.

Воды трещинные и трещинно-пластовые, по гидравлическим свойствам в зависимости от глубины вскрытия обводненных пород от безнапорных (скв. № А-135, ст. Охотпост) до высоконапорных с величиной напора до 188,0 м. (скв. № 1275к, рудник Кажим). На эксплуатируемом объекте ДЛО км 734 скв. № 1-э, статические уровни в ходе эксплуатации установились на глубине от 47,39 м до 51,70 м. Дебиты варьируют от 0,31 л/с до 0,37 л/с при понижении уровня до 0,02 м, удельные дебиты составляю до 17,50 л/с/м.

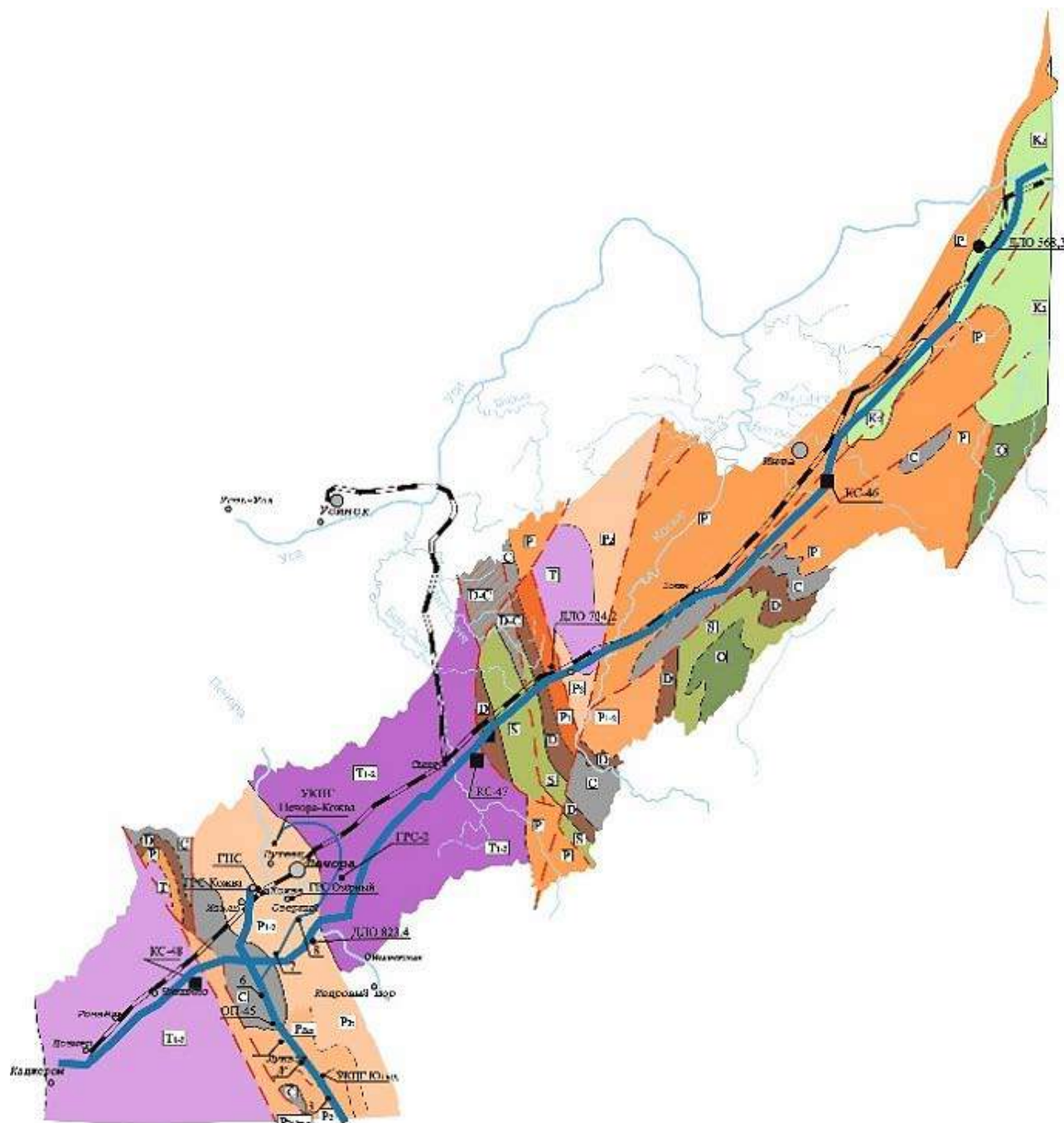


Рисунок 2 - Геологическая карта.

Геологический разрез по трассе М1 "Бованенково-Ухта" (ДЮ км 568.3 - КС-48 Чикшинская)

Масштаб: горизонтальный 1:1 000 000
вертикальный 1:5 000

10cm 10 20cm

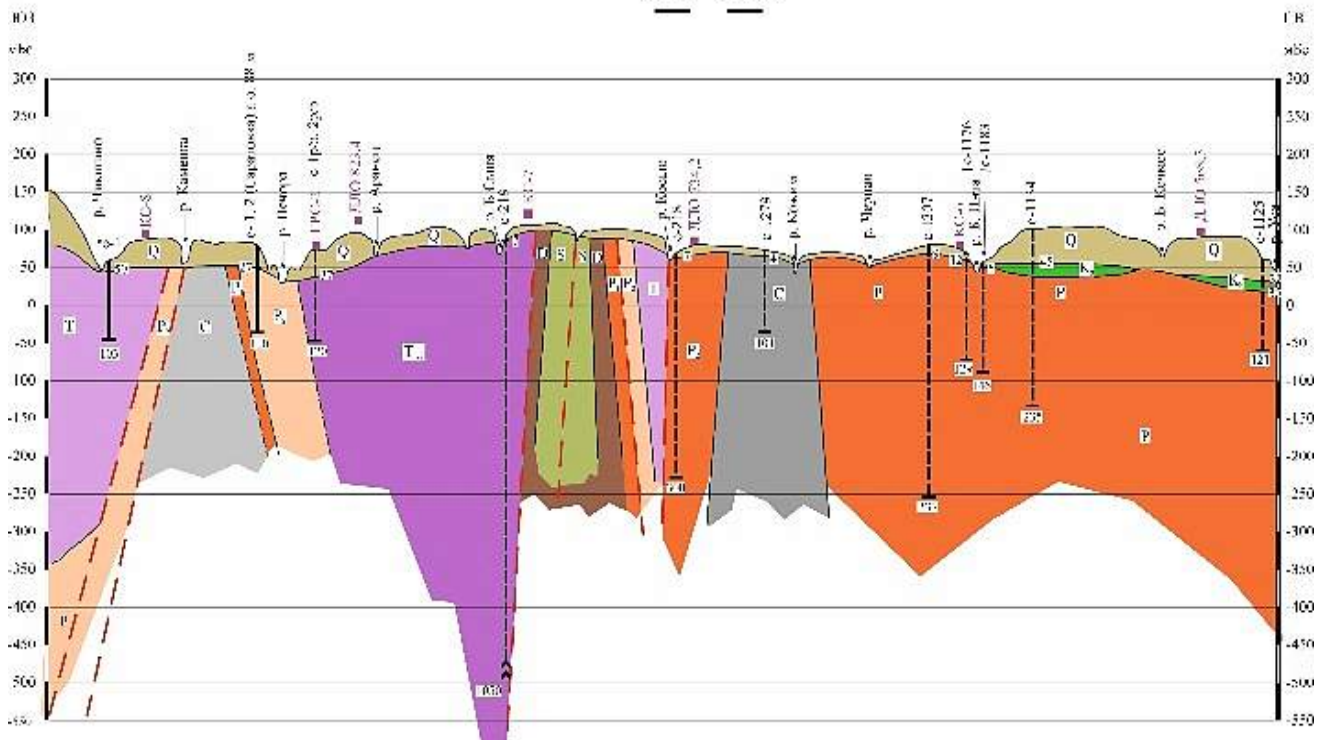


Рисунок 3 - Геологический разрез.

Защищенность подземных вод комплекса зависит от глубины вскрытия водовмещающих пород (с глубиной условия защищенности улучшаются) и мощности слабопроницаемых отложений в его кровле. На участках, где комплекс залегает под маломощной толщей четвертичных отложений (в основном, на водоразделе) воды комплекса недостаточно защищены от проникновения загрязнения с поверхности. При увеличении мощности четвертичных осадков до 50-60 м, при залегании под триасовыми отложениями и в долинах основных рек, где уровни воды комплекса устанавливаются выше поверхности земли, комплекс защищен от поверхностного загрязнения.

Большесынинское МПВ. Водоносный большесынинский терригенный комплекс (Т_{2-3бс}). Комплекс имеет площадное распространение на территории района работ, залегает на глубинах 40-65 м и более, на участке водозабора вскрыт на глубине 54 м. Общая мощность комплекса 350 м.

Комплекс сложен равномерно перемежающимися между собой песчаными и глинистыми разностями пород. Водовмещающими породами являются глинистые песчаники, алевролиты.

Подземные воды напорные. На эксплуатируемом объекте КС-47 Сынинская пьезометрические уровни устанавливаются на глубинах 20,38-72,38 м. Коэффициенты водопроницаемости отложений изменяются от 5 до 52 м²/сут. Дебиты скважин составляют 0,59-3,7 л/с при понижении уровня на 7,55-55,14 м, удельные дебиты составляют от 0,02 до 0,26 л/с/м. Водоносный комплекс надежно защищен от поверхностного загрязнения толщей глин и суглинков общей мощностью более 25-30 м.

Участок недр Малоаранецкий. Водоносный верхнетриасовый терригенный комплекс (Т₃) имеет площадное распространение в рассматриваемом районе, залегает на глубине от 70-75 до 100-120 метров. Водоносный комплекс сложен толщей переслаивания песчаников, алевролитов и глин, в верхней части с прослоями углистых глин и углей, мощностью до 0,15 метров. Песчаники полимиктовые, слабо сцементированные, почти рыхлые, сильно глинистые и алевроитистые, средне-крупнозернистые разности (0,5-5,0 м) вверх по разрезу каждого цикла сменяются мелко-тонкозернистыми, выше алевролитами и глинами. Прослой глины в ритмах имеют подчиненное значение, мощность их до 2,0 до 5 м.

Подземные воды приурочены к песчаникам и алевролитам. По характеру циркуляции воды пластово-трещинные и трещиноватые, напорные.

На эксплуатируемом объекте ДЛО км 823,4 скв. № 1-э уровень подземных вод устанавливается на глубине от 18,85 до 20,20 м. Дебит скважины составляет от 0,31 до 1,03 л/с при понижении уровней на 0,18-0,65 метров, удельные дебиты составляю от 0,57 до 5,72 л/с/м.

Таблица 1 - Значения изменений концентрации мышьяка в пробах воды в период с 2014 по 2022г.

Название месторождения	№ скважины	Минимальное содержание	Максимальное содержание
1	2	3	4
МПВ Ольховское	№ 1	< 0,005	0,015
Большесынинское МПВ	№ 1	< 0,005	0,032
	№ 2	< 0,005	0,025
	№ 6	< 0,005	0,009
	№ 7	0,018	0,031
	№ 8	0,024	0,035
Участок недр Малоаранецкий	№ 1	< 0,005	0,011
Войвож-чикшинское МППВ	№ 1	< 0,005	0,009
	№ 4	< 0,005	0,011
	№ 7	0,008	0,011

Водоносный комплекс надежно защищен от поверхностного загрязнения толщей глин и суглинков общей мощностью более 50 м.

Войвож-чикшинского МППВ. Водоносный чирвинский аллювиально-морской горизонт распространен повсеместно, в районе залегает в интервале глубин 25 – 75 м, мощность горизонта изменяется от 6 м до 26 м, на участке водозабора вскрыт скважинами в интервале 40 – 48 м, мощность - 8,0 м. Литологически горизонт сложен песками, подчиненное значение имеют супеси, суглинки, реже глины, залегает на нижнечетвертичных отложениях. Воды горизонта порово-пластовые, напорные. Горизонт на участке хорошо защищен от поверхностного загрязнения, в кровле залегает водоупорная толща ледниковых отложений мощностью 15 м.

Таблица 2 - Значения свободной энергии Гиббса $\Delta_f G^0_{298.15K}$ Дж/моль для соединений мышьяка.

Ион, соединение	$\Delta_f G^0_{298.15K}$ Дж/моль	Ион, соединение	$\Delta_f G^0_{298.15K}$ Дж/моль
OH ⁻	-157262	As(HCO ₃) ₂ ⁺	-1109616
AsOH ²⁺	-149258	As(HCO ₃) ₃ ⁰	-1702136
As(OH) ₂ ⁺	-379284	Cl ⁻	-131290
As(OH) ₃ ⁰	-601549	AsCl ²⁺	-70076
SO ₄ ²⁻	-744459	As(Cl) ₂ ⁺	-222196
AsSO ₄ ⁺	-682447	As(Cl) ₂ ⁰	-367183
As(SO ₄) ₂ ⁻	-1443000	As(Cl) ₄ ⁻	-505264
As(SO ₄) ₃ ⁻³	-2190826	F ⁻	-281751
CO ₃ ²⁻	-527983	AsF ²⁺	-216771
As(CO ₃) ⁺	-497188	As(F) ₂ ⁺	-515301
As(CO ₃) ₂ ⁻	-1070256	As(F) ₃ ⁰	-806354
HCO ₃ ⁻	-586870	As(F) ₄	-1090274
AsHCO ₃ ²⁺	-512816		

Водоносный верхнеогеновый-нижнечетвертичный аллювиально-морской горизонт включает плиоценово-нижнечетвертичные и вишерские отложения. В рассматриваемом районе горизонт распространен повсеместно, залегает на глубинах от 45 до 75 – 100 м, на участке водозабора – в интервале 60 – 76 м. Водовмещающие отложения представлены песками с

подчиненными прослоями глин, алевроитов и суглинков, с включением углефицированного детрита, остатков растительных тканей, обломков триасовых пород. Воды горизонта напорные, поровые.

На эксплуатируемом объекте КС-48 Чикшинская уровень подземных вод устанавливается на глубине от 6,33 до 10,46 м. Дебит скважин составляет от 0,85 до 2,26 л/с при понижении уровней на 1,89-41,90 метров, удельные дебиты составляю от 0,02 до 0,66 л/с/м.

С учетом того, что подземные воды продуктивных пластов являются напорными и имеют водоупорную кровлю, исключающую возможность местного питания из вышележащих недостаточно защищенных водоносных горизонтов, в соответствии с п. 2.2.1.2 СанПиН 2.1.4.1110-02 они отнесены к защищенным.

3. Загрязнение мышьяком

С 2018 года наблюдается загрязнение подземных вод выше описанных месторождений мышьяком с повышением концентрации содержания, природа происхождения которого не ясна (табл.1). Согласно геологического описания месторождений подземных вод, в непосредственной близости от объектов эксплуатации арсенопериты не обнаруживались.

Таблица 3 - Расчет растворимости As^{+3} на месторождениях

МПВ Ольховское		Большесынинское МПВ, скв № 8		Участок недр Малоаранецкий		Войвож-чикшинского МППВ	
Дата отбора пробы	09.02.2021	Дата отбора пробы	15.11.2022	Дата отбора пробы	16.05.2022	Дата отбора пробы	16.05.2022
pH	8,1	pH	7,3	pH	7,4	pH	6,9
As^{+3}	0,013 мг/л	As^{+3}	0,035 мг/л	As^{+3}	0,011 мг/л	As^{+3}	0,011 мг/л
M (As^{3+}) = 74,9218 грамм/моль		M (As^{3+}) = 74,9218 грамм/моль		M (As^{3+}) = 74,9218 грамм/моль		M (As^{3+}) = 74,9218 грамм/моль	
1 моль (As^{3+})	74921,8 мг	1 моль (As^{3+})	74921,8 мг	1 моль (As^{3+})	74921,8 мг	1 моль (As^{3+})	74921,8 мг
X	0,013 мг	X	0,035 мг	X	0,011 мг	X	0,011 мг
X=0,013/74922= 0,00000017351 lg[As^{3+}]= 0 – 8,1		X=0,035/74922= 0,00000046715 lg[As^{3+}]= 0 – 7,3		X=0,035/74922= 0,00000014681 lg[As^{3+}]= 0 – 7,4		X=0,035/74922= 0,00000014681 lg[As^{3+}]= 0 – 6,9	

Проведены исследования с целью выяснить природу происхождения мышьяка в водах всех четырех месторождений. Были рассчитаны геохимические градиенты, Энергии Гиббса, затрачиваемые на образование мышьяковых соединения, и их растворимости (табл. 2). Сделан расчет растворимости мышьяка месторождений (табл. 3), для этого были взяты максимальные значения за весь период наблюдений. Произведен расчет растворимости арсенолита (As_2O_3) программном комплексе «Selector» (табл.4). По результатам расчетов составлен график растворимости (рисунок 4), на котором показаны линии растворимости мышьяка четырех валентностей и линия расчетов программы «Selector», это условия содержания мышьяка в природе (твердом состоянии и в растворах). Точками указаны содержание мышьяка в водах эксплуатируемых «месторождений», как видно из графика концентрация мышьяка говорит о наличии в водах месторождений растворов [2].

Природа наличия мышьяка на сегодняшний день выяснена не до конца. В 2023 году впервые за весь период эксплуатации с 2017 года, концентрация мышьяка увеличилась в подземных водах месторождения Кушшорское, которое находится в ≈ 100 км северо-восточнее выше описанных месторождений водозаборов.

По результатам расчетов можно утверждать: 1) в водоносных горизонтах отсутствуют породы, содержащие мышьяк; 2) присутствуют растворы, содержащие трехвалентный мышьяк. Опираясь на результаты, полученные в ходе расчетов, можно утверждать, в загрязнении месторождений геологический фактор отсутствует. В загрязнении участвуют растворы,

содержание мышьяка. Природа происхождения мышьяка до конца не ясна. Можно утверждать, что загрязняющим факторами могут быть как техногенный (применение инсектицидов), так и природный – биогенный фактор.

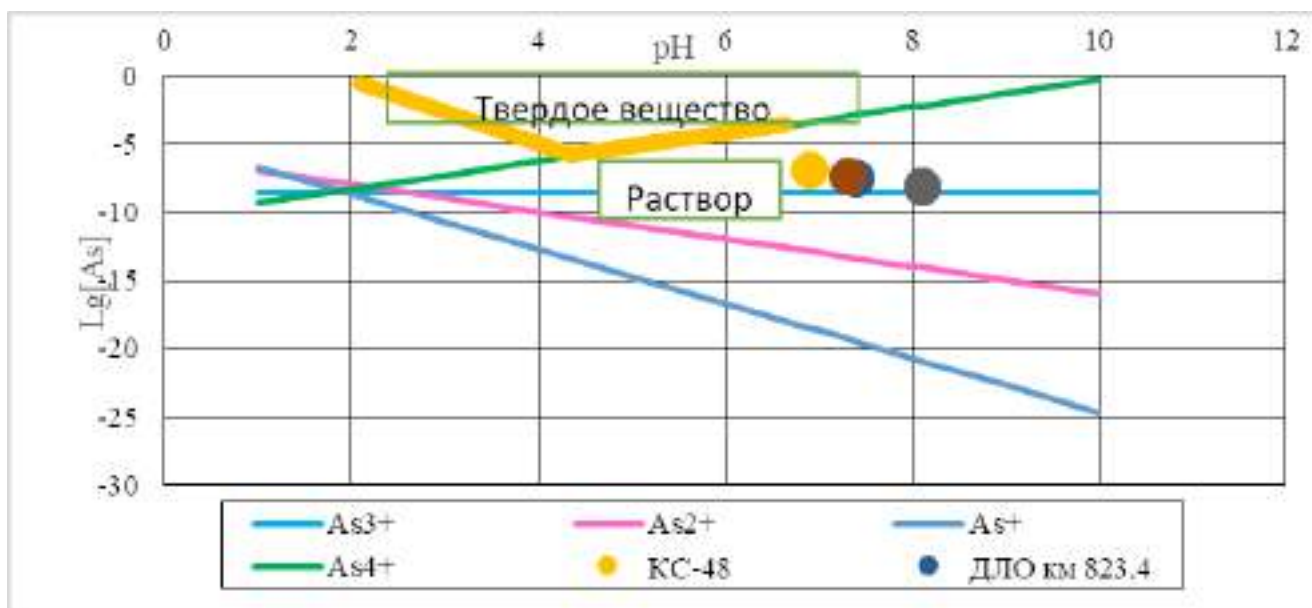


Рисунок 4 - График растворимости

Таблица 4 - Расчетные данные растворимости As₂O₃ полученные при расчетах в программе «Selector».

Условия растворимости	pH	Eh	Содержание As ₂ O ₃ в растворенном состоянии	Lg(M)
H ₂ O	6,644	-0,214	2,881*10 ⁻⁴	-3,551
HCl = 0,01	6,513	-0,206	2,115*10 ⁻⁴	-3,675
HCl = 1	4,344	-0,064	1,798*10 ⁻⁶	-5,8
HCl = 2	2,093	+0,113	3,322*10 ⁻¹⁰	-0,529
NaOH=0,001	6,643	-0,214	2,811*10 ⁻⁴	-3,551

Библиографический список:

1. Роговская Н.В., Толстихин Н.И., Фомин В.М. Гидрогеология СССР: том XLII Коми АССР и Ненецкий национальный округ Архангельской области РСФСР. М.:Недра, 1970. 288 с.
2. Крайнов С.Р., Рыженко Б.Н., Швеи В.М. Геохимия подземных вод: теоретические, прикладные и экологические аспекты. М.:ЦентрЛитНефтеГаз, 2012. 671 с.
3. Проект разработки «Ольховского» месторождения питьевых подземных вод для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения объекта ДЛО км 734,2 системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». СПб.: ООО «Русские инновационные технологии», 2011. 143 с.
4. Проект разработки «Малоаранецкого» месторождения питьевых подземных вод для хозяйственно-питьевого и технического водоснабжения объекта ДЛО км 823,4 системы магистральных газопроводов «Бованенково-Ухта». СПб.: ООО «Русские инновационные технологии», 2011. 132 с.
5. Проект водозабора КС-47 Сынинская Печорского ЛПУМГ при пользовании Большесынинским месторождением для добычи питьевых подземных вод. Ухта.:ООО «Газпром трансгаз Ухта», 2020. 209 с.
6. Проект водозабора КС-8 «Чикшинская» при пользовании Войвож-Чикшинским месторождением для добычи питьевых подземных вод. Ухта.:ООО «Газпром трансгаз Ухта», 2017. 114 с.

**Определение уровней восстановления для двухстепенной плотности Студента
(с двумя степенями свободы) /**

**Determination of recovery levels for two-degree Student density
(with two degrees of freedom)**

Пастухов Д. Ф.¹, Пастухов Ю. Ф.¹, Чернов С. В.², Пастухов А. Ю.³, Волосова А. К.⁴,
Волосов К. А.⁴, Волосова Н. К.⁵

1 - Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой, г. Полоцк, Беларусь

2 - Конструкторское бюро «Дисплей», г. Витебск, Беларусь

3 - Витебский государственный университет имени П.М. Машерова, г. Витебск, Беларусь

4 - МИИТ, г. Москва, Россия

5 - МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва, Россия

Аннотация. Представлены уровни восстановления (уровней квантования обратной функции) для распределения Студента с двумя степенями свободы кусочно-постоянными (ступеньками) на фиксированном сегменте.

Abstract. Recovery levels (quantization levels of the inverse function) are presented for the distribution of a Student with two degrees of freedom piecewise constant (steps) on a fixed segment.

Ключевые слова: нелинейные алгоритмы решения задачи, приближенные методы решения, точность численного метода, критическая точка, точка экстремума, система уравнений для определения стационарных точек, интегральное уравнение, численное интегрирование, вычисления с 12-м порядком погрешности, численные методы, квадратурные формулы.

Keywords: nonlinear algorithms for solving the problem, approximate methods of solving, accuracy of the numerical method, critical point, extremum point, system of equations for determining stationary points, integral equation, numerical integration, calculations with the 12th order of error, numerical methods, quadrature formulas.

Введение

В работе найдены уровни восстановления (квантования для обратной функции плотности распределения) для распределения Студента с двумя степенями свободы. Для этого использовался алгоритм нахождения наилучшего приближения обратной плотности функции распределения Студента с двумя степенями свободы ступенчатыми (кусочно-постоянными) функциями на заданном сегменте. Используемая в работе метрика-метрика квадратичного отклонения.

Уровни восстановления плотности распределения Студента с двумя степенями свободы в метрике квадратичного отклонения

Определение. Пусть $n \in \mathbb{N}$. Отображение $f_n : [a; b] \rightarrow \mathbb{R}$ ($a < b$) называется n -кусочно-постоянным (n -ступенькой) на сегменте $[a, b]$, если $\exists x_1 < x_2 < \dots < x_{n-1}$ такие что:

$$x_0 = a < x_1 < x_2 < \dots < x_{n-1} < b = x_n, \quad (1)$$

$$f_n(x) = c_i = \text{const} \quad \forall x \in (x_{i-1}, x_i), \quad (2)$$

$$f_n(x_i) = c_i \text{ или } f_n(x_i) = c_{i+1}, \quad c_i \neq c_{i+1}, \quad \forall i = \overline{1, n-1}.$$

Система уравнений для определения условия экстремума рассматриваемой задачи примет следующий вид (для $n+1$ ненулевой степени):

$$\begin{cases} f(B_i) = \frac{1}{2}(C_i + C_{i+1}), \quad i = \overline{1, n} \\ \int_{B_{j-1}}^{B_j} f(x) dx = C_j(B_j - B_{j-1}), \quad j = \overline{1, n+1} \end{cases} \quad (3)$$

Видно, что система (3) содержит $2n+1$ неизвестных и $2n+1$ уравнений.

На рисунках ниже представлены примеры квантования обратной функции плотности двухстепенного распределения Студента (с двумя степенями свободы)

$$y = f(x, n) = \frac{\Gamma\left(\frac{n+1}{2}\right)}{\sqrt{n\pi}\Gamma\left(\frac{n}{2}\right)\left(1+\frac{x^2}{n}\right)^{\frac{n+1}{2}}} = (\text{при } n=2) = \frac{\Gamma\left(\frac{3}{2}\right)}{\sqrt{2\pi}\Gamma\left(\frac{2}{2}\right)\left(1+\frac{x^2}{2}\right)^{\frac{3}{2}}} = \frac{\frac{1}{2}\sqrt{\pi}}{\sqrt{2\pi} \cdot 1 \cdot \left(\frac{2+x^2}{2}\right)^{\frac{3}{2}}} = \frac{1}{(2+x^2)^{\frac{3}{2}}}$$

Значит, обратная функция $x(y) = \sqrt{\frac{1}{y^{\frac{2}{3}}} - 2}$

Ниже на рисунке1 представлен работа программы для определения уровней восстановления (уровней квантования для обратной функции) функции плотности Студента с двумя степенями свободы для числа ступеней равно $m=8$ (соответственно уровней будет 16)

```
Начало работы программы:
Время :   год:2023   мес:5   дней:9   час:18   мин:51   сек:14 .
Прогресс: 100.0000 % Осталось: сут: 0   час: 0   мин: 0   секунд: 0 .
Время :   год:2023   мес:5   дней:9   час:18   мин:51   сек:19 .
Оценка приближения к решению = 7.330911889099717E-002
Вывод уровней восстановления :
X(      1 )= 0.205357498455720
X(      2 )= 0.484024115802437
X(      3 )= 0.710652267914869
X(      4 )= 0.937280420027302
X(      5 )= 1.18437002104150
X(      6 )= 1.43145962205570
X(      7 )= 1.73138921980908
X(      8 )= 2.03131881756247
X(      9 )= 2.42288808068744
X(     10 )= 2.81445734381242
X(     11 )= 3.35750959046562
X(     12 )= 3.90056183711881
X(     13 )= 4.69532392227819
X(     14 )= 5.49008600743758
X(     15 )= 6.72125662211957
X(     16 )= 7.95242723680157
Расстояние-корень интеграла квадрата раности f_1(x) и 0-лем =
1.05788031707308
Ошибка(квадрат расстояния)-интеграл квадрата раности f(x) и ступенчатой функции
= 1.399193700317053E-002
Расстояние = 0.118287518374385
```

Рисунок1 - Уровни восстановления для числа ступеней $m=8$

Ниже на рисунке2 показаны результаты работы программы для 8 и 16 ступенек (и ошибки приближения (расстояния) в среднеквадратичной метрике)

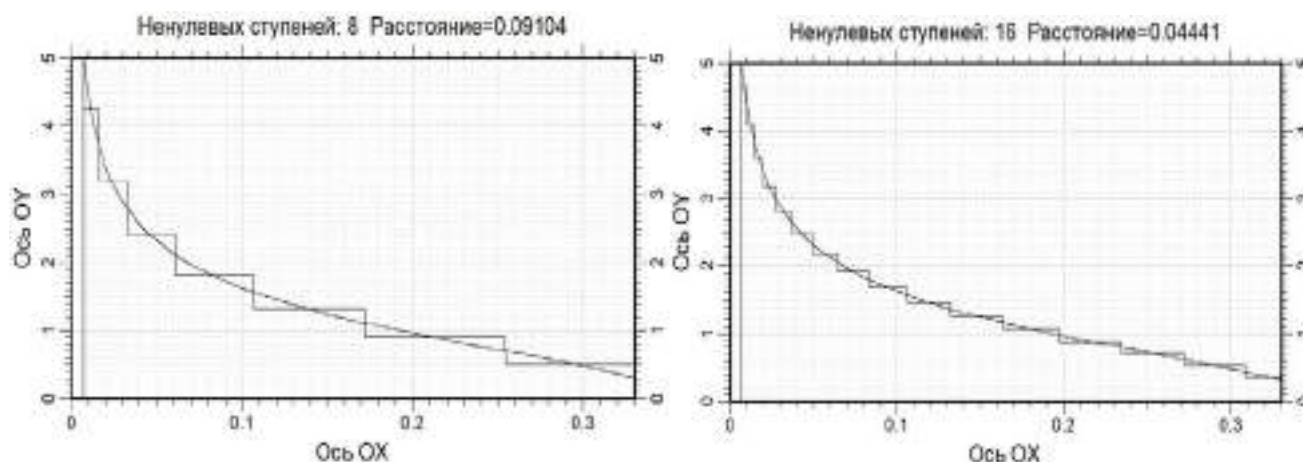


Рисунок2 - Графики для уровней восстановления: а) для $m=8$; б) для $m=16$

Библиографический список:

1. Волосова, Н.К. Обобщение метода Петрова-Галеркина для решения системы интегральных уравнений Фредгольма второго рода / Н.К.Волосова, К.А. Волосов, А.К. Волосова, М.И. Карлов, Д.Ф. Пастухов, Ю.Ф. Пастухов // Вестник Пермского университета. Математика. Механика. Информатика. 2023. № 1 (60). С. 5-14.
2. Пастухов, Ю.Ф. Квазилинейность в расслоенных пространствах скоростей конечного порядка -теорема о локальном представлении слоевых координат в виде функциональной квазилинейной комбинации преобразованных координат / Ю.Ф. Пастухов, Д.Ф. Пастухов, С.В. Чернов, Н.К. Волосова, К.А. Волосов, А.К. Волосова // Тенденции развития науки и образования. 2023. № 95-6. С. 124-127. EDN: QBTLBX
3. Сборник статей по гидродинамике Волосова Н.К., Волосов К.А., Волосова А.К., Пастухов Д.Ф., Пастухов Ю.Ф., Басараб М.А. Москва, 2023. (2-е издание)
4. Алгебраические методы шифрования Волосова Н.К., Волосов К.А., Волосова А.К., Пастухов Д.Ф., Пастухов Ю.Ф., Селиванов В.А. Учебное пособие / Москва, 2023. (четвёртое издание)

УДК 55+553(1/9):553.3(575.16)

К геологическому строению месторождения Высоковольное (Ауминза-Бельтауский рудный район) /

The geological structure of the Visokovolnii deposit (Auminza-Beltau ore district)

Мухторов Ш. З., Баратов А. Н., Сайдинов А. У.

Университет геологических наук, г. Ташкент, Узбекистан

Аннотация. Высоковольные месторождения золота и серебра в рудном поле Даугызтау в центральных Кызылкумах гранитоидные интрузии и дайковые комплексы также представляют интерес для исследований. Потому что дайки могут быть местами концентрированного размещения полезных ископаемых.

Abstract. Visokovolnii gold and silver deposits in the Daugyztau ore field in central Kyzylkum, granitoid intrusions and dike complexes are also of interest for research. Because dikes can be places of concentrated mineral deposits.

Ключевые слова: Даугызтау, гранитоидные, дайка, осадочно-метаморфического, ауминзинской, тасказганской, бесапанской, Ауминзатау, Бельтау, пород, Известняки, доломитов, микрокварцитов, базальный горизонт.

Keywords: Daugyztau, granitoid, dyke, sedimentary-metamorphic, Auminzinskaya, Taskazgan, Besapanskaya, Auminzatau, Beltau, rocks, limestones, dolomites, micro quartzites, basal horizon.

Введение. Золото-серебряное месторождение Высоковольное находится в Центральных Кызылкумах, в пределах Даугызтауского рудного поля.

Район характеризуется широким развитием осадочно-метаморфического комплекса пород поздне-протерозойского, ниже-среднепалеозойского возрастов, перекрытых почти повсеместно чехлом мезо-кайнозойских отложений. В пределах выступов фундамента обнажаются породы ауминзинской, тасказганской и бесапанской свиты [1-3].

Магматические образования представлены поздне-протерозойскими вулканитами, гранитоидными интрузиями, дайками кислого, среднего и основного состава. Наиболее значительными интрузиями в районе является Ауминзинский гранит-адамеллитовый комплекс (С₃-Р₁), выходящий на поверхность в северо- западной части Ауминзатауских возвышенностей.

Основной структурой складчатого комплекса района является Ауминза-Бельтауская антиклиналь II порядка (по отношению к Ауминза-Северо-нуратинскому антиклинорию). Простирается ее на запад-северо-запад (290-310°), ширина 10-15 км, протяженность – около 100 км. Погружение шарнира антиклинали происходит в юго-восточном направлении. Она охватывает горы Ауминзатау, Бельтау и Каракатинские возвышенности. Крылья ее осложнены синклинальными и антиклинальными складками более высоких порядков, вытянутых в том же направлении (Южно-Ауминзатауская, Коспактауская, Учтепинская, Куралинская, Акмамбетская, Южно-Бельтауская, Северо-Колчиктауская и др.).

В ядерной части антиклинали обнажаются породы нижнетасказганской подсвиты, интродуцированные гранитоидными массивами – Ауминзатауским и Мингчукурским. Северное, более пологое крыло, сложено отложениями верхнетасказганской и первой-второй подсвит бесапанской свиты. в южном крыле (фрагментарно, в юго-западной части гор Ауминзатау) наблюдается наиболее полный разрез пород Кызылкумской серии – вплоть до отложений «зеленобесапанской» (четвертой) подсвиты. К югу от Южно-Ауминзатауского разлома, южное крыло полностью перекрыто чехлом мезо-кайнозойских отложений [3-4].

Породы тасказганской свиты (R3-Vts) представлены образованиями метабазитового комплекса (амфиболиты), микрокварцитами, различными сланцами, доломитами, известняками. Доломиты известковистые, темно-серые, тонко и среднезернистые, образуют причудливые прослои среди кремней мощностью до 30 см. Известняки светло-серые, мраморизованные, крупнозернистые, встречаются редко в виде небольших линз (до 0,5х 3м) среди кристаллических сланцев.

Отложения представлены породами терригенно-карбонатно-кремнистой формации переслаивание кристаллических сланцев кварц-хлорит-серицитового состава со средне-мелкозернистыми олигомиктовыми кварцевыми песчаниками с полевошпат-хлорит-серицитовым цементом. Прослойки доломитов, доломитизированных известняков, микрокварцитов, кремней имеют резко подчиненное значение. Общая мощность свиты до 1000м.

Бесапанская свита (V-S₁), характерными отличительными чертами свиты являются: высокая слюдистость сланцев, обусловившая сильный шелковистый блеск по плоскостям отдельности и более светлую окраску породы, появление частых прослоев с содержанием в них альбита и кварца, существование реликтовой обломочной структуры пород, наличие карбонатсодержащих разностей, тонкой и тончайшей слоистости, обусловившей развитие характерной пльчатости.

В основании свиты располагается базальный горизонт, состоящий из сильно рассланцованных гравелитов. Метатерригенные породы имеют серую, зеленовато-серую и темно-серую окраску. Мощность слоев сланцев не превышает 3-5м, чаще 1-2 м. Крупные линзы кремнистых пород отсутствуют, встречаются маломощные прослойки (1,5см), иногда сгруппированные в тонкие (до 20-30см) пакеты кремней. Общая мощность второй подсвиты – нижней пачки третьей свиты составляет 600м.

Заключение. Площадь золото-серебряного месторождения Высоковольтное, размещенное в пределах Даугызтауского рудного поля Центральных Кызылкумов широким развитием пользуются осадочно-метаморфические комплексы поздне-протерозойского, ниже-среднепалеозойского возрастов, в пределах выступов фундамента представленные породами ауминзинской, тасказганской и бесапанской свиты.

Магматические образования, собственно на площади месторождения отмечаются в редко, наиболее близко расположенные интрузивные образования сложены гранитоидными интрузиями, дайками кислого, среднего и основного состава Ауминзинского гранит-адамеллитового комплекса. Основной складчатой структурой района является Ауминза-Бельтауская антиклиналь запад-северо-западного простирания. Значимые рудо локализирующие структуры площади ориентированы в северо-восточном направлении, образуют мощные зоны дробления и смятия в вулканогенно-осадочном комплексе.

Библиографический список:

- 1.Абдуллаев Х. М. Магматизм и оруденение Средней Азии / Х. М. Абдуллаев – Ташкент: Изд-во «Фан», 1960. – 147 с.
- 2.Арифлулов Ч. Х. О минералогии и генезисе зон прожилково-вкрапленного золота – сульфидного оруденения Кызылкумов // Узбекский геологический журнал. Ташкент –1976. - № 5. – С. 54-61.
3. Миркамалов Р.Х. Тектоника гор Ауминза-Бельтау. Автореферат дисс.канд. г.м. наук-м. 1988. – 16 с.
4. Цой В. Д. Изучение рудных минералов в отраженном свете на примере месторождений Узбекистана // В. Д. Цой, С. С. Сайитов. – Ташкент: Изд-во «Фан» 2016. – 54.

Приготовление буровых растворов методом паст / Preparation of drilling fluids using the paste method

Кузнецов В. А.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку Азербайджан*

Аннотация. При добыче нефти и газа буровые растворы играют ключевую роль, обеспечивая смазку, охлаждение и стабильность скважин во время процесса бурения.

Один из инновационных методов подготовки этих растворов – метод паст, который стал неотъемлемой частью современной нефтяной и газовой промышленности.

Метод паст представляет собой эффективный способ приготовления буровых растворов, использующий порошкообразные ингредиенты. Он включает создание пастообразной консистенции путем постепенного добавления порошкообразных компонентов в жидкость и их тщательное перемешивание до получения однородной массы.

Шаги приготовления буровых растворов методом паст начинаются с выбора состава, соответствующего требованиям конкретного этапа бурения. Это включает различные добавки для достижения оптимальных характеристик раствора.

Тщательное измерение порошкообразных компонентов, таких как буровые добавки, реагенты, полимеры и другие химические соединения, с учетом рецептуры, является ключевым этапом. Далее следует постепенное добавление жидкости к порошкообразным компонентам с активным перемешиванием для равномерного распределения ингредиентов и избежания образования комков. Поддержание консистенции включает добавление порошкообразных ингредиентов до достижения желаемой консистенции пасты, возможно путем добавления дополнительной жидкости или порошков.

После приготовления раствора проводятся тесты на его характеристики, такие как pH, плотность, вязкость и другие параметры. При необходимости вносятся корректировки для достижения требуемых результатов.

Annotation. In oil and gas production, drilling fluids play a key role in providing lubrication, cooling and stability to wells during the drilling process. One of the innovative methods for preparing these solutions is the paste method, which has become an integral part of the modern oil and gas industry.

The paste method is an effective method of preparing drilling fluids using powdered ingredients. It involves creating a paste-like consistency by gradually adding powdered ingredients to a liquid and mixing them thoroughly until smooth.

The steps for preparing drilling fluids using the paste method begin with selecting a composition that meets the requirements of a specific drilling stage. This includes various additives to achieve optimal solution performance.

Careful measurement of powdered components such as drilling additives, reagents, polymers and other chemical compounds based on formulation is a key step. This is followed by the gradual addition of liquid to the powdered components with active mixing to evenly distribute the ingredients and avoid the formation of lumps. Maintaining consistency involves adding powdered ingredients until the desired paste consistency is achieved, possibly by adding additional liquid or powders.

After preparing the solution, tests are carried out on its characteristics, such as pH, density, viscosity and other parameters. Adjustments are made as necessary to achieve the required results.

Ключевые слова: буровые растворы, метод паст, реологические свойства, гидролизированный полиакриламид, макромеры нафтенных кислот.

Key words: drilling fluids, paste method, rheological properties, hydrolyzed polyacrylamide, naphthenic acid macromers.

При добыче нефти и газа буровые растворы играют ключевую роль, обеспечивая смазку, охлаждение и стабильность скважин во время процесса бурения. Один из инновационных методов подготовки этих растворов – метод паст, который стал неотъемлемой частью современной нефтяной и газовой промышленности [1-4].

Метод паст представляет собой эффективный способ приготовления буровых растворов, использующий порошкообразные ингредиенты. Он включает создание пастообразной консистенции путем постепенного добавления порошкообразных компонентов в жидкость и их тщательное перемешивание до получения однородной массы.

Шаги приготовления буровых растворов методом паст начинаются с выбора состава, соответствующего требованиям конкретного этапа бурения. Это включает различные добавки для достижения оптимальных характеристик раствора.

Тщательное измерение порошкообразных компонентов, таких как буровые добавки, реагенты, полимеры и другие химические соединения, с учетом рецептуры, является ключевым этапом.

Далее следует постепенное добавление жидкости к порошкообразным компонентам с активным перемешиванием для равномерного распределения ингредиентов и избежания образования комков.

Поддержание консистенции включает добавление порошкообразных ингредиентов до достижения желаемой консистенции пасты, возможно путем добавления дополнительной жидкости или порошков.

После приготовления раствора проводятся тесты на его характеристики, такие как pH, плотность, вязкость и другие параметры. При необходимости вносятся корректировки для достижения требуемых результатов.

Полученный раствор с заданными характеристиками уже может быть использован в процессе бурения. Важно непрерывно контролировать его характеристики для обеспечения эффективности бурения и безопасности операций.

Глинистые буровые растворы, основанные на макромерах (полимерах), играют важную роль в процессе бурения скважин. При выборе полимеров для таких растворов важно учитывать несколько ключевых факторов:

Реологические свойства: Вязкость и фильтрационные характеристики, влияющие на стабильность и фильтрацию раствора.

Реактивность и совместимость: Взаимодействие с глиной и совместимость с другими добавками.

Устойчивость к условиям скважины: Термостабильность и солевая устойчивость в высокотемпературных и солевых условиях.

Примеры полимеров, часто используемых для таких растворов:

Гидроксипропилцеллюлоза (ГПЦ): Улучшает реологические свойства.

Полиакриламиды: Повышают стабильность и фильтрацию.

Карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ): Стимулирует дисперсию глины.

Кроссполимеры полиакрилата: Обеспечивают термостабильность и улучшают реологические характеристики.

Выбор оптимального полимера зависит от условий и требований к скважине, поэтому рекомендуется провести тщательные лабораторные испытания.

Глинистые буровые растворы, базирующиеся на гидролизованном полиакриламиде, обладают определенными химическими характеристиками, которые определяют их свойства и эффективность в процессе бурения скважин [5-8].

Химический состав глинистого бурового раствора на основе гидролизованного полиакриламида включает:

Гидролизированный полиакриламид (НРАМ): Это полимер, который образуется путем гидролиза акриламида. Гидролиз уменьшает анионный характер полимера, что делает его

более эффективным для взаимодействия с глиной, улучшения её дисперсии и предотвращения отложения на стенках скважины.

Вода: Основной компонент раствора, играющий роль растворителя для полимера и других добавок.

Реагенты и добавки: Могут включать в себя регуляторы pH, соли, смазочные добавки и другие химические соединения, используемые для поддержания оптимальных характеристик раствора.

Другие полимеры: Иногда к гидролизованному полиакриламиду могут добавлять другие полимеры для улучшения его свойств или для адаптации к специфическим условиям бурения.

Гидролизированный полиакриламид используется в буровых растворах, чтобы контролировать реологические свойства, улучшать фильтрацию, предотвращать отложение глинистых частиц и обеспечивать стабильность скважин.

Таблица 1 - Основные параметры бурового раствора на основе гидролизованного полиакриламида.

Параметр	Значение
Тип полимера	Гидролизированный полиакриламид (НРАМ)
Концентрация полимера	0.1 - 0.5% по объему
Вязкость	30 - 50 сПз при 600 об/мин
pH	7.0 - 8.5
Плотность	8.6 - 9.2 lb/gal
Фильтрация	менее 10 мл за 30 мин при 1000 psi
Реакция с глиной	улучшение дисперсии и предотвращение отложения
Температурная стабильность	до 300°F (150°C)
Солевая устойчивость	до 1500 мг/л NaCl
Это реальные значения параметров, которые могут различаться в зависимости от конкретных условий бурения, требований к скважине и типа глинистой формации. Таблица параметров помогает контролировать и отслеживать ключевые характеристики раствора для обеспечения эффективности бурения.	

Важно отметить, что конкретный состав бурового раствора на основе гидролизованного полиакриламида может варьироваться в зависимости от характеристик глинистой формации, условий скважины и требований процесса бурения. Тщательные лабораторные исследования и испытания помогают определить оптимальный состав для конкретного случая.

Глинистые буровые растворы на основе макромеров нафтенных кислот содержат ряд химических компонентов, которые определяют их свойства и эффективность в бурении скважин.

Макромеры нафтенных кислот: Основной компонент раствора, который представляет собой полимерные соединения, производные нафтенных кислот. Эти макромеры используются для стабилизации скважин, снижения вязкости бурового раствора и предотвращения образования отложений.

Вода: Растворитель для макромеров и других компонентов раствора.

Регуляторы pH: Для поддержания оптимального pH раствора, что важно для контроля реакции макромеров нафтенных кислот с глинистыми образованиями.

Другие добавки и реагенты: Могут включать соли, добавки для улучшения фильтрации, стабилизаторы и другие химические соединения, используемые для достижения определенных свойств и характеристик раствора.

Макромеры нафтенных кислот обладают реологическими свойствами, которые помогают снижать вязкость бурового раствора, обеспечивают стабильность и улучшают процесс бурения, особенно в глинистых формациях [8-12].

Химический состав глинистых буровых растворов на основе макромеров нафтенowych кислот может быть подвержен изменениям в зависимости от конкретных требований скважины, характеристик глинистой формации и условий бурения. Оптимальный состав определяется после проведения соответствующих испытаний и анализа характеристик скважины.

Таблица 2 - Параметры бурового раствора, основанного на нафтенowych кислотах.

Параметр	Значение
Тип нафтенowych кислот	Макромеры нафтенowych кислот
Концентрация кислот	1 - 5% по объему
Вязкость	20 - 40 сПз при 600 об/мин
pH	4.0 - 5.5
Плотность	8.4 - 9.0 lb/gal
Фильтрация	менее 5 мл за 30 мин при 1000 psi
Реакция с глиной	улучшение дисперсии и предотвращение отложения
Температурная стабильность	до 250°F (120°C)
Солевая устойчивость	до 1000 мг/л NaCl
<p>Это, реальные значения могут различаться в зависимости от конкретных условий бурения, характеристик скважины и особенностей геологической формации. Таблица параметров позволяет контролировать важные характеристики раствора, чтобы обеспечить эффективность и безопасность процесса бурения.</p>	

Нафтенowe кислоты представляют собой смесь карбоксилческих кислот, которые происходят от процессов диагенеза и катагенеза, часто образующихся при гидротермальной обработке нефти и природного газа.

Они состоят из циклических углеводородных структур и имеют общую химическую формулу $C_nH_{2n}O_2$. Обычно нафтенowe кислоты имеют разные структуры и размеры кольцевых структур, поэтому их формулы могут различаться. Вот несколько примеров формул:

Циклопентанкарбоновая кислота: $C_5H_8O_2$

Циклогексанкарбоновая кислота: $C_6H_{10}O_2$

Циклогептанкарбоновая кислота: $C_7H_{12}O_2$

Циклооктанкарбоновая кислота: $C_8H_{14}O_2$

Итак, нафтенowe кислоты имеют общую формулу $C_nH_{2n}O_2$, где n - количество углеродных атомов в кольцевой структуре, и различаются по размеру и форме этих кольцевых структур.

Процесс приготовления бурового раствора на основе совместного применения гидролизованного полиакриламида и нафтенowych кислот обычно включает несколько этапов:

Измерение необходимого количества гидролизованного полиакриламида и нафтенowych кислот в соответствии с рецептурой.

Подготовка воды и других добавок, если они требуются для конкретной формулы бурового раствора.

Добавление измеренного количества гидролизованного полиакриламида в резервуар или бак с водой под постоянным перемешиванием.

Постепенное введение нафтенowych кислот в смесь гидролизованного полимера и воды. Обычно это делается поэтапно с постоянным перемешиванием для обеспечения равномерного распределения компонентов.

Контроль параметров, таких как pH и вязкость, для достижения оптимальных значений в соответствии с требованиями бурения.

При необходимости корректировка концентрации компонентов или добавление других реагентов для улучшения свойств раствора.

Проведение тестов на характеристики раствора, такие как вязкость, pH, фильтрация и другие параметры, чтобы убедиться в соответствии с требованиями процесса бурения.

Корректировка состава раствора, если необходимо, для достижения желаемых характеристик.

После успешной подготовки раствор может быть использован в процессе бурения.

Необходимо обеспечить правильное хранение и обработку остатков раствора в соответствии с нормативами и стандартами безопасности.

Этот процесс, и точные шаги могут варьироваться в зависимости от конкретной формулы и условий использования бурового раствора. Важно тщательно следовать рецептуре и проводить контроль качества для обеспечения эффективности и безопасности процесса бурения.

Конечные параметры бурового раствора, основанного на совместном применении гидролизованного полиакриламида и нафтенных кислот, могут быть уточнены в лабораторных условиях или на практике в зависимости от требований конкретного проекта бурения и характеристик геологической формации. Ниже приведена примерная таблица параметров для такого раствора.

Таблица 3 - Параметры бурового раствора, основанного на совместном применении гидролизованного полиакриламида и нафтенных кислот.

Параметр	Значение
Тип полимера	Гидролизированный полиакриламид (НРАМ) в сочетании с макромерами нафтенных кислот
Концентрация полимера	0.1 - 5% по объему
Вязкость	20 - 50 сПз при 600 об/мин
pH	4.0 - 8.5
Плотность	8.4 - 9.2 lb/gal
Фильтрация	менее 10 мл за 30 мин при 1000 psi
Реакция с глиной	улучшение дисперсии и предотвращение отложения
Температурная стабильность	до 300°F (150°C)
Солевая устойчивость	до 1500 мг/л NaCl
Эти значения, могут быть использованы в качестве отправной точки при бурении скважин с соответствующими характеристиками бурового раствора. Фактические значения могут сильно различаться в зависимости от условий бурения, требований к скважине и характеристик геологической формации. Важно провести тщательные исследования и анализы, чтобы определить оптимальные параметры для конкретного проекта.	

Заключение.

Метод паст в приготовлении буровых растворов играет важную роль в нефтяной и газовой промышленности, позволяя точно контролировать характеристики раствора и обеспечивая оптимальные условия для успешного бурения. Тщательное следование рецептуре и контроль параметров помогают достичь желаемых результатов и обеспечивают безопасность на месте работ.

Приготовление бурового раствора на основе совместного применения гидролизованного полиакриламида и нафтенных кислот может включать следующие ключевые этапы:

Важность совместного применения компонентов:

Значимости использования гидролизованного полиакриламида и нафтенных кислот в совокупности для создания оптимального бурового раствора, их синергии и влияния на основные характеристики раствора.

Оценка достигнутых результатов в процессе подготовки бурового раствора, улучшения характеристик раствора благодаря совместному применению гидролизованного полиакриламида и нафтенных кислот.

Определение важности адаптации состава раствора под конкретные требования бурения и геологические особенности скважины. Обсуждение возможности регулировки состава раствора для достижения оптимальных результатов в различных условиях.

Указание на потенциал для дальнейших исследований и разработок в области совместного использования гидролизованного полиакриламида и нафтенных кислот для улучшения эффективности бурения. Определение областей, которые требуют дальнейшего исследования или оптимизации.

Библиографический список:

1. Булатов А. И. Буровые и тампонажные растворы для строительства нефтяных и газовых скважин. — Краснодар: Просвещение-Юг, 2011. - 452 с.
2. Рязанов Я. А. Энциклопедия по буровым растворам. — Оренбург: Летопись, 2005. — 664 с.
3. Методика контроля параметров бурового раствора. РД 39-00147001-773-2004. ОАО «НПО „Бурение”». — Краснодар, 2004. — 136 с.
4. Мищенко В. И., Картунов А. В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов. — Краснодар: Арт Пресс, 2008. — 336 с.
5. Гидравлика бурения. Свидетельство № 2002611701, Роспатент 4.10.2002.
6. Методическое руководство по выбору типа бурового раствора. РД 39-2-772-82. - М.: Миннефтепром, ВНИИКРнефть. 1982. — 36 с.
7. Методика выбора рецептур основных типов буровых растворов по показателям их свойств. РД 39-0147009-543-87. — Краснодар, 1987. — 172 с.
8. Инструкция по рецептурам, технологии приготовления и химической обработки буровых растворов. РД 39-0147009-734-89. Миннефтепром, ОАО «НПО „Бурение”». — Краснодар. — 212 с.
9. Булатов А. И., Макаренко П. П., Шеметов В. Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности. — М.: Недра, 1997. — 483 с.
10. Чубик П. С. Квалиметрия буровых промысловых жидкостей. — Томск: НТЛ, 1999. — 300 с.
11. Сборник научных трудов по результатам НИОКР за 2001 г. ОАО НК «Роснефть». — М.: ЦНИИТЭнефтехим, 2002. — 278 с.
12. Шарафутдинов З. З., Чегодаев Ф. А., Шарафутдинова Р. З. Буровые и тампонажные растворы. Теория и практика. Справочник. — СПб.: НПО «Профессионал», 2007. — 416 с

УДК 622.24

Перспективы внедрения искусственного интеллекта в процесс геолого-технологических исследований при бурении эксплуатационных скважин в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Берг Н. В.

Ухтинский государственный технический университет, ООО «Геотех-2»,
г. Ухта, Россия

Технологии на основе искусственного интеллекта за последние 10 лет изменил множество отраслей, и находит свое применение и в быту, и в промышленности. Сложно сейчас найти такую отрасль, где не использовался бы или не были бы предприняты попытки внедрения искусственного интеллекта, также это относится и к геологии. Созданы модели для интерпретации геологических данных, для поиска и разведки полезных ископаемых, геофизического мониторинга и прогнозирования, моделирования геологических процессов и т.д.

По статистике в России уровень внедрения искусственного интеллекта в целом в 3 раза ниже чем в мире. В основном разработками и использованием систем на основе искусственного интеллекта занимаются крупные компании, в которых сосредоточенно большое количество массивов данных, достаточно технологических мощностей и финансовых средств. При этом, за частую под определенные задачи предприятия создаются узко специализированные системы, достаточно дорогие для других компаний.

Что касается геолого-технологических исследований в настоящее время тоже происходит внедрение различных методов машинного обучения для предотвращения основных видов аварий и осложнений, таких как прихват, поглощение, слом инструмента, газоводонефтепроявление и др. Технологические данные поступают в центр мониторинга в режиме реального времени, обрабатываются и с определенной долей вероятности система предсказывает то или иное событие. Такие системы разрабатываются не только для предсказания аварийных ситуаций, но и для интерпретации работ, проходящих на скважине в реальном времени. Это в свою очередь сокращает время реагирования, исключает человеческий фактор и позволяет предсказывать предаварийную ситуацию. Для создания подобных моделей собран большой объем данных, кроме этого системы на основе искусственного интеллекта способны самообучаться в процессе работы, в результате этого процент ошибки будет существенно снижаться с течением времени. Внедрение таких систем позволяет сократить скорость строительства скважины и стоимость работ. [1, 2, 3]

Из минусов необходимо отметить, что точность определения операций и различных ситуаций на скважине зависит от уровня достоверности информации, поступающей со скважины и конкретно с приборов. Датчики могут быть не верно откалиброваны, выходить из строя, могут быть не установлены в виду особенностей конструкции буровой установки.

В геологическом плане также существует достаточно много моделей и систем для определения минералов, горных пород по шлифам, шлихам, керну. Далее рассмотрим две уже разрабатываемые другими компаниями и научными институтами системы, наиболее подходящие для решения геологических задач в процессе геолого-технологических исследований.

Первая система – DeepCore. Это система для обработки изображения керна с последующим его описанием, а также построением литологической колонки от компании ООО «Диджитал Петролеум». DeepCore – это облачный сервис, основанный на сверточных нейронных сетях, методах машинного обучения и алгоритмах компьютерного зрения [4]. При загрузке фотографии ящика с керном и выборе параметров расположения и глубины керна, производит «извлечение» его из ящика, затем происходит разметка по глубине, определение породы и построение литологической колонки. При проверке керна со скважины результат интерпретации оказался верным частично. Скорее всего ошибка обработки связана с обучением на собственной выборке, возможно с предоставлением дополнительных данных подобранных под определенный запрос предприятия программа будет намного эффективнее. Несомненным плюсом является предоставление итоговых данных в табличном и графическом формате, а также возможность корректировки интервалов в выбранные системой, для более точного построения разреза. Из минусов можно отметить, что пока в модели представлены только терригенные породы и выбор глубин интервала только от 1-10 м. Система еще не до конца автономна и требует участия геолога для предотвращения ошибки.

Вторая модель представлена Чумаковым А. В. в декабре 2023 года - это нейросетевые технологии, позволяющие определять минерал в экспресс-режиме, где в реальном времени с определенной вероятностью система распознает минералы размером ± 3 мм в шлихах. При этом минерал на фото или видео не один, а представлено несколько разновидностей минералов, программа выделяет и распознает их по отдельности. В скором времени система будет доработана, сможет подстраиваться под задачи определения различных минералов, их сортировки при конвейерной работе, по фото- или

видеоматериалам, кроме этого разработанный алгоритм позволит использовать данную модель не только в геологии, но и в других промышленных отраслях. Система ещё находится в разработке, но в целом модель очень близка к поставленным задачам геолого-технологических исследований.

Кроме рассмотренных в этой работе моделей существует множество других, решающих очень похожие геологические задачи машинного обучения, такие как классификация, детекция и сегментация по фотографиям или видеоматериалам минералов, или горных пород.

В общем смысле классификация – это процесс разделения объектов или данных на группы или категории на основе общих характеристик. Что касается машинного обучения, то классификация — это задача обучения с «учителем», где модель обучается на основе размеченных специалистом данных, который выделяет определённые закономерности между объектами.

Детекция - это задача определения и локализации объектов на изображении или видео. В отличие от классификации, детекция определяет местоположение объекта на изображении.

Сегментация – это метод разделения изображений на несколько частей или сегментов. В отличие от классификации, сегментация дает возможность определить класс каждого отдельного пикселя, что позволяет сделать оконтуривание объекта.

Цель всей работы состоит в создании такой модели, обученной на нейронной сети, которая во время строительства скважины решала бы геологические задачи. Такие как:

1. Распознавание и краткое описание пород по фотографии шлама, либо в реальном времени на основе умной камеры.

2. Определение процентного соотношения пород в пробе шлама.

3. Определение фракционного состава.

4. Вывод данных в виде таблиц и графических изображений.

Необходимость в создании, а также внедрение подобной системы экспресс-определения пород по шламу при геолого-технологических исследованиях связан с несколькими причинами.

Во-первых, с оптимизацией бурения увеличилась скорость бурения и проходка за сутки до 500-600 м по верхним горизонтам и до 200-300 м по продуктивным, при отборе шлама с шагом 2 м в продуктивном горизонте, полностью обработать весь поток проб один геолог фактически не способен.

Во-вторых, молодые специалисты, приходя на работу не имеют достаточного опыта для определения пород и их особенностей по шламу, программа могла бы быть на начальном этапе в полевых условиях визуальным помощником для них.

В свою очередь решение задачи машинного обучения делится на несколько этапов:

1. Сбор данных.

2. Анализ и подготовка исходных данных, их исследование на предмет скрытых закономерностей.

3. Подготовка факторов, т.е. характеристик объектов необходимых для построения модели.

4. Непосредственное построение модели, которая наилучшим образом подходит для решения поставленной задачи, обучение ее на обучающей выборке и проверка ее поведения на другой части этой выборки.

5. Оценка качества модели на тестовой выборке.

В настоящий момент работа находится только на первом этапе. Это сбор и разметка данных. Данные можно получить несколькими путями. Можно воспользоваться уже имеющимися, создать собственную базу, либо взять данные из интернета. Первый и третий пункты нам не подходят, так как фотографий шлама в интернете недостаточно, и они не относятся к месторождениям Тимано-Печорской провинции, на которой сосредоточена работа по

сопровождению скважин, и шлам в процессе бурения скважин не фотографируется, только керн. Для подготовки возможно использовать только табличный материал (это может быть геофизические данные, данные механического и газового каротажа и соответствующее описание шлама). Поэтому сейчас производится сбор собственной базы - это наиболее трудоемкий процесс так как для одной породы необходимо не менее 300-500 изображений с разных месторождений и горизонтов, в разном ракурсе и даже с разным качеством фотографий. Трудности, которые существуют на данном этапе, это то, что шлам в компании хранится в течение 1 год, и материала, с которым можно работать недостаточно, поэтому данные собираются со скважин, находящихся в бурении. Соответственно время на сбор информации тратится довольно много.

Фотографии собираются в двух форматах. Первый – это фотографии только с одной породой, для классификации самих пород. Второй – пробы шлама с несколькими разновидностями для последующей детекции и сегментации. Разметку пород на совместных изображениях планируется вносить вручную, что тоже займет время.

Необходимо сделать три выборки фотографий на которых модель будет обучаться, затем проверяться и тестироваться.

Дополнительными факторами - могут быть данные карбонатометрии, механического, газового, гамма каротажа и т.д., которые могут быть собраны в кратчайшие сроки и при бурении будут определяться в процессе проверки. Кроме этого необходимо проанализировать технологические данные, которые тоже могут служить критериями для определения литотипов пород.

Так в дочерних обществах «Газпром нефти» разработан программный продукт — «Определение литологической разности на забое скважины» — позволяющий минимизировать случаи выхода долота из целевого интервала (продуктивного слоя) на основании данных сопровождения бурения. Разработанный прототип использует машинное обучение, чтобы оперативно анализировать параметры, поступающие с бурового оборудования, — уровень вибрации, скорость бурения и вращения ротора, нагрузку на долото и др. Эти показатели изменяются в зависимости от характеристик пласта, и это позволяет оперативно определить состав породы, не дожидаясь поступления данных с датчиков на самом буровом инструменте. Сейчас программа способна определять три литотипа (породы с определенным набором признаков) — песчаник, глину, карбонатизированный песчаник — и, соответственно, тот момент, когда долото переходит из одной породы в другую. Вероятность выявления смены литотипа с использованием созданного цифрового решения составляет не менее 70%. Обучение модели продолжается на новых скважинах: с каждой пробуренной скважиной точность становится выше [5].

Для поставленных задач возможно использовать уже имеющиеся нейронные сети:

1. Mask R-CNN. Эта сеть основана на архитектуре Faster R-CNN и позволяет точно выделять и классифицировать объекты, включая горные породы, с помощью масок пикселей.

2. U-Net. Это полносверточная нейронная сеть, специально разработанная для сегментации медицинских изображений, но может быть успешно применена и для сегментации горных пород. Она хорошо работает при анализе текстур и форм объектов.

3. DeepLab. Это сверточная нейронная сеть, которая широко используется для задачи семантической сегментации. Данная архитектура характеризуется использованием дополнительных модулей, таких как ассоциативные поля, для более точного определения границ горных пород.

4. VGG-16 Это классическая сверточная нейронная сеть, которая может быть применена для классификации горных пород по их визуальным характеристикам. Она состоит из 16 слоев и имеет высокую точность в определении различных классов объектов.

5. YOLO (You Only Look Once). Это алгоритм компьютерного зрения, который используется для обнаружения и классификации объектов на изображениях или в видеопотоке.

Наибольший интерес представляет, последняя версия YOLOv5, которая стала одной из самых популярных, благодаря ряду преимуществ, таких как высокая скорость работы и способность обнаруживать множество объектов на изображении одновременно.

Недостатками моделей может быть ограниченная точность при работе с маленькими объектами, может иметь трудности с обнаружением объектов в условиях с низким освещением, размытости или других изменяющихся условиях, требуют высоких вычислительных ресурсов и большого объема данных для высокой точности определения.

Обобщая все выше сказанное можно сделать следующие выводы:

1. Для предотвращения аварий и осложнений по технологическим параметрам разработано достаточно много систем на основе машинного обучения, модели продолжают самообучаться в процессе работы и эффективность их будет только расти.

2. Необходимость в создании геологических программ для решения задач в процессе геолого-технологических исследований обоснованы: необходимостью обработки большого количества проб, получением достоверной информации для оптимизации процессов разработки месторождений и минимизации возможных рисков. Предпосылки для разработки таких моделей есть и создание - это вопрос времени.

В целом отрасль развивается. В настоящее время, разрабатываются и совершенствуются системы на основе искусственного интеллекта. Невозможно утверждать, что уже достигнут максимальный уровень развития. Скорее всего уже в ближайшее десятилетие ожидается интенсивный рост отрасли, и она займет свою определенную нишу.

Библиографический список:

1. Шибаев А.А. Применение методов машинного обучения в задаче анализа аномального поведения технологических параметров, при классификации технологических операций, цикла строительства скважины / А.А. Шибаев, Шраго И.Л., Васинкин И.А., Чернышов А.С. // Бурение и нефть : электронный журнал URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2023-07/28>. – Дата публикации: 28.07.2023.
2. Гурина Е. Применение комплексного подхода к прогнозированию аварий при бурении / Е. Гурина, Н. Ключников, К. Антипова, Д. Коротеев // Энергетическая конференция SPE EuropeEC– Europe Energy. – Мадрид, 2022. URL: <https://doi.org/10.2118/209643-MS>
3. Дмитриевский А. Н. Применение методов искусственного интеллекта в задачах предотвращения аварийных ситуаций при строительстве скважин / А.Н. Дмитриевский, Н.А. Еремин, А.И. Архипов, А.Д. Черников, Л.И. Зинатуллина // Науки о Земле: Сырьевая база и геологоразведка : электронный журнал URL: <https://vk.com/@digitalpetroleum-deepcore-kak-poluchit-opisanie-ker-na-za-minuty>. – Дата публикации: 12.2023.
4. Барабошкин Е. Е. Core box image recognition and its improvement with a new augmentation technique / Е.Е. Барабошкин, А.Е. Демидов, Д.М. Орлов, Д. А. Коротеев // Computers & Geosciences : электронный журнал URL: <https://doi.org/10.1016/j.cageo.2022.105099>. – Дата публикации: 05.2022.
5. Алексеев А. Цифровое бурение: Как цифровые технологии повышают эффективность / А. Алексеев // Управление производством : электронная журнал URL: https://up-pro.ru/library/information_systems/automation_production/burenie-neft/. – Дата публикации: 23.09.2022.
6. Gupta V. Сравнение производительности моделей обнаружения объектов YOLO v5, v6 и v7 / V. Gupta, S. Rath // LearnOpenCV: электронная журнал URL: <https://learnopencv.com/performance-comparison-of-yolo-models/>. – Дата публикации: 29.11.2022.

**Мегарезервуарные скопления углеводородов в апт-сеноманских отложениях
Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна**

Пунанова С. А.

Институт проблем нефти и газа РАН (ИПНГ РАН), г. Москва, Россия

Аннотация. На севере Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна сформированы гигантские по запасам углеводородов месторождения в традиционных прерывистых, географически дискретных мегарезервуарах верхнего продуктивного комплекса. Проведен анализ и систематизация геолого-геохимических данных по составу нефтей и конденсатов региона с целью выявления особенностей флюидов, генерированных слабопреобразованным органическим веществом континентальных углистых фаций в сравнении с нефтями более глубоких горизонтов.

Ключевые слова: мегарезервуары, углеводороды, состав нефтей и конденсатов, микроэлементы.

Введение

Геохимические особенности флюидов, дающие ценную информацию об их онтогенезе и масштабности скоплений, необходимо изучать на всех этапах геологоразведочных работ [1].

Продолжены исследования по детализации особенностей распространения и состава углеводородных скоплений верхнего продуктивного комплекса Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна (НГБ), охватывающего отложения от апта до сеномана. Ранее, на основе аналитических данных и статистических построений с использованием материалов по геологическим запасам была дана характеристика мегарезервуаров мезозойских отложений, уточняющая и детализирующая ранее существующие представления, по категориям запасов и фазовому состоянию и выделены зоны размещения углеводородных (УВ) скоплений с разной категорией запасов [2]. Было показано, что по величине геологических запасов, статистическим закономерностям распределения ресурсов, их пространственному размещению и фазовому состоянию скоплений юрские и меловые нефтегазоносные комплексы северных регионов Западной Сибири являются самостоятельными, а масштабность скоплений контролируется факторами, присущими индивидуально каждому комплексу [3].

В представленном материале оцениваются геолого-геохимические данные по составу нефтей и конденсатов региона в сравнении с нефтями более глубоких ачимовских и юрских отложений; выявляются их характерные особенности, связанные с генерацией УВ в условиях доглавнофазовой зоны нефтегазообразования на небольших глубинах слабопреобразованным органическим веществом (ОВ) континентальных углистых фаций.

Геохимические особенности углеводородов в апт-сеноманских отложениях северных регионов Западной Сибири

Нефти и конденсаты севера Западно-Сибирского НГБ, связанные с различными нефтегазоносными комплексами, генерированы на разных стадиях катагенеза в различных литофациальных обстановках (таблица) и характеризуются своеобразным УВ и микроэлементным (МЭ) составами. Флюиды апт-альб-сеноманских отложений генерированы гумусовым и гумусово-сапропелевым ОВ континентальных угленосных фаций и являются примером флюидов ранней генерации.

Для отложений верхнего продуктивного комплекса Западной Сибири характерен своеобразный вид конденсатов и нефтей, свидетельствующий о их ранней генерации в зоне слабого мезокатагенеза. Преобладающей группой в их составе являются нафтеновые УВ (цикланы). Отсутствие *n*-алканов, распределение циклических УВ (моно-, би-, три- и тетрацикланов) отличают эти УВ скопления, представленные химическими типами Б-1 (Б-1т, Б-1б, Б-1м) и Б-2 (Б-2ц, Б-2и). Присутствие моретанов (М29-М32), состав и величины соотношений биомаркеров в нефтях: стеранов 20S/20(S+R) (С29) – 30-60%, гопанов 22S/22(S+R) (Г32) – 39-50%, моретанов 22S/22(S+R) (М32) – 35%, моноароматических стеранов МА-I/МА-(I+II) – 21%, триароматических стеранов ТА-I/ТА-(I+II) – 17% отвечают ранней

(слабозрелой) эволюционной стадии нефтяной генерации. Дополнительным подтверждением этому факту служит легкий изотопный состав углерода метана $\delta C^{13} = -(61,4-65,3\text{‰})$, сопутствующего конденсатам и нефтям. В пользу гипотезы биodeградации сеноманских нефтей приводятся такие аргументы как отсутствие в нефтях *n*-алканов, изопреноидов и наличие ряда 25-норгопанов: нор-Г₂₉-нор-Г₃₄ и нор-Г₂₇-нор-Г₃₁. Однако по данным D. Waples, T. Machihara (1992), стераны и тритерпаны подвергаются трансформации лишь при очень сильной степени биodeградации, при которой в нефти исчезают *n*-алканы, изопреноиды, алкилциклогексаны, бициклические алканы, регулярные стераны, особенно стеран C₂₇, наблюдается господство диастеранов. Присутствие же в сеноманских нефтях регулярных стеранов (α -и изостеранов), бицикланов, гем-замещенных моноцикланов, небольшая величина отношения диастераны/регулярные стераны (0,46-0,59), доминирование регулярного стерана C₂₇ свидетельствуют о незрелой природе этих нефтей. Кроме того, обнаружение ряда 25-норгопанов, 25,30-бисноргопанов, 25,28,30-трисноргопанов может быть связано со спецификой исходного ОВ, а именно с присутствием в нем особой бактериальной популяции.

Таблица 1 – Характеристика нефтегазоносных комплексов Западно-Сибирского НГБ.

Газонефтеносные комплексы	Тип ОВ и содержание C _{орг} в глинистых разностях, %	Формации	Стадии катагенеза, R°, %	Толщина формации, м	Глубины залегания, м
Верхний продуктивный комплекс K _{1a} ³ – K _{2s}	*Гумусовый, сапропелево-гумусовый C _{орг} = 1,2-2,0	**1. Прибрежно-морская, песчано-алевритовая; сероцветная; 2. прибрежно-континентальная, песчано-алеврито-глинистая, серо- и темноцветная; субугленосная	**1. ПК ₂ -ПК ₃ 0,3-0,5 2. ПК ₃ -МК ₁ 0,5-0,65	950-1150	500-2350
Ачимовский комплекс K _{1 b-v} ¹	Сапропелево-гумусовый C _{орг} = 0,61-4,0	Мелководно и прибрежно-морская, песчано-глинистая, сероцветная	МК ₁ -МК ₂ 0,65-0,8	100-500	2500-3800
Верхнеюрский комплекс J ₃	Сапропелевый, гумусово-сапропелевый C _{орг} = 3,0	Мелководно-морская, песчано-глинистая, сероцветная	МК ₂ 0,65-0,85	50-400	2500-3950
Нижне-среднеюрский J ₁₋₂	Гумусовый, сапропелево-гумусовый C _{орг} = 3,0	Прибрежно-морская и континентальная; сероцветная; песчано-алеврито-глинистая; субугленосная	МК ₃ 0,85-1,15	500-2000	2900-5500

Примечание: *подчеркнут преобладающий тип ОВ; **1 – западная часть региона, 2 – восточная

Данные изучения содержаний МЭ в нефтях [4] свидетельствуют о значительном отличии сеноманских нефтей по распределению и содержанию в них МЭ от нефтей нижележащих комплексов (рисунок 1). Это проявляется в следующем: нефти сеномана существенно обеднены (в 3-10 раз) V, Zn и Mn; обеднены (в 2 раза) Ni и Hg; близки по содержанию Cr, а содержания Au, Co, Sc, Sb и Fe по сравнению с усредненными данными, характеризующими нефти Средне-Обской нефтегазоносной области (НГО), в них выше.

Указываются также более высокие содержания Ti, Sn и Sb в нефтях сеномана месторождения Русское, которые соответственно равны, в г/т, 1,8; 0,6 и 5,4.

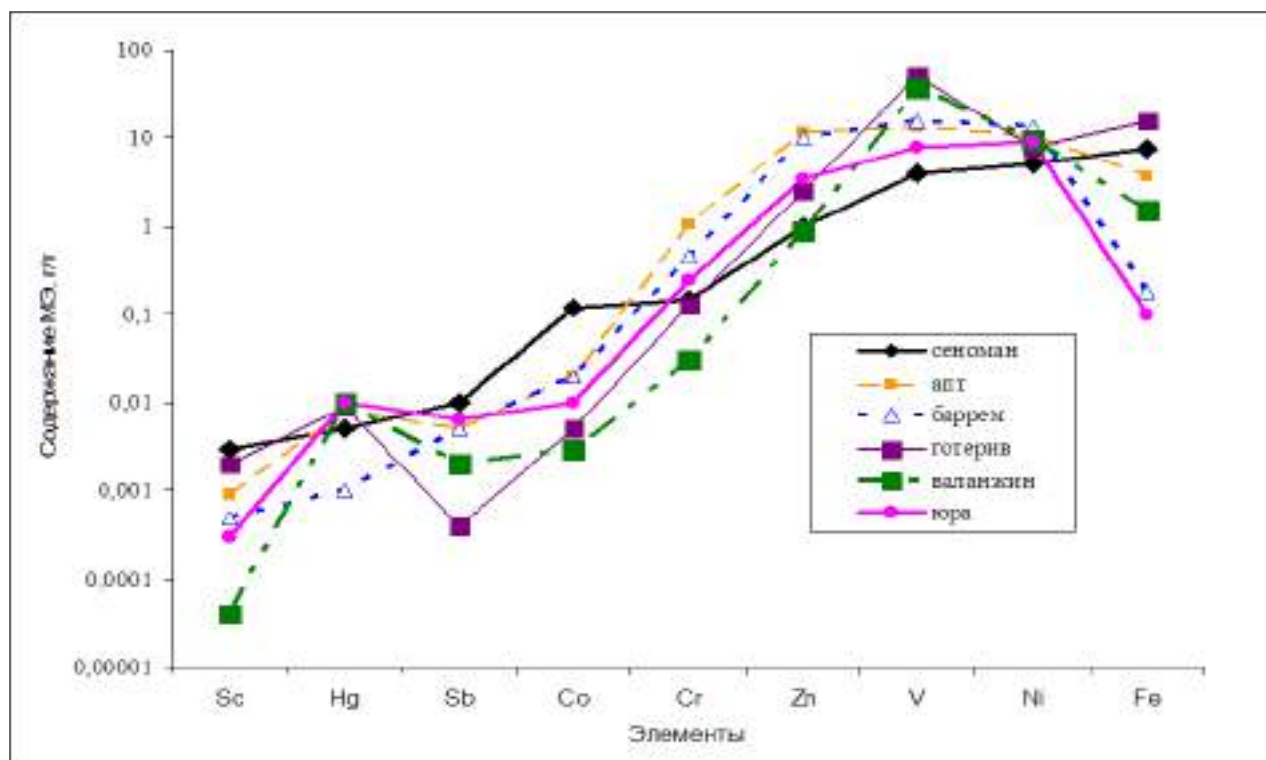


Рисунок 1 – Распределение МЭ в нефтях месторождений северных регионов Западной Сибири из отложений различного возраста.

Существенное отличие проявляется и в соотношениях МЭ (рисунок 2). В нефтях сеномана месторождения Русское отношения V/Ni, V/Fe и Ni/Fe меньше 1, тогда как в нефтях из нижнемеловых отложений месторождений Федоровское, Советское и Усть-Балыкское эти отношения существенно выше 1 (за исключением нефти готеривских отложений – в них соотношение Ni/Fe также ниже 1, и нефти из юрских отложений, в последних соотношение V/Ni около 1). Различаются в связи с этим и концентрационные ряды. Если в нефтях месторождения Русское на первых местах стоят Fe и Ni – Fe>Ni>V>Zn>Cr>Co>Sb>Hg>Sc, то в нефтях месторождения Советское первые места концентрационного ряда занимают V и Zn – V>Zn>Ni>Fe>Cr>Co>Hg>Sb>Sc (по аналитическим данным И.Ф. Лосицкой и С.А. Пунановой, Г.Н. Алешина, В.Ф. Камьянова и др. и др.).

Таким образом, по содержанию большинства биогенных МЭ (V, Ni, Al, Zn, Hg и др.), а также по преобладанию Ni над V ($V/Ni < 1$) незрелые нефти и конденсаты Западной Сибири образуют единый никелевый тип флюидов, обедненный V, Ni, ванадил- и никельпорфириновыми комплексами при достаточно высоких концентрациях Au, Co, Sc, Sb и Fe. Выявленные по МЭ составу значительные отличия апт-сеноманских нефтей связаны с их генерацией менее преобразованным ОВ, по сравнению с нефтями Средне-Обской НГО из нижнемеловых и верхнеюрских отложений, генерированными значительно более преобразованным ОВ. Последние обогащены V и Ni и образуют ванадиевый тип флюидов [4, 5]. Таким образом, сеноманская нефть месторождения Русское относится по составу МЭ к никелево-железистому типу, обедненному V, что является характерным признаком гумусовой органики, тогда как нефти нижнемелового возраста месторождений Федоровское, Советское и Усть-Балыкское принадлежат к другому генетическому типу нефтей – ванадиевому, генерированному сапропелевым ОВ. Следует отметить, что незрелые нефти континентальных отложений НГБ Китая и аналогичные по генезису нефти Новой Зеландии также характеризуются низкими концентрациями V и Ni (в г/т, для Китая V=0,23; Ni=5,7; для

Новой Зеландии $V=0,23$; $Ni=1,2$) с характерным соотношением $V/Ni < 1$ (соответственно 0,1 и 0,2) [5]. Низкие концентрации V и Ni в нефтях верхнего продуктивного комплекса Ямала и Карского моря и низкие величины отношений V/Ni (0,11-0,53) приведены в [6].

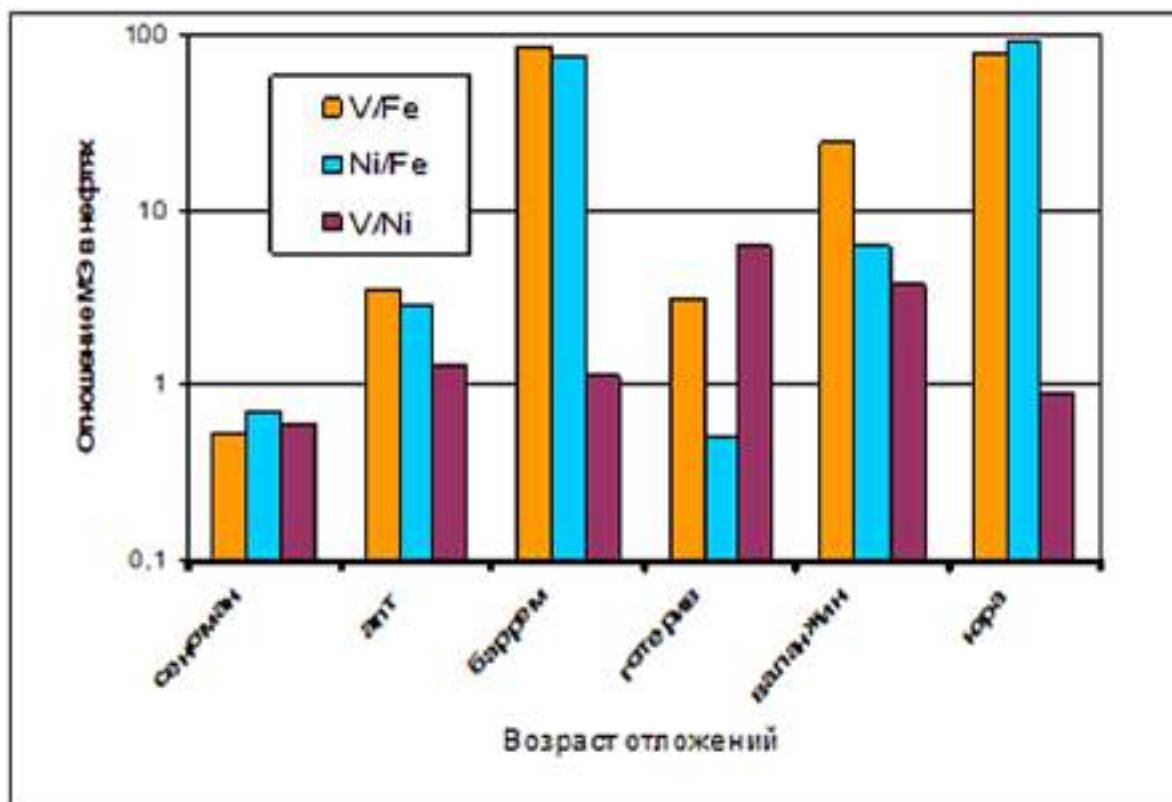


Рисунок 2 – Отношения микроэлементов в нефтях месторождений из отложений различного возраста северных регионов Западной Сибири.

Значимые различия четко фиксируются и при сопоставлении содержаний и соотношений биофильных (V, Ni, Fe, Mo, Cu, Zn) и редкоземельных элементов (РЗЭ) в нефтях месторождений Шаимского и прилегающих регионов из доюрских, юрских и меловых отложений. Интересной особенностью является выявленное различное концентрационное накопление основных биогенных (V+Ni+Fe) и РЗЭ (по данным Ю.Н. Федорова, 2008, 2010) в нефтях разновозрастных нефтегазоносных комплексов Западной Сибири [7]. Этот факт можно интерпретировать как результат их одновременного полигенного поступления в нефть – из исходного ОВ для биофильных и глубинных мантийных растворов для РЗЭ. Наличие зон высокой преобразованности ОВ в доюрских отложениях центральных частей Западно-Сибирского НГБ подтверждает возможность этого явления [7].

Известно, что подавляющее количество присутствующих в нефтях МЭ связано со смолисто-асфальтеновыми компонентами, однако аналитических данных по определению металлов в компонентах нефтей немного, да и имеющиеся касаются в основном распределения V и Ni. Тем интереснее провести сравнение расфракционированных незрелых и преобразованных нефтей Западной Сибири по содержанию большого спектра МЭ. Смолисто-асфальтеновые компоненты двух различных по генезису нефтей аккумулируют элементы в различных соотношениях. По материалам работ [4, 5] элементы V, Ni, Ag, Mn, Co в нефти месторождения Русское ассоциируют в основном со смолами, соответственно 97, 80, 74, 68 и 64 %. В асфальтенах этой нефти накапливаются полностью Fe, Zn и Hg (100 %), Sb (90 %), Br (80 %), Cr (74 %). Смолы нефти месторождения Советское в большей мере обогащены МЭ, нежели асфальтены. В смолах концентрируются Fe (100 %), Zn (90 %), Co, Sb, Sc, V и Ni (88-82 %), а также Cr (58 %). И только Hg полностью в этой нефти связана с асфальтенами. Отношения V/Ni в смолах и асфальтенах нефтей практически сохраняют те значения, которые присущи исходным нефтям.

Заключение

Таким образом, используя всю совокупность рассмотренных характеристик по распределению индивидуальных УВ, биомаркеров, МЭ и металлопорфириновых комплексов флюидов, можно выявлять генетические связи нефтей с продуцирующими толщами в разрезе осадочных отложений. Установленные геохимические особенности нефтей и конденсатов верхнего продуктивного комплекса северных регионов Западной Сибири, значительно отличные от нефтей нижележащих нефтегазоносных комплексов, рекомендуется использовать для прогноза качества углеводородных скоплений и их фазового состояния в терригенных разрезах, содержащих незрелое ОВ континентального генезиса.

Финансирование. Работа выполнена в рамках государственного задания по теме: «Научно-методические основы поисков и разведки скоплений нефти и газа, приуроченных к мегарезервуарам осадочного чехла, 122022800253-3».

Библиографический список:

1. Фурсенко Е.А., Бурухин А. И., Ким Н.С., Родченко А.П. Современные представления о геохимии органического вещества и нафтидов мезозойских отложений арктических районов Западной Сибири // Геохимия. 2021. Т. 66. № 12. С. 1077–110.
2. Пунанова С.А., Самойлова А.В. Углеводородные мегарезервуары апт-сеноманских отложений северных регионов Западной Сибири // Экспозиция Нефть Газ. 2022. № 4. С. 15–19. DOI: 10.24412/2076-6785-2022-4-15-19
3. Пунанова С.А. Анализ и систематизация представлений о влиянии геолого-геохимических факторов на формирование и нефтегазоносность мегарезервуаров осадочных бассейнов // Актуальные проблемы нефти и газа. 2023. Вып. 3(42). С. 49–67. <https://doi.org/10.29222/ipng.2078-5712.2023-42.art4>
4. Алешин Г.Н., Камьянов В.Ф., Филимонова Т.А. и др. Металлы в нефтях Западной Сибири, Препринт № 32. Новосибирск: СО АН СССР, 1986, 60 с.
5. Пунанова С.А., Виноградова Т.Л. Сравнительная характеристика природных углеводородных систем различного генезиса // Нефтехимия. 2016. № 4. С. 326–336.
6. Галимов Э.М. Немченко-Ровенская А.С., Севастьянов В.С. Абля Э. А. Баренцево-Карский регион – новый объект поисково-разведочных работ на нефть и газ в XXI веке // Недропользование - XXI век. 2008. № 6. С. 43–53.
7. Дмитриевский А.Н., Шустер В.Л., Пунанова С.А. Доюрский комплекс Западной Сибири – новый этаж нефтегазоносности. Изд-во: Lambert Academic Publishing. Saarbruchen. Germany. 2012. 135 с.

УДК 631.48

Специалисты-геологи – первые ухтинские исследователи мерзлоты арктической части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Осадчая Г. Г., Дудников В. Ю., Саприн С. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. Приводятся итоги обзора вклада ученых г. Ухты с геологическим образованием в развитие мерзловедения в целом и Арктического сектора Европейского северо-востока в частности.

Ключевые слова: криолитозона, исследователи, исследования многолетнемерзлых пород, «мерзлотные» подразделения

Промышленное освоение северных месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП), приуроченных к криолитозоне (в основном к центральной её части), началось на рубеже 60-х ...70-х годов XX века. Организационным

центром освоения ТПНГП стало производственное объединение «Коминетфть», располагавшееся в г. Ухта; научным центром, обеспечивающим работу нефтяников на Севере – научно-исследовательский и проектный институт «ПечорНИПИнефть».



Рисунок 1 - Здание института «ПечорНИПИнефть», г. Ухта, ул. Октябрьская 11.



А. С. Умняхин



Г. В. Карасова (Диденко)



В. И. Лизунова

Рисунок 2 - Первые сотрудники сектора исследования мерзлотных условий обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений.

Начало мерзлотных исследований арктической части ТПНГП теснейшим образом связано с выпускником (1959 г.) геолого-разведочного факультета Казахского горно-металлургического института (г. Алма-Ата) Александром Степановичем Умняхиным (1936-2016), по инициативе которого 1 февраля 1973 г. в структуре института было организовано первое в Ухте научное подразделение, специализированно занимающееся изучением многолетнемерзлых пород (ММП) региона: сектор исследования мерзлотных условий обустройства и эксплуатации нефтяных месторождений. Во вновь созданном подразделении в его подчинении было 2 человека – младший научный сотрудник, выпускница геологического факультета Пермского государственного университета Галина Викторовна Карасова (Диденко) и лаборант (впоследствии после окончания кафедры

гидрогеологии и инженерной геологии УИИ – инженер) Лизунова Валентина Ильинична. Обе проработали в ПечорНИПИнефти вплоть до выхода на пенсию.

Структура сектора претерпевала множественные изменения: укрупнение, разделения, переименования, схематично представленные на рисунке 3.

Для работы в представленных на рис. 3 подразделениях практически ежегодно приглашались молодые специалисты и выпускники аспирантур. Авторами статьи собран материал обо всех сотрудниках т.н. «мерзлотных» подразделений, с годами их работы, функционалом, основными результатами их исследовательской деятельности.

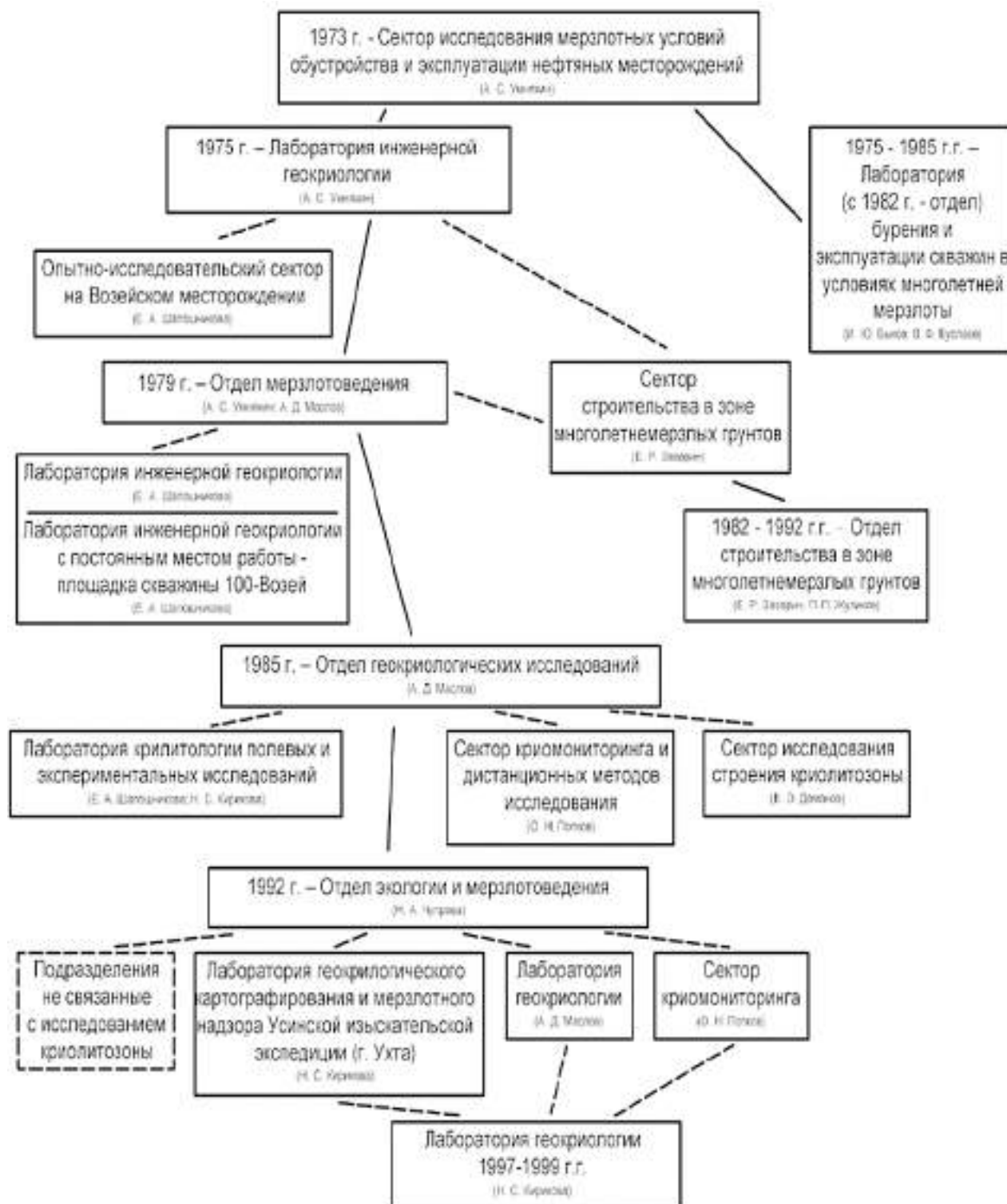


Рисунок 3 - Мерзлотные подразделения «ПечорНИПИнефть».

В части специалистов с геологическим образованием отметим проработавшую 23 года (вплоть до ликвидации научного направления «общая геокриология») выпускницу Ухтинского индустриального института (УИИ), геолога Наталью Сергеевну Савешкину (Кирикову); выпускниц аспирантуры геологического факультета МГУ Шапошникову Елизавету Андреевну (проработавшую 10 лет) и канд. геол.-минер. наук Галину Валентиновну Николаеву; выпускников геологического факультета МГУ Евгения Рафаиловича Заварина (работал в институте 10 лет до 1987 г.), и Олега Николаевича Попкова (проработал 13 лет). Кроме них привлекались выпускники-гидрологи из Пермского государственного университета, выпускники-геоморфологи из Саратовского госуниверситета, криолитологи-географы из МГУ им. Ломоносова и пр.

В 80-е годы XX века по научному направлению «общая геокриология» работало много выпускников УИИ, в основном кафедры гидрогеологии и инженерной геологии (ГИГ). Из них научную составляющую работ обеспечивали Татьяна Анатольевна Овчарук (проработала 7 лет), Сергей Курилин (проработал 5 лет), Андрей Владимирович Ситников (проработал 10 лет), Михаил Леонов, Зоя Ивановна Перхуткина.

Таким образом, достаточно быстро в Ухте сформировалось «ядро» специалистов в области исследования ММП.

В 80-е годы XX века в научном отношении следует выделить:

- защиту Александром Степановичем Умняхиным диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук на тему «Оценка инженерно-геол. условий при выборе схемы размещения объектов нефтепромыслового строительства в зоне вечной мерзлоты»;
- защиту О. Н. Попковым диссертации на соискание ученой степени кандидата геолого-минералогических наук на тему «Динамика температурного режима многолетнемерзлых горных пород на осваиваемых территориях севера европейской части СССР», 1988.

Оба завершили свой трудовой путь в УИИ на кафедре начертательной геометрии, которой в период с 1997 по 2005 г. руководил Олег Николаевич.

Кроме направления общая геокриология, конечно, нельзя не выделить и два других - это направление строительства на мерзлоте и бурения на мерзлоте. Однако, как таковых геологов по образованию в их исследовательских рядах специалистов (кроме упомянутого выше Евгения Рафаиловича Заварина) не было.

В качестве основных итогов исследования выделим: определение перечня подразделений ПечорНИПИнефть, в которых проводились научные исследования в области мерзлотоведения, и сотрудников, в том числе с геологическим образованием, непосредственно проводивших научную работу; выполнение работ в ряде архивов с целью получения перечня НИР, выполненных мерзлотоведами-исследователями; составление перечня их основных научных публикаций, диссертационных работ; обзор основных научных достижений в области мерзлотоведения.

УДК 556.314:544.54

Гидроминеральные ресурсы Тобольского района Тюменской области

Александров А. А., Бешенцев В. А.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Гидроминеральные ресурсы Тобольского района Тюменской области развиты в трёх основных гидрогеологических комплексах мезозойского бассейна, поэтому и химический состав обусловлен посленеогеновой тектонической инверсией, внедрением инфильтрационных вод и смешением их с седиментогенными водами. Показано значение Тюменского месторождения, которое наиболее значительно для промышленного освоения. В работе рассматриваются различные оценки анализа запасов геотермальных вод юга Тюменской области, рассмотрены возможности промышленного использования этих вод.

Отмечено, что подземные воды представляют собой сложную многокомпонентную систему, включающую целый комплекс неорганических и органических соединений, Концентрации и возможность накопления в подземных водах макрокомпонентов определяются геолого-гидрогеологическими условиями данного района и во многом зависят от минерального состава водовмещающих пород.

Целью представленного исследования являлась оценка химической совместимости при смешении пластовых и закачиваемых сточных вод апт-альб-сеноманского комплекса и пластовых вод неокомского гидрогеологического бассейна.

Одним из наиболее перспективных является Тюменское месторождение самое крупное в России по запасам промышленных йодных вод (46,8% общероссийских запасов), которое включает 4 разведанных участка: Тобольский, Черкашинский, Сергеевский и Инжуринский. [6]

Наиболее перспективным для промышленного освоения является Черкашинский участок. На данном участке были проведены буровые работы на 19 разведочных гидрогеологических скважинах и проведён комплекс геологических, геофизических и гидрогеологических наблюдений и исследований. [3]

В период бурения скважин в Тобольском районе Тюменской области на Черкашинском участке в 1963 - 1965 гг. химический состав геотермальных вод рассматривался как однообразный, что объяснялось более или менее однородным фаціальным составом водовмещающих отложений (Павленко, 2012). Вода в скважинах Черкашинского участка была хлоридно-натриевой I типа (Алекин, 1970) с общей минерализацией 15,3 - 17,9 г/дм³, слабощелочной (рН - 7,1 - 8,2), с высоким содержанием хлоридов - 9,2 - 10,6 г/дм³, ионов натрия - 5,6 - 6,6 г/дм³, микроэлементов: брома - 59,3 - 66,4 мг/дм³, йода - 24,1 - 26,7 мг/дм³, бора - 44,0 - 57,5 мг/дм³, а также кремния - 11,8 - 32,3 мг/дм³ и аммония 14,0 - 30,0 мг/дм³. В целом ионный состав вод скважин был довольно однообразным, причину чего О.Л. Павленко (2012) усматривала в отсутствии резких смен условий осадконакопления.

В 2023 году исследования показали изменения в химическом составе воды. Снижение произошло на всех скважинах, но особенно ярко это выражено в скважине №26-РГ. Следует отметить, что снизилось содержание хлоридов в скважине №26-РГ на 46 % в сравнении с 1964 г., Cl⁻ составлял 9642,13 мг/дм³, то в 2023 г. - 5208 мг/дм³. Минерализация подземных вод скважин Черкашинского участка изменялась в пределах от 14,8 до 23,2 г/дм³, составляя в среднем 18,8 г/дм³. Основные солеобразующие компоненты представлены ионами натрия и калия (Na⁺+K⁺) – 94 – 95 %-экв. в 1960-е годы, более чем за 50 лет произошли изменения. Содержание натрия и калия (Na⁺+K⁺) снизилось резко в скважине №26-РГ до 87 %-экв. Изменилось и содержание хлора (Cl⁻) в 2023 году. Однако, если обратиться к формуле Курлова, показывающей наглядное изображение химического состава природной воды, то соотношение катионов и анионов мало изменилось, но значительно упал уровень минерализации. Наглядным примером является скважина №30-РГ (1 формула – 1964 г., 2 – 2023 г.).

$$M_{17,21} \frac{Cl \ 98 \ HCO_3 \ 2}{(Na + K) \ 94 \ Ca \ 5 \ Mg \ 1} \text{ рН} - 7,8 \quad (1)$$

$$M_{11,75} \frac{Cl \ 98 \ HCO_3 \ 2}{(Na + K) \ 94 \ Ca \ 4 \ Mg \ 2} \text{ рН} - 7,66 \quad (2)$$

Особое внимание необходимо обратить на количество хлора (Cl⁻), содержание которого уменьшилось во всех исследуемых скважинах, примерно на том же уровне осталось количество ионов Ca²⁺, Mg²⁺.

В соответствии с основным требованием ОСТ – 39-255-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов», закачиваемые воды должны быть совместимы с пластовой водой и породой по основным осадкообразователям (карбонату и сульфату кальция). [4]

При их образовании допускается снижение фильтрационной характеристики пласта

не более чем на 20 %, Требованием к качеству является контроль фильтрационных характеристик коллекторов и приемистости нагнетательных скважин. Согласно ОСТу, для закачиваемых вод лимитируется:

- содержание растворенного кислорода (не более 0,5 мг/л);
- не допускается присутствие сероводорода и сульфатовосстанавливающих бактерий;
- регламентируется значение водородного показателя (рН – в пределах 4,5–8,5);
- коррозионная активность должна быть не более 0,1 мм/год.

Следует особое внимание обратить на тот момент, солеобразование начинается в тот момент, когда состояние любого природного раствора нарушено путем превышения растворимости одного или более компонентов. Растворимость же самих минералов имеет сложную зависимость от давления и температуры. Как правило, увеличение температуры приводит к увеличению температуры водной растворимости минерала. Больше ионов растворимо при высоких температурах. Аналогично, уменьшение давления приводит к уменьшению растворимости. Однако не все минералы подчиняются типичной температурной зависимости. Например, карбонат кальция имеет прямо противоположную зависимость в виде увеличения растворимости с уменьшением температуры. Пластовые воды при контакте с растворенными газами могут насыщаться растворенным карбонатом. Эффект от влияния давления на растворимость газа выражается большей величиной, чем эффект влияния давления на растворимость минерала. В связи с понижением давления CO_2 высвобождается из водной фазы, вызывая рост рН, что и приводит к образованию осадка кальцита [2].

Минерализованные «сеноманские» не вызывают набухания глинистых минералов пласта, поэтому они наиболее приемлемы как закачиваемые воды.

По химическому составу закачиваемые воды апт-сеномана хлоридные натриевые (по Алекину), по величине минерализации соленые с минерализацией 15,14 г/дм³, по величине общей жесткости - 22,4 мг-экв/дм³. Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет в среднем 40⁰С. Содержание Ca^{2+} составляет 184,57 мг/дм³, Mg^{2+} - 33,68 мг/дм³, Na^+ - 5611,77 мг/дм³, Cl^- - 8754,39.

По химическому составу пластовые воды продуктивных пластов хлоридные натриевые (по Алекину), по величине минерализации соленые с минерализацией от 16,65 г/дм³, тип вод хлоркальциевый (по Сулину), по величине общей жесткости – 20,6 мг-экв/дм³. Воды высоконапорные, термальные, пластовая температура составляет ~50⁰С.

Смешиваемые воды считаются совместимыми по кальциту, если масса образующегося при этом осадка не превышает значения, установленного с учетом коллекторских свойств пласта по ОСТ 39-225-88. [4]

В настоящее время наиболее изучено карбонатно-кальциевое равновесие. Соотношение ионных и молекулярных форм главных макрокомпонентов в растворе описывают системой уравнений, включающей константы диссоциации угольной кислоты, произведение растворимости карбоната кальция. Однако в реальных условиях концентрация ионов кальция часто намного превышает рассчитанную из условий карбонатного равновесия в несколько раз. Явление пересыщения вод карбонатом кальция Алекин О.А и Морнчева Н.П. связывают с малой скоростью установления равновесия в карбонатной системе. [1]

Возможность образования твердого осадка карбоната кальция и его количество контролируются карбонатным равновесием, которое в значительной степени зависит от содержания в пластовой воде диоксида углерода (CO_2), гидрокарбонат-иона (HCO_3^-) и карбонат-иона (CO_3^{2-}).

Совместимость вод определяем комплексом программ «РОСА», предназначенного для выявления осадкообразования при смешении природных и подготовленных вод, содержащих растворенные хлориды, сульфаты, гидрокарбонаты кальция, магния, натрия после установления в системе термодинамического равновесия, а также определения количества кальцита в осадке в соответствии ОСТ 39-229-89 "Вода для заводнения нефтяных

пластов. Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом" (утв. приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 февраля 1989 г. N 100). [5]

Термодинамическое моделирование выполнено с учетом пластовых условий сеноманского горизонта: 88,23 атм, $t^0=25^0$ С при давлении закачиваемой воды 1,75 атм. Результаты термодинамического моделирования процесса смешения пластовых и закачиваемых вод на Черкашинском участке (таблица 1).

Изменение количества осадка кальцита при пластовом PCO_2 незначительно и изменяется от 0,000 до 0,011 при доле воды в смеси 30:70 и далее понижается до 0,007 (доля воды 0:100).

Подземные воды апт-альб-сеноманского водоносного комплекса являются оптимальным источником закачиваемых вод. Следовательно, минерализованные воды апт-альб-сеноманского комплекса и неокомского гидрологического комплекса совместимы, так как характеризуется хорошими фильтрационными свойствами, водообильностью. Следует отметить, что на формирование осадка в пласте влияет и другие факторы, такие, как скорость продвижения фронта сточных вод в пласте, давление насыщения углекислотой. Результаты расчетов химической совместимости пластовых и закачиваемых сточных вод условий свидетельствуют о полной совместимости вод, так как осадок карбоната кальция при их смешении сведен к нулю.

Таблица 1. - Результаты термодинамического моделирования процесса смешения пластовых и закачиваемых вод на Черкашинском участке (скважина №30-РГ).

Доля воды в смеси, %		Содержание осадкообразующих компонентов, г/дм ³			Степень насыщения	Осадок, г/дм ³	Минерализация, г/дм ³	Давление насыщенности CO_2 , атм
Пластовая	Закачиваемая	Са	Mg	Карб. щелочи				
100	0	0,306	0,054	0,445	0,999	0,000	16,66	0,046
80	20	0,281	0,050	0,467	1,014	0,005	16,35	0,046
60	40	0,257	0,046	0,489	1,022	0,009	16,05	0,046
50	50	0,245	0,044	0,500	1,025	0,010	15,90	0,046
30	70	0,221	0,040	0,522	1,025	0,011	15,60	0,046
10	90	0,197	0,036	0,544	1,021	0,009	15,30	0,046
0	100	0,185	0,034	0,555	1,016	0,007	15,14	0,046

Библиографический список:

1. Алекин, О.А. Расчёт характеристик карбонатного равновесия /О.А. Алекин, Н.П. Морнчева //Современные методы анализа природных вод. Л., Гидрометеиздат, 1962, с. 158-171
2. Ахметшина И.З. О механизме образования солеотложений / И.З. Ахметшина, Р.Х. Бочко, Л.Х. Ибрагимов //Нефтепромысловое дело. М. Издательский дом «Губкин», 1981г. – с.26-28
3. 18. Вешняков Н. В.Гидрогеохимические особенности формирования термальных вод на юге Тюменской области.» Геология и геофизика суши и континентального шельфа: вызовы и перспективы, 2019, с. 230-234.
4. ОСТ – 39-255-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» (Утвержден приказом Министерства нефтяной промышленности от 28.03.88 № 147)
5. ОСТ 39-229-89 "Вода для заводнения нефтяных пластов. «Определение совместимости закачиваемых и пластовых вод по кальциту и гипсу расчетным методом» (Утвержден приказом Министерства нефтяной промышленности от 6 февраля 1989г. N 100).
6. Промышленные воды. http://tmntfgi72.ru/Promislinie_vodi

Нефтегазонасыщенные резервуары доманикоидных отложений – это традиционные или нетрадиционные коллекторы?Вишератина Н. П.¹, Кочкина Ю. В.²*1 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия**2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Россия*

Опыт изучения и освоения нефтегазоматеринских черносланцевых формаций в США, приуроченных к нетрадиционным плотным коллекторам, обеспечил серьезный стимул к изучению подобных объектов по всему миру. В России проблема освоения таких пород, являющихся одновременно и нефтегазопроизводящими, и нефтегазосодержащими, активно обсуждается уже более 10 – 15 лет. Причем многие исследователи видят в решении этой проблемы условие будущего обеспечения человечества углеводородным (УВ) сырьем на многие, многие годы вперед (минимум лет на сто). По оценке Международного энергетического агентства (World Energy Outlook 2009) мировые запасы сланцевого газа оцениваются в 456 трлн м³, что почти в 2,5 раза превышает запасы традиционных газовых месторождений (185 трлн м³). Ориентировочная оценка ресурсов УВ-газов сланцевых толщ России по данным ВНИГРИ составила 92 трлн м³, из них в отложениях доманиковой свиты – 456 трлн м³ [1]. Однако легкого решения проблемы добычи сланцевого газа до сих пор не найдено, да и перспективы обнаружения участков с промышленным скоплением УВ в общей сланцевой глинистой толще, составляющей сотни метров (органика в которой может быть распределена весьма неравномерно), являются проблематичными. Стандартным комплексом геолого-геофизических методов такие виды УВ-сырья однозначно не диагностируются.

Наилучшими нефтегазоматеринскими толщами в России считаются отложения баженовской свиты в кровле юрских отложений Западной Сибири и доманиковой свиты верхнего девона Урала-Поволжья и Тимано-Печорской провинции (ТПП). Они, несмотря на различный литологический состав (терригенный и преимущественно карбонатный соответственно), обладают нефтегазоматеринскими (НГМ) свойствами: характеризуются высоким содержанием органического вещества (ОВ, $C_{орг}$) и необходимой для генерации УВ степенью катагенеза.

Залежи УВ в доманикоидах, также как и в баженовской свите, относят к нетрадиционным, так как породы, содержащие УВ, одновременно являются нефтегазопроизводящими (нефтегазоматеринскими) и не являются коллекторами в традиционном понимании.

Напомним, что такое коллектор в традиционном понимании. Это пласт (независимо от литологического состава), который может содержать УВ (то есть имеет емкость для содержания УВ) и может отдавать их при вскрытии (то есть является проницаемым). Под это определение подходят все виды пустот, которые могут встречаться в природе (поры, каверны, трещины) и все типы коллекторов (поровые, каверно-поровые, трещинно-поровые, трещинно-каверно-поровые, трещинные и др.), лишь бы они обладали проницаемостью, достаточной для движения флюида при перепаде давления.

Тогда что же такое нетрадиционный коллектор и что является емкостью для таких коллекторов?

Как следует из «Временных методических рекомендаций...» [2] они характеризуются практически нулевой проницаемостью и притоков флюидов из таких пород при испытании обычно не получают. При исследовании керна проницаемость составляет десятые и сотые доли миллиарда. В соответствии с принятой международной классификацией пород-коллекторов для газа по абсолютной газопроницаемости (таблица 1) к нетрадиционным резервуарам относятся породы с проницаемостью менее $0,01 \cdot 10^{-3}$ мкм².

Принципиальным для доманикитов является то, что они как нефтегазоматеринские породы, могут генерировать и изолировать внутри самой толщи извлекаемые УВ-продукты.

Таблица 1 – Классификация резервуаров газа в зависимости от проницаемости пород

Проницаемость, $1 \cdot 10^{-3}$ мкм ²	Категория коллекторов	Классификация США (газ)
>100	Обычные	Conventional Reservoirs (Традиционные резервуары)
50-100		
2-50	Малопроницаемые	
1,5-2,0	Низкой проницаемости	
1,0-1,5	Крайне низкой проницаемости	
0,1-1,0		
0,01-0,1		
0,001-0,01	Предельно низкой проницаемости	Unconventional Reservoirs (Нетрадиционные резервуары)
Непроницаемый		
Проницаемость не определена		

В работе С.Г. Неручева [3] рассмотрен механизм генерации УВ в доманикитах, который заключается в том, что нетрадиционного типа скопления нефти в них образуются в результате проявления интенсивных процессов генерации УВ в самих глинистых, глинисто-кремнистых или глинисто-карбонатных материнских породах, значительно обогащенных ОВ, которые, как уже отмечалось ранее, в обычном понимании не являются коллекторами. Формирование свойств трещинно-поровых коллекторов в этих породах происходит вследствие изначально высокого содержания ОВ и превращения основной его части при термодеструкции в жидкие и газообразные продукты, что сопровождается значительным возрастанием объема, возникновением аномально высоких пластовых давлений (АВПД) и флюидоразрывами пород. Высокое давление и преобразуемая органика обладают свойствами, создающими в поровой системе своеобразный «расклинивающий» эффект, и приводит к образованию дополнительной емкости (пористости). В результате в глинистых, глинисто-кремнистых или глинисто-карбонатных НГМ-породах могут образовываться неструктурные залежи с нетрадиционным типом коллекторов, которые в изолированных пластичными флюидоупорами (пластичными глинами или солями) резервуарах могут образовывать самостоятельные ловушки (с нетрадиционными коллекторами, обладающими закрытыми порами, фильтрация газа в которых может осуществляться по искусственно созданным трещинам).

Промышленные притоки УВ из таких продуктивных отложениях получают обычно после проведения гидроразрыва (ГРП) с закреплением трещин пропантом, то есть эти притоки получают уже из другой, искусственно сформированной среды, свойства которой по данным исследования керна, геофизических исследований скважин (ГИС) и испытания до проведения ГРП, определить нельзя [2]. Очевидно, что именно в этом заключается причина низкой эффективности поисков и открытия залежей в нетрадиционных коллекторах.

В таблице 2 приведена характеристика числящихся на госбалансе залежей в D_{3dm} отложениях ТПП, из которой следует, что коллекторы этих залежей никак нельзя отнести к категории нетрадиционных. Они приурочены к ловушкам структурного типа. Практически все коллекторы характеризуются достаточно высокими значениями

фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС): пористость (K_p) изменяется от 7 до 15 %, проницаемость ($K_{пр}$) от 5 до $116 \cdot 10^{-3}$ мкм² (исключение составляют залежи Осокинского, Лекерского и Возейского месторождений, которые можно отнести к низкоемким ($K_p=0,5-2$ %, $K_{пр}=6-50 \cdot 10^{-3}$ мкм²) преимущественно трещинным) и сравнительно малой нефтенасыщенной толщиной (в среднем 6 м). По структуре пустотного пространства относятся к смешанным трещинно-поровым и трещинно-кавернозно-поровым типам. Приурочены они к слабглинистым известнякам, в разной степени доломитизированным (рисунок 1), которые не могут являться НГМ породами, так как «чистые» породы, как известняки, так и песчаники, сами по себе УВ не генерируют. Нефть (или газ), содержащиеся в таких порах, являются вторичными, поступившими из глинистых (глинисто-кремнистых или глинисто-карбонатных) НГМ-пород, которые их окружают. То есть для доманиковых отложений характерна нефтегазовая система с перераспределением УВ из материнской толщи (с нетрадиционными коллекторами) в традиционные.

Отсюда возникает первый вопрос: как относится к глинисто-битуминозным (материнским) пластам, которые при подсчете запасов в настоящее время, как правило, не учитываются? Второй вопрос: каков остаточный УВ потенциал этих материнских пластов, если часть своих УВ они отдали традиционным коллекторам? А если традиционные коллекторы обладают хорошими ФЕС и являются транзитными (коррелируются и сообщаются между собой) и имеют толщину, превышающую толщину материнских слоев, можно ли считать такие толщи нефтегазоматеринскими, нетрадиционными?

Последний вопрос больше относится и к месторождениям-аналогам (в отложениях доманикоидного типа, доманикитам), которые присутствуют практически во всех структурно-тектонических зонах ТПП и приурочены к стратиграфическим уровням от доманикового горизонта среднего франа до задонского горизонта нижнего фамена и елецкому-раннезеленецкому горизонтам нижнего-верхнего фамена.

В ТПП прямым доказательством перспективности нефтеносных доманикитов является открытие залежей УВ на многих площадях – это Колвинское, Баганское, Верхнемакарихинское, Южно-Ошское, Верхнегрубешорское, Возейское, Верхневозейское, Западно-Хатаяхское, Южно-Степковожское, Западно-Соплесское, Вуктыльское месторождения, а также выявление притоков нефти и нефтегазопроявлений на Мишваньской, Андрюшкинской, Суборской, Леккеркской, Хатаяхской, Верхнелыдумылкской, Черпаюской, Хосолтинской, Каменской и других площадях.

Коллекторами залежей являются полидетритовые известняки с поровым типом коллекторов; органогенно-обломочные преимущественно тентакулитовые песчаниковидные, микропористые известняки, кремнисто-битуминозные сферово-сгустково-тентакулитовые известняки; вторичные доломиты кавернозно-пористые; доломиты новообразованные микропористые с внутри- и межзерновым типом пористости, а также сферово-сгустково-комковатые известняки с поровым и порово-трещинным типами пористости, сферово-сгустково-водорослевые известняки с порово-трещинным типом пористости и «желваковые» органогенные известняки с каверново-поровым (межзерновым), порово-трещинным типом пористости. Все коллекторы традиционные.

В юго-восточной части ТПП на Вуктыльском месторождении притоки газа получены из доманикоидных карбонатных отложений елецко-раннезеленецкого возраста. Залежи УВ залегают здесь в интервале глубин 4680 – 5100 м, сформировались в условиях толщи заполнения автохтона (А.Л. Федотов, 2005ф). В результате сейсмофациального и детального литолого-фациального анализа в отложениях выделены три субфации: субфация ближнего склона, субфация дальнего склона и субфация умеренно-глубоководная. Продуктивные отложения связаны, в основном, с субфациями дальнего склона умеренно-глубоководной фацией и представлены переслаиванием известняков, доломитизированных известняков, мергелей и аргиллитов. Получены притоки газа с невысокими дебитами от 1 до 12 тыс. м³/сут. Коллекторами являются слабглинистые известняки, в разной степени доломитизированные,

со сложной структурой порового пространства: поровые, трещинно-поровые и трещинно-кавернозные. Пористость традиционных коллекторов порового и трещинно-порового типов по данным ГИС колеблется от 6,0 до 15,4 %. Трещинно-кавернозная пористость низкоемких коллекторов изменяется от 0,5 до 3,2 %. Полезная емкость коллекторов связана с полуоткрытыми трещинными пустотами выщелачивания, редкими открытыми порами, образованными за счет выщелачивания вторичных минералов – ангидрита.

На рисунке 2 приведена схема корреляции верхнеюмылгских отложений Вуктыльского месторождения. Как следует из рисунка, газоматеринских пород (глинисто-кремнистых или глинисто-карбонатных) в данной толще не наблюдается. Толща является транзитной, залежь УВ структурного типа связана с поступлением газа из других генерирующих отложений. Выискивать в таких толщах кремнисто-глинистые породы (даже с повышенным содержанием органики) и учитывать их как нетрадиционные коллекторы, на взгляд авторов настоящей статьи, нецелесообразно.

Как газоматеринскую толщу можно рассматривать верхнеартинскую терригенную молассу Верхнепечорской впадины (ВПВ), которая представляет собой сложнопостроенный природный резервуар прибрежно-морского генезиса, характеризующийся тонкослоистым песчано-глинистым составом пород и широким субрегиональным распространением. Условия формирования этой низкопроницаемой сложнопостроенной толщи дают основания предполагать, что они могут являться газоматеринскими и в ней могут быть сосредоточены достаточно большие запасы УВ.

Для установления газоматеринских свойств молассы специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта (Л.В. Мелькова, 2022ф) были выполнены палеотектонические реконструкции развития территории, построение моделей прогрева отложений, изучение геохимических параметров (содержание ОВ в породе ($C_{орг}$), определение степени катагенеза отложений и др.).

Отложения верхнеартинского подъяруса представляют собой мощную толщу с довольно равномерным чередованием песчано-алевролитовых пород и аргиллитов, с прослоями известняков и мергелей. Доля песчаных прослоев возрастает вверх по разрезу. По этому критерию ее обычно представляют в составе двух свит: патраковской, нижней карбонатно-глинистой, и анельской, преимущественно алевро-песчаной, в пределах которых выделяют семь литологических пачек. Основным пороодообразующим компонентом в разрезе патраковской свиты являются аргиллиты, среди которых отмечаются маломощные песчано-алевролитовые и карбонатные прослои. В анельской свите тип разреза можно охарактеризовать как смешанный, карбонатно-терригенный, в котором преобладают тонкопереслаивающиеся алевролиты (V, VI пачки) и песчаники (VII пачка).

По результатам выполненных исследований (Л.В. Мелькова, 2022ф) в пределах молассы установлено, что содержание ОВ по керну изменяется в широком диапазоне – от 0,08 до 3,66 % (в среднем 1,28 %), что свидетельствует о том, что данные отложения неоднородны по своим газогенерационным возможностям, и среди них присутствуют как газоматеринские породы (в основном среднепродуктивные), так и породы с низким, практически нулевым, генерационным потенциалом (скв. 31-Курьинская, $C_{орг}=0,08\%$). Доля образцов керна, отнесенная к категории среднепродуктивных, составляет 78,6 % от общего числа исследованных образцов, низкопродуктивных – 15,2 %, бедных – 3,3 %.

Отложения терригенной молассы верхнеартинского подъяруса по минералогическому составу и по структуре порового пространства относятся к категории «сложнопостроенных», пустотное пространство которых слагают поры, трещины (зоны разуплотнения) и, в меньшей степени, каверны.

В соответствии с принятой классификацией по абсолютной газопроницаемости (см. таблицу 1) по данным керна в этих отложениях можно выделить две группы коллекторов: традиционные низкопроницаемые (от малопроницаемых до крайне низкопроницаемых и нетрадиционных (предельно низкопроницаемых).

Таблица 2 – Характеристика месторождений УВ из отложений D₃dm

Месторождение	Глубина залегания, м	Средневзвеш. нефтенасыщенная толщина, м	Открытая пористость, доли ед.	Нефтенасыщенность, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Примечание
Баганское	3165-3260	4,0	0,08	0,90	0,015	$p_{пл}=32$ МПа. Дебит нефти (Q_n) от 1,3 т/сут по падению давления до 97,2 т/сут на штуцере $\varnothing=7$ мм
Западно-Баганский участок	3165-3260	2,7	0,08	0,90	0,015	-
Верхневольминское	2316-2338	4,0	0,07	0,73	0,018	-
Верхнемакарихинское	3172-3208	4,7	0,08	0,87	0,012	-
Возейское	2800	4,8	0,005	0,61	0,05-0,3	Наличие АВПД
Восточно-Адзвинское	1661-2587	7,1	0,07	0,74	-	-
Демаельское	2254-2273	4,2	0,09	0,76	0,078	-
Западно-Хатаяхское	3342-3357	3,0	0,12	0,90	0,027	$p_{пл}=35,1$ МПа. $Q_n=42,3$ т/сут, штуцер $\varnothing=7$ мм
Западно-Ярейягинское	3773-3797	11,2	0,07	0,8	-	$p_{пл}=53,6$ МПа. После дополнительной перфорации, двух СКО $Q_n=7$ м ³ /сут, штуцер $\varnothing=3$ мм
Им. Романа Требса	3876	9,0	0,1	0,9	0,003	$Q_n=5,7$ м ³ /сут, штуцер 3 мм
Колвинское	3650	12,2	0,04	0,90	0,023	СКО. Q_n от 4,9 м ³ /сут по подъему уровня до 47 м ³ /сут на штуцере $\varnothing=7$ мм
Леккерское	3609-3782	14,3	0,02	0,9	0,006	-
Макаръельское (рифогенный коллектор)	2257-2309	16,6	0,11	0,78	0,047	$p_{пл}=23,5$ МПа. После двух СКО $Q_n=195$ м ³ /сут, штуцер $\varnothing=7$ мм
Низевое (западный купол)	2103-2115	2,0	0,14	0,81	0,116	-
Низевое (восточный купол)	2067-2090	4,9	0,15	0,82	0,115	-
Южно-Низевое	2046-2078	6,7	0,109	0,86	0,059	$p_{пл}=21,3$ МПа. Q_n от 61,2 м ³ /сут, штуцер 7 мм, до 201,8 м ³ /сут, штуцер $\varnothing=9$ мм
Осокинское	3320-3355	10,6	0,02	0,95	0,011	-
Суборское	4251-4332	1,2	0,08	0,86	0,005	$Q_n=2,6$ м ³ /сут, штуцер $\varnothing=2$ мм
Щельяюрское	2110-2144	4,0	0,13	0,83	0,026	$p_{пл}=23,0$ МПа. Q_n от 2,7 т/сут, штуцер 3 мм, до 120 м ³ /сут, штуцер $\varnothing=7$ мм

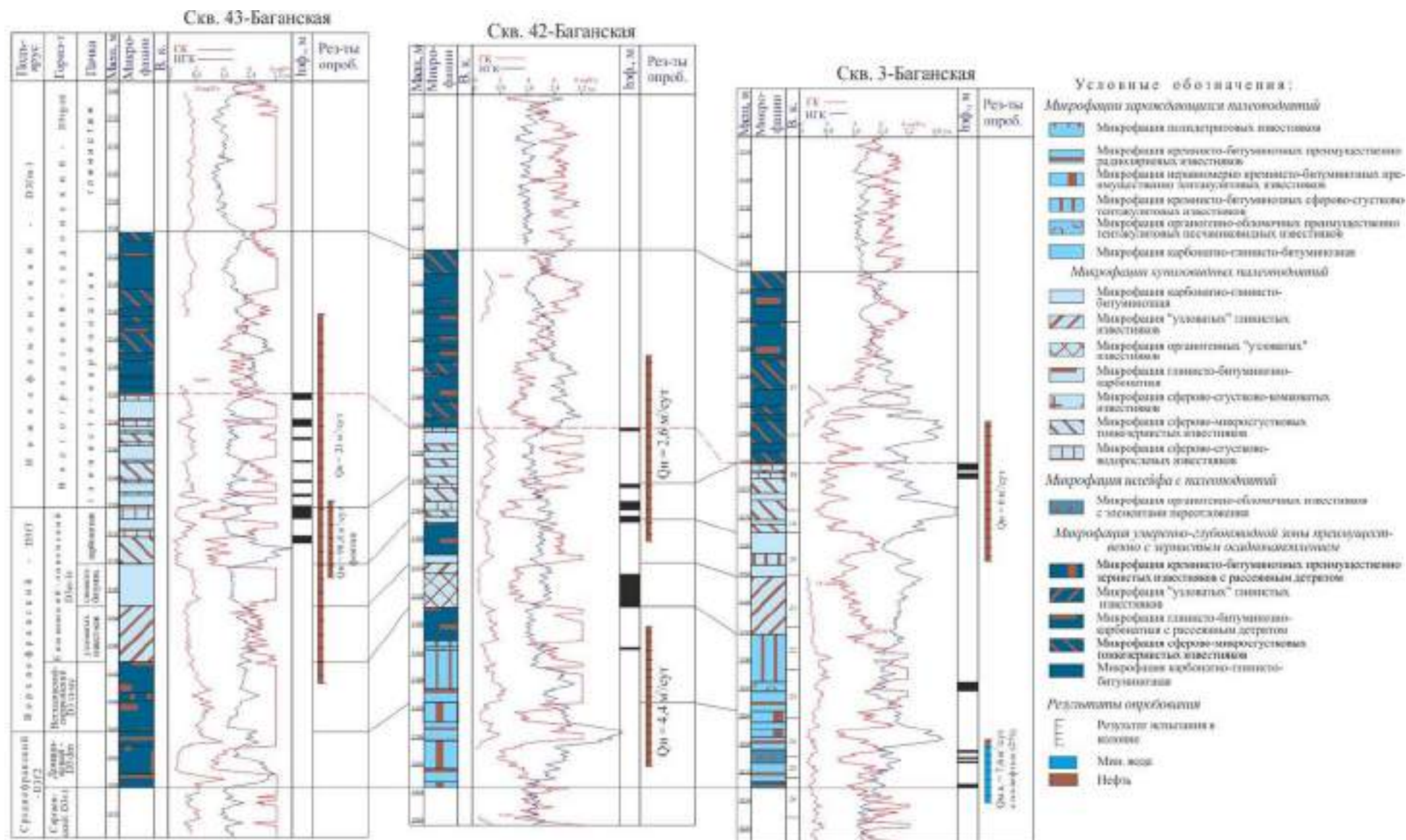


Рисунок 1 – Схема сопоставления доманиково-задонских отложений Баганского месторождения (В.Г. Мирошкин, 2005ф).

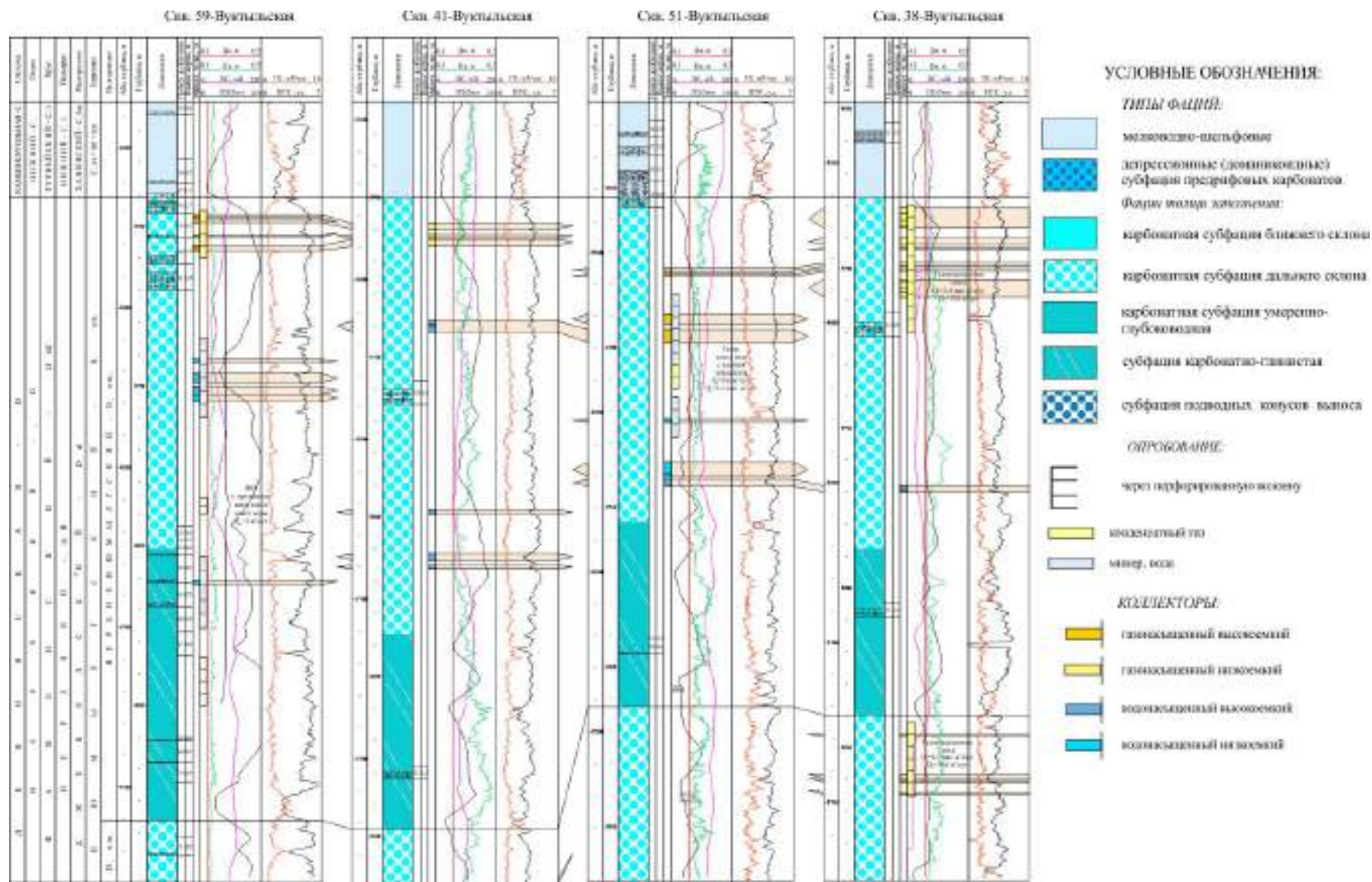


Рисунок 2 – Схема корреляции верхненюмылгских отложений Вуктыльского месторождения (Ю.В. Кочкина, 2021ф).

Традиционные коллекторы распространены, в основном в наиболее песчанистых пачках, приуроченных к верхней части молассы, характеризуются относительно низкими ФЕС и по классификации А.А. Ханина относятся к V и VI классам со средними значениями $K_{пр} = 1,8 \cdot 10^{-3}$ мкм². Доля таких коллекторов составляет весьма незначительную часть (2,7 %). Однако такие коллекторы могут содержать подвижный в пластовых условиях УВ (газ) и отдавать его при испытании традиционным способом, что подтверждается результатами, полученными по уже открытым залежам Рассохинского, Курьинского и Пачгинского месторождений.

Нетрадиционные предельно низкопроницаемые коллекторы ($K_{пр} < 0,1 \cdot 10^{-3}$ мкм²) представлены в основном мелкозернистыми породами различного состава. Низкопоровые и средне поровые с закрытыми порами. Ключевым фактором, определяющим их проницаемость, является трещиноватость. Нетрадиционные предельно низкопроницаемые коллекторы приурочены к карбонатно-глинистым частям разреза и представлены переслаиванием мелкозернистых глинисто-алевролитовых фракций с широким развитием базального цемента кальцитового состава. При значительной концентрации ОВ такие породы могут обладать хорошим генерационным потенциалом и могут быть газоматеринскими.

Выводы

1. Доманиковые отложения являются доказанной высокопродуктивной нефтематеринской толщей Тимано-Печорского и Волго-Уральского бассейнов. Доказанная промышленная нефтегазоносность доманиковых отложений и их аналогов в пределах ТПП связана со структурными ловушками, коллекторы которых являются традиционными.

2. Низкоемкие коллекторы трещинного (кавернозно-трещинного) типа, притоки из которых получены на Вуктыльском, Южно-Ошском и других месторождениях, приурочены к зонам трещиноватости, образованным в результате действия сил растяжения в области крупных тектонических нарушений и представлены неглинистыми карбонатами, которые не имеют признаков битуминозности и не характеризуются повышенными значениями $C_{орг}$ (см. рисунок 2).

3. Сам доманиковый горизонт, так же как и верхнеартинская терригенная моласса ВПВ, может содержать определенное количество еще не эмигрировавших УВ. Эти толщи можно рассматривать как единые неструктурные скопления УВ, из которых часть УВ ушла и мигрировала в структурные ловушки, а оставшаяся часть, возможно большая (??), осталась в нетрадиционных коллекторах и представляет собой еще неразведанные ресурсы УВ.

4. Одним из основных поисковых признаков наличия зоны нетрадиционных коллекторов, кроме повышенного содержания $C_{орг}$, на взгляд авторов настоящей статьи, является наличие зоны АВПД и наличие пустотного пространства для аккумуляции УВ, образовавшегося за счет «расклинивающего» эффекта внутри НГМ-пород.

Библиографический список:

1. Доманикоидные формации Тимано-Печорской НГП и перспективы промышленных открытий / Теплов Е.Л., Никонов Н.И., Петренко Е.А., Сенин С.В. // Материалы межрегионального семинара «Рассохинские чтения», УГТУ, г. Ухта, 3 – 4 февраля 2012 г. – С. 75 – 80.
2. Временные методические рекомендации по подсчету запасов нефти в доманиковых продуктивных отложениях / Варламов А.И., Петерсилье В.И., Пороскун В.И., Фортунатова Н.К., Комар Н.В., Швец-Тэнэга-Гурий А.Г. // Науки о земле. – 2017. – № 8. – С. 104 – 115.
3. Нефтегазообразование в отложениях доманикоидного типа / С.Г. Неручев, Е.А. Рогозина, И.А. Зеличенко и др. // Недра. – 1986. – 235 с.

Определение наименьшего отклонения для обратного распределения Стьюдента

Пастухов Д. Ф.¹, Пастухов Ю. Ф.¹, Чернов С. В.², Пастухов А. Ю.³, Волосова А. К.⁴,
Волосов К. А.⁴, Волосова Н. К.⁵

*1 - Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой,
г. Полоцк, Беларусь*

2 - «Конструкторское бюро «Дисплей», г. Витебск, Беларусь

*3 - Витебский государственный университет имени П.М. Машерова,
г. Витебск, Беларусь*

*4 - Российский университет транспорта (МИИТ),
г. Москва, Россия*

*5 - Московский государственный университет имени Н. Э. Баумана,
г. Москва, Россия*

Аннотация. Предложен метод численного решения нахождения наилучшего приближения для обратной функции плотности распределения Стьюдента в пространстве ступенчатых функций на заданном интервале.

Ключевые слова: автоматика, численные методы, интегральные уравнения, разностные уравнения, наилучшее приближение функции в метрике квадратичного отклонения, численная аппроксимация интегралов с двенадцатым порядком погрешности, цифровая обработка сигналов, оптимальность, экстремум, целевая функция, частные производные, математическое моделирование, обратная функция, краевые задачи.

1. Введение

Новым в данной работе является алгоритм нахождения наилучшего приближения обратной функции плотности распределения Стьюдента в пространстве ступенчатых функций на заданном интервале.

2. Квантование функции плотности распределения Стьюдента в метрике квадратичного отклонения

Определение. Пусть $n \in \mathbb{N}$. Функция $f_n : [a; b] \rightarrow \mathbb{R}$ ($a < b$) называется n кусочно-постоянной (или n -ступенькой) на $[a, b]$, если $\exists x_1 < x_2 < \dots < x_{n-1}$ такие что:

$$x_0 = a < x_1 < x_2 < \dots < x_{n-1} < b = x_n,$$

$$f_n(x) = c_i = \text{const} \quad \forall x \in (x_{i-1}, x_i),$$

$$f_n(x_i) = c_i \text{ или } f_n(x_i) = c_{i+1}, \quad c_i \neq c_{i+1}, \quad \forall i = \overline{1, n-1}.$$

Множество n -ступенчатых функций $f_n : [a; b] \rightarrow \mathbb{R}$ ($a < b$) обозначим как $S_n[a, b]$.

Пусть $f : [a, b] \rightarrow \mathbb{R}$, $f \in C^2[a, b]$, $f'(x) < 0 \quad \forall x \in [a, b]$. $n \in \mathbb{N}$. Для минимизации ошибки квантования требуется в пространстве n -ступенчатых функций найти

наилучшее приближение $h_n : [a; b] \rightarrow \mathbb{R}$ функции $f : [a, b] \rightarrow \mathbb{R}$ в метрике квадратичного отклонения, такое что $\text{dist} = \|f - h_n\|_{C^2[a, b]} = \min_{f_n \in S_n[a, b]} \|f - f_n\|_{C^2[a, b]}$. С учетом этого, расстояние оценивается как:

$$dist = \|f - h_n\|_{C^2[a,b]} = \sqrt{\int_a^b (f(x) - h_n(x))^2 dx} = \min_{f_n \in S_n[a,b]} \sqrt{\int_a^b (f(x) - f_n(x))^2 dx} = \min_{f_n \in S_n[a,b]} \|f - f_n\|_{C^2[a,b]}$$

Пусть $h_n(x) = c_k$ при $x \in (B_{k-1}, B_k)$ $k = \overline{1, n}$, функция

$$G(B_1, \dots, B_{n-1}, C_1, \dots, C_n) = \sum_{k=1}^n \int_{B_{k-1}}^{B_k} (f(x) - c_k)^2 dx \quad \text{описывает квадрат отклонения}$$

(ошибки) функции $h_n: [a; b] \rightarrow \mathbb{R}$ от функции $f: [a, b] \rightarrow \mathbb{R}$. Необходимое условие экстремума функции $G(x_1, \dots, x_{m-1}, y_1, \dots, y_m)$ описывается системой уравнений:

$$\frac{\partial G(x_1, \dots, x_{m-1}, y_1, \dots, y_m)}{\partial x_i} \equiv G'_{x_i} = 0, i = \overline{1, m-1}, G'_{y_i} = 0, i = \overline{1, m},$$

Отсюда следует:

$$\begin{cases} f(B_i) = \frac{1}{2}(C_i + C_{i+1}), i = \overline{1, n-1} \\ \int_{B_{j-1}}^{B_j} f(x) dx = C_j(B_j - B_{j-1}), j = \overline{1, n} \end{cases} \quad (2)$$

Система (2) имеет $2n-1$ уравнений и $2n-1$ неизвестных $B_1, B_2, \dots, B_{n-1}, C_1, C_2, \dots, C_n$. Для $n+1$ ненулевой ступеньки система (2) имеет вид:

$$\begin{cases} f(B_i) = \frac{1}{2}(C_i + C_{i+1}), i = \overline{1, n} \\ \int_{B_{j-1}}^{B_j} f(x) dx = C_j(B_j - B_{j-1}), j = \overline{1, n+1} \end{cases} \quad (3)$$

И содержит $2n+1$ уравнений и $2n+1$ неизвестных.

В работе при вычислении интегралов был использован алгоритм для составной интегральной квадратурной формулы с 12 порядком погрешности, когда исходный отрезок интегрирования делится на число частей кратное десяти (11 узлов равномерной сетки на каждой части). C_i, x_i, r - соответственно веса, узлы и невязка квадратурной формулы.

$$\int_a^b f(z) dz = \sum_{i=0}^n C_i f(x_i) + r(f) \quad (4)$$

Получена следующая составная формула:

$$\int_a^b f(z) dz = 5h \sum_{i=0}^n C_i f(x_i), h = \frac{(b-a)}{n}, \sum_{i=0}^{10} C_i = 2, x_i = a + ih, n = 10k \quad (5)$$

в которой весовые коэффициенты C_i определяются алгоритмом (6):

$$\left\{ \begin{array}{l} \text{если } j = 0 \text{ или } j = n : C_j = \frac{16067}{299376}; \\ \text{если } j \equiv 1 \bmod 10 \text{ или } j \equiv 9 \bmod 10 : C_j = \frac{26575}{74844}; \\ \text{если } j \equiv 2 \bmod 10 \text{ или } j \equiv 8 \bmod 10 : C_j = -\frac{16175}{99792}; \\ \text{если } j \equiv 3 \bmod 10 \text{ или } j \equiv 7 \bmod 10 : C_j = \frac{5675}{6237}; \\ \text{если } j \equiv 4 \bmod 10 \text{ или } j \equiv 6 \bmod 10 : C_j = -\frac{4825}{5544}; \\ \text{если } j \equiv 5 \bmod 10 : C_j = \frac{17807}{12474}; \\ \text{если } j \equiv 0 \bmod 10, j > 0, j < n : C_j = \frac{16067}{149688}; \end{array} \right. \quad (6)$$

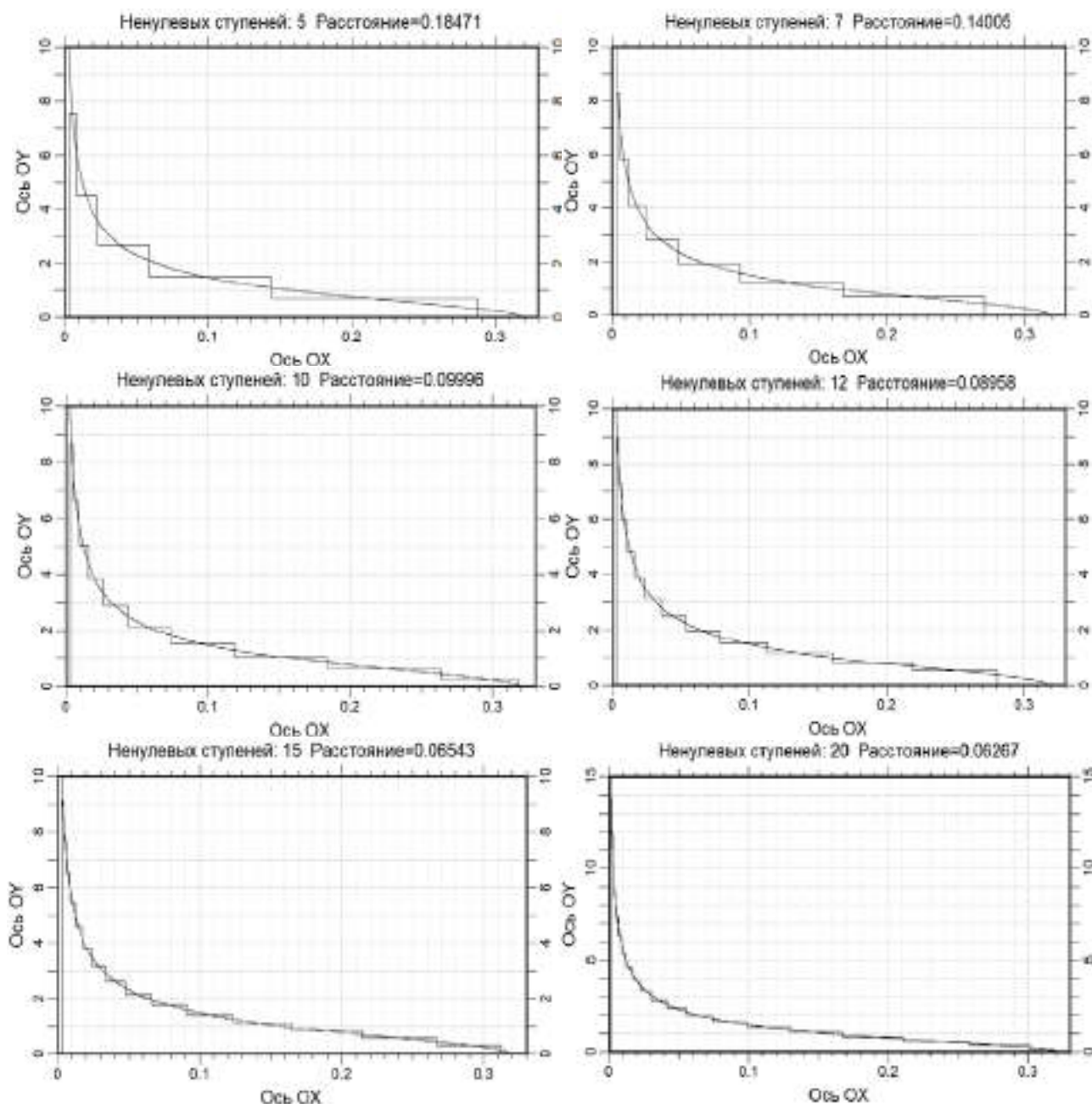
Для исследования рассмотренного алгоритма разработана программа, которая позволяет получать пороговые уровни и ошибку приближения для различного числа n с учетом интегральных квадратурных формул (5, 6).

На рисунке 1 представлен пример квантования обратной функции плотности распределения Стьюдента (с одной степенью свободы)

$$y = f(x) = \frac{\Gamma(\frac{n+1}{2})}{\sqrt{n\pi}\Gamma(\frac{n}{2})} (1 + \frac{x^2}{n})^{-\frac{n+1}{2}} = (\text{при } n=1) = \frac{1}{\sqrt{1\cdot\pi}\sqrt{\pi}} (1 + \frac{x^2}{1})^{-\frac{1+1}{2}} = \frac{1}{\pi(1+x^2)} \Rightarrow f^{-1}(y) = \sqrt{\frac{1}{\pi y} - 1}, 0 < y \leq \frac{1}{\pi} \quad (7)$$

на основе предложенного подхода в метрике квадратичного отклонения для числа ступеней а) $m=5$ и б) $m=7$; в) $m=10$ и г) $m=12$; д) $m=15$ и е) $m=20$.(на одну сторону). Полученные значения для $n=20$ ($m=10$ ступеней):

```
Начало работы программы:
Время :   год:2023   мес:5   дней:5   час:13   мин:51   сек:58 .
Прогресс : 100.0000 % Осталось: сут: 0   час: 0   мин: 0   секунд: 0 .
Время :   год:2023   мес:5   дней:5   час:13   мин:51   сек:59 .
Оценка приближения к решению = 0.258386430830216
Вывод уровней восстановления :
X( 1 ) = 1.201370022937439E-007
X( 2 ) = 0.258386671104221
X( 3 ) = 0.455900222806370
X( 4 ) = 0.653413774508518
X( 5 ) = 0.857899615189518
X( 6 ) = 1.06238545587052
X( 7 ) = 1.30100549675466
X( 8 ) = 1.53962553763881
X( 9 ) = 1.83278068075191
X( 10 ) = 2.12593582386502
X( 11 ) = 2.49595234247767
X( 12 ) = 2.86596886109032
X( 13 ) = 3.33976515455884
X( 14 ) = 3.81356144802736
X( 15 ) = 4.42382919717567
X( 16 ) = 5.03409694632399
X( 17 ) = 5.82649953967330
X( 18 ) = 6.61890213302261
X( 19 ) = 7.64275897211749
X( 20 ) = 8.66661581121236
Расстояние-корень интеграла квадрата раности f_1(x) и 0-лем =
1.07418815078549
Ошибка(квадрат расстояния)-интеграл квадрата раности f(x) и ступенчатой функции
= 9.991736054802781E-003
Расстояние = 9.995867173388601E-002
```



а) для $m=5$; б) для $m=7$; в) для $m=10$; г) для $m=12$; д) для $m=15$; е) для $m=20$;

Рисунок 1 - Результат квантования.

Библиографический список:

1. Волосова Н.К. Этап конструирования математической модели аневризмы. течения в каверне и противоречия в задаче в "закрытой" кювете. В сборнике: Некоторые актуальные проблемы современной математики математического образования. Материалы 74-й научной Конференции «ГЕРЦЕНОВСКИЕ ЧТЕНИЯ 2021». Российская Академия Образования; Академия информатизации образования; Российский государственный педагогический университет им. А. И. Герцена, Кафедра математического анализа, Кафедра компьютерной инженерии и программотехники. Санкт-Петербург, 2021. С. 208-213.
2. Пастухов Ю.Ф. "Необходимые условия в обратной вариационной задаче ", Фундаментальная и прикладная математика, 7:1(2001), 285-288

3. Сборник статей по гидродинамике / Н.К. Волосова, К.А. Волосов, А.К. Волосова [и др.]. – 1-ое изд.. – Москва : Учреждение образования “Полоцкий государственный университет”, 2022. – 219 с. – EDN UAADIO.
4. Численные методы. лекции. численный практикум. Пастухов Д.Ф., Пастухов Ю.Ф., Волосова Н.К., Волосов К.А., Волосова А.К. Новополюк. Москва, 2021. (3-е издание, дополненное).
5. О двух численных алгоритмах для решения конечномерной задачи лагранжа на экстремум с ограничениями типа равенств. Волосова Н.К., Волосов К.А., Волосова А.К., Пастухов Д.Ф., Пастухов Ю.Ф. Учебное пособие для практических занятий по предметам Методы оптимизации и Математическое программирование / Москва, 2022. (1-е издание).

УДК 553.982 (470.13+470.53)

Перспективы нефтегазоносности южных районов Тимано-Печорской провинции

Петрова А. Ю.

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,
г. Москва, Россия

Аннотация. Работа посвящена изучению геологического строения и перспектив нефтегазоносности южных районов Тимано-Печорской НГП на основе комплексной интерпретации геолого-геофизических данных и седиментологического анализа. Установлено развитие коллекторов и флюидоупоров на различных стратиграфических уровнях нижнего палеозоя. Значительные перспективы изучаемой территории связаны с неантиклинальными типами ловушек - зоны регионального выклинивания и срезания перспективных отложений.

Ключевые слова: неантиклинальные ловушки, зона регионального выклинивания, перспективы нефтегазоносности.

По состоянию на 01.01.2024 г. южные районы Тимано-Печорской НГП характеризуются крайне неравномерной степенью изученности как сейсморазведкой, так и бурением. Значительные объемы геофизических исследований выполнены в 80-90-е годы прошлого столетия и по своему технико-методическому уровню не могут быть признаны кондиционными для решения всего комплекса геологических задач. Ресурсный потенциал территории существенно недооценен, о чем свидетельствует открытие уникального по запасам свободного газа Вуктыльского месторождения (Рисунок 1).

Разрез осадочного чехла изучаемого района освещен до верхнеордовикских отложений и представлен преимущественно карбонатными породами, перекрытыми терригенной молассой пермско-триасового возраста.

Промышленная нефтегазоносность установлена во фронтальных частях надвиговых зон на Рассохинской, Пачгинской, Анельской и Вуктыльской площадях.

Анализ карт мощностей основных НГК и региональных структурных карт позволяет отметить несовпадение структурных планов по различным горизонтам осадочного чехла, что объясняется резким изменением мощностей поддоманиковых отложений.

Ордовикско-силурийские отложения характеризуются условиями осадконакопления от прибрежно-морских до мелководно-шельфовых, представлены карбонатными породами с подчиненными прослоями терригенно-карбонатных и терригенных разностей [1].

Толщи верхнеордовикского и силурийского возрастов представлены известняками серыми неравномерно доломитизированными и доломитами с обильной алевроитовой примесью и прослоями домеритов и мергелей с детритом брахиопод, криноидей, трилобитов, остракод, гастропод и пелиципод. Коллекторами являются седиментационно-диагенетические и эпигенетические доломиты нижнего силура.

По геофизическим данным наблюдается уменьшение толщин силурийских отложений, что свидетельствует о существовании палеоподнятий, к которым срезаются различные горизонты нижнего девона. По результатам проведенного седиментологического анализа такие

мелководно-шельфовые карбонатные отложения сводовых частей палеоподнятий могут характеризоваться улучшенными коллекторскими свойствами, в связи с участками выхода пластов под поверхность регионального предсреднедевонского и предфранского размылов [2]. Развитие над комплексом пород региональной тиманско-саргаевской глинистой покрывки повышает перспективы нефтегазоносности данных отложений.

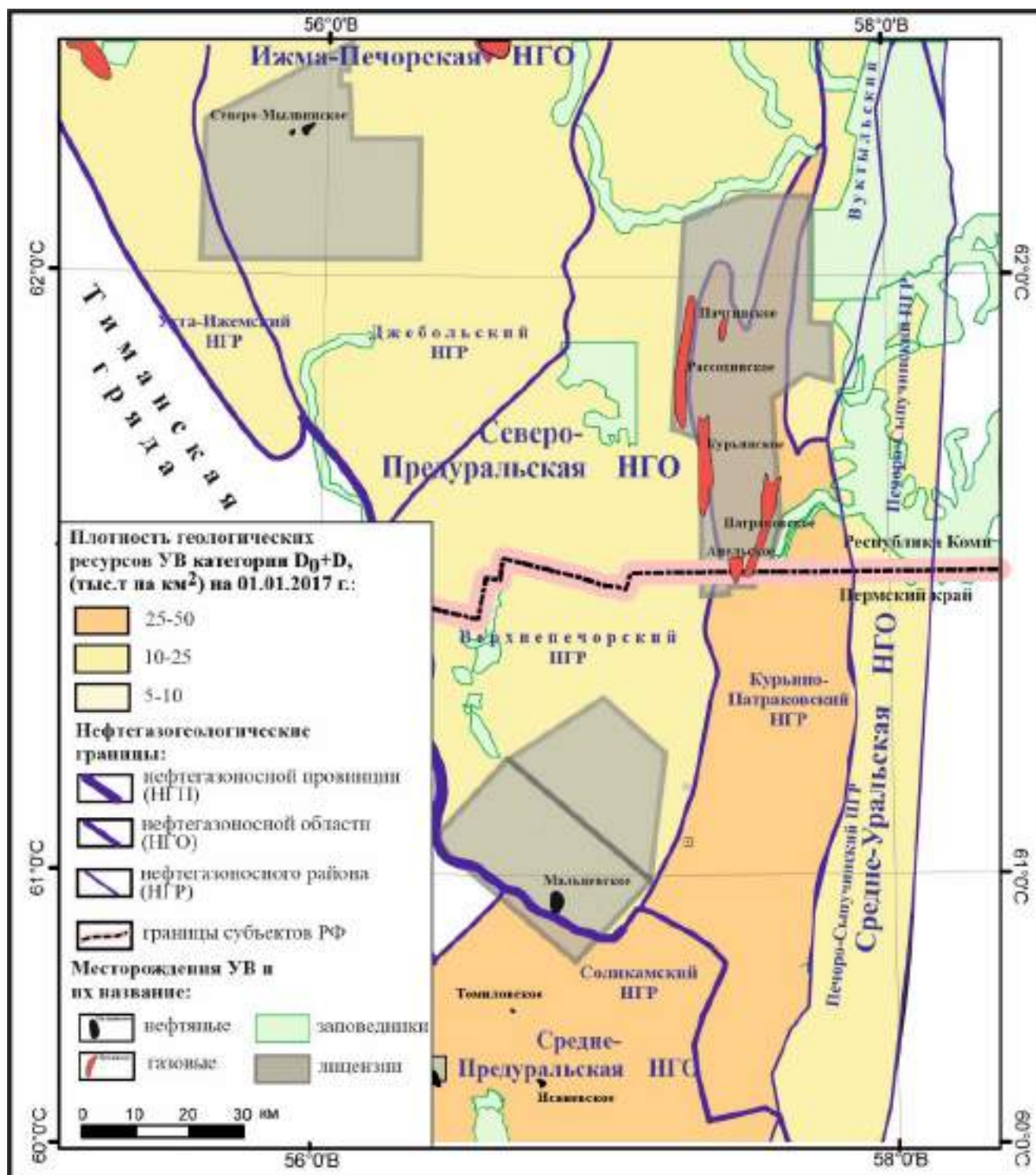


Рисунок 1 – Обзорная карта района работ.

Наличие среднеемких коллекторов в нижнедевонском интервале разреза в аллохтонной пластине подтверждено результатами бурения скважины Верхнесочинская, 1. Емкость коллекторов обусловлена наличием вторичных пор выщелачивания и открытых трещин. При

этом в верхней части нижнего девона выделяются ангидритовые слои. В керне отмечена плотная ненарушенная текстура пород. Это свидетельствует о высокой пластичности и хороших экранирующих свойствах ангидритовой толщи.

Общей чертой строения среднедевонского интервала разреза изучаемого региона является выпадение отдельных пачек нижней части эйфеля. На юге Верхнепечорской впадины прослежено эрозионное срезание омринского и колвинского горизонтов, обусловленное выходом на поверхность и размывом отложений на рубеже средне- и позднедевонской эпох.

Наиболее полные глинисто-карбонатные разрезы эмско-нижнефранского возраста установлены на Джебольской ступени.

Койвенский горизонт представлен ритмичным чередованием песчаников, алевролитов и аргиллитов, что свидетельствует о том, что в период отложения пород был развит мелководно-шельфовый морской бассейн с обширным привносом терригенного материала, вероятнее всего с Тиманского поднятия.

Отложения бийского горизонта представлены известняками глинистыми, переслаивающимися с аргиллитами темно-серыми, известковыми, неравномерно алевроитовыми. На отложениях бийского горизонта трансгрессивно залегают отложения кедровского горизонта, сложенные преимущественно известняками серыми и черными на Джебольской ступени, а в направлении юга Верхнепечорской впадины породы становятся более глинистыми, битуминозными с большим количеством фаунистических остатков с подчиненными прослоями аргиллитов и мергелей. Отложения омринского горизонта представлены глинистыми известняками с подстилающей и перекрывающей толщей глин.

Отложения живетского яруса и яранско-джьерского горизонтов развиты на отдельных площадях Ижма-Печорской синеклизы. Старооскольский надгоризонт представлен преимущественно песчаниками кварцевыми, светло-серыми, мелко-среднезернистыми с прослоями темно-серых аргиллитов. Сохранность отложений может быть связана с пониженными участками рельефа. Возможными коллекторами являются пачки песчаников среднего девона под региональной тиманско-саргаевской покрывкой, имеющей повсеместное распространение.

В доманиковое время на юге Верхнепечорской впадины в условиях некомпенсированного прогибания бассейна накапливались отложения доманикового типа, о чем свидетельствуют вскрытые бурением разрезы Рассохинской и Патраковской площади. На палеоподнятиях, унаследованных от раннепалеозойской эпохи развивались карбонатные отмели, окаймленные органогенными постройками и сопутствующими им клиноформными комплексами. Такие зоны островного мелководья закартированы в Соликамской впадине, в южной (Волимская площадь) и центральной (Юрвож-Большелягская площадь) частях Верхнепечорской впадины.

В пределах карбонатных банок возможно развитие пластов-коллекторов в комковатых, органогенно-детритовых и органогенно-обломочных известняках и развитых по ним доломитах. А в клиноформных комплексах поисковый интерес представляют линзовидные тела обломочных карбонатов. По сейсмическим материалам предполагается развитие таких карбонатных палеоплато и под складками Западного склона Урала [3].

Таким образом, к числу наиболее перспективных объектов для дальнейших геологоразведочных работ следует отнести следующие морфогенетические типы ловушек: высокоамплитудные складки во фронтальной части надвигов, где установлена промышленная нефтегазоносность, органогенные постройки и облекающие их пласты, а также сопутствующим им клиноформные комплексы, зоны регионального выклинивания и стратиграфического срезания пластов-коллекторов. Для подтверждения данных выводов требуется проведение дополнительных сейсморазведочных работ МОГТ 2D по региональной сети профилей, которые позволят связать объекты и получить актуализированную единую модель строения территории.

Заключение. Перспективными объектами восполнения МСБ южных районов Республики Коми являются возможные залежи, приуроченные к ловушкам как структурного, так и неантиклинального типа.

Библиографический список:

1. Танинская Н.В., Карбонатные секвенции верхнего ордовика – нижнего девона Печоро-Баренцевоморского бассейна и прогноз коллекторов. АО «Геологоразведка». – СПб: Реноме, 2020. – 212 с.
2. Фортунатова Н.К., Шве́ц-Тэ́нэ́та-Гу́рий А.Г., Гумаров Р.К., Ильин В.Д., Агафонова Г.В., Баранова А.В. Седиментологическое моделирование карбонатных осадочных комплексов. М.: НИА-Природа, 2000. – 249 с.
3. Неганов В.М., Сейсмогеологическая интерпретация геофизических материалов Среднего Приуралья и перспективы дальнейших исследований на нефть и газ. Перм. ун-т.- Пермь, 2010 – 248 с.

УДК 553.98

Применение метода капилляриметрии (полупроницаемой мембраны) в пластовых условиях при изучении негидрофильных пород-коллекторов

Неволин А. И.^{1,2}, Путилов И. С.^{1,2}

*1 – Пермский национальный исследовательский политехнический университет,
г. Пермь, Россия*

2 - Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Пермь, Россия

Одним из важных параметров необходимых для подсчета запасов нефти является коэффициент нефтенасыщенности (далее – Кн). Расчет Кн в большинстве случаев осуществляется на основании геофизических исследований скважин (далее – ГИС) и петрофизических зависимостей типа «керна-керна» (Рп-Кп и Рн-Кв).

Уравнение зависимости параметра пористости (далее - Рп) от коэффициента пористости (далее - Кп) в пластовых условиях имеет следующий вид:

$$R_p = a K_p^{-m},$$

где Рп – параметр пористости;

Кп – коэффициент пористости;

а – постоянная, значение близко к единице;

m – показатель, значение которого определяется структурой порового пространства.

Уравнение зависимости параметра насыщения (далее - Рн) от коэффициента водонасыщенности (далее - Кв) имеет следующий вид:

$$R_n = b K_v^{-n},$$

где Рн – параметр насыщения;

Кв – коэффициент водонасыщенности;

b – постоянная, значение близко к единице;

n – показатель, значение которого определяется смачиваемостью и глинистостью породы - экспонента смачиваемости. Для неглинистых гидрофильных и слабогидрофобных коллекторов показатель **n** близок к 2, для неглинистых гидрофобных коллекторов значение **n** > 2 и может достигать 5 [1].

С целью получения качественной и достоверной информации лабораторные исследования на керне должны выполняться по утвержденным методикам, которые, как правило, направлены на изучение пород нефтяных пластов с гидрофильным типом смачиваемости. В связи с этим породы-коллекторы с негидрофильной смачиваемостью необходимо исследовать с применением специальных методов. Одним из методов определения

необходимых петрофизических параметров, применение которого позволяет учесть смачиваемость породы, является метод капилляриметрии (полупроницаемой мембраны) в пластовых условиях с использованием в качестве вытесняющей фазы реальной нефти объекта изучения (рис. 1) [2, 3]. Данный метод предусматривает монтаж образцов керна в отдельные кернадержатели, установленные в специальные термоблоки, где создаются необходимые термобарические условия.



Рисунок 1 - Индивидуальные кернадержатели установки пластовой капилляриметрии, установленные в термоблоке.

Считается, что в процессе проведения эксперимента в пластовых условиях с использованием реальных проб нефти происходит восстановление исходной смачиваемости для изначально негидрофильных пород.

С целью подтверждения этого факта были проведены капилляриметрические исследования в пластовых условиях на образцах керна карбонатных пород, предрасположенных к гидрофобному и преимущественно гидрофобному типу смачиваемости. Оценка смачиваемости объекта изучения выполнена на основании результатов определения индекса смачиваемости методом Амотта-Харви (таблица 1, 2) [4, 5].

Таблица 1 - Характеристика поверхности породы в зависимости от индекса смачиваемости по методу Амотта-Харви.

Гидрофильная породы	Нейтральная смачиваемость	Гидрофобная порода
От +0,3 до +1,0	От -0,3 до +0,3	От -0,3 до -1,0

Таблица 2 - Результаты определения индекса смачиваемости изучаемых пород по методу Амотта-Харви до и после высокотемпературной экстракции в спирто-бензольной смеси

Индекс смачиваемости			Характеристика смачиваемости
Минимум	Максимум	Среднее	
-0,58	-0,22	-0,41	Гидрофобная (до экстракции)
-0,99	0,78	0,12	Нейтральная (после экстракции)

По типу пустотного пространства породы относятся к сложным (наличие трещинного и порового-трещинного типа) (рис. 2).

Перед проведением исследований образцы керна проходили стандартную процедуру подготовки согласно ГОСТ 26450.0-85. Определялись первоначальные фильтрационно-емкостные свойства образцов: абсолютная проницаемость по газу и Кп в атмосферных условиях. Далее насыщенные пластовой водой образцы монтировались в индивидуальные кернодержатели пластового капилляриметра. После установки образцов в кернодержатели задавались необходимые пластовые условия, соответствующие объекту исследования. При наборе давления и повышения температуры выполнялся расчет объема воды, находящийся между образцом и манжетой. От этого зависит итоговый результат определения пористости в пластовых условиях, а также текущей и остаточной водонасыщенности. В начале эксперимента задавалось минимальное давление обжима с последующим постепенным набором до нужных значений. В процессе набора давления на образцах керна в динамике фиксировалось значение удельного электрического сопротивления (далее - УЭС). Завершением процесса создания термобарических условий являлась стабилизация уровня воды в бюретке и стабилизация УЭС при конечном давлении обжима. Определялся Кп в пластовых условиях. Далее ступенчато производился набор капиллярного давления. Общее количество ступеней давления - 8. На каждой ступени осуществлялся замер уровня вышедшей жидкости и УЭС. Окончанием времени выдержки на каждой ступени капиллярного давления являлась стабилизация УЭС и объем вышедшей жидкости. В качестве вытесняющей жидкости использовалась изовязкозная модель нефти, которая была доведена до необходимой вязкости и величины межфазного натяжения добавлением керосина. Перед подготовкой модель нефти была очищена от механических примесей с помощью фильтрации через образец пористой среды.

По завершению эксперимента образцы керна демонтировались и помещались в аппараты Закса для контроля остаточной водонасыщенности.

Анализ результатов исследований проводился путем сопоставления результатов, полученных в атмосферных и пластовых условиях на одних и тех же образцах керна. Исследования в атмосферных условиях осуществлялись по стандартным методикам, направленным на изучение гидрофильных и преимущественно гидрофильных пород. Результаты сопоставительного анализа представлены на графиках Рп от Кп и Рн от Кв (рис. 3-6).

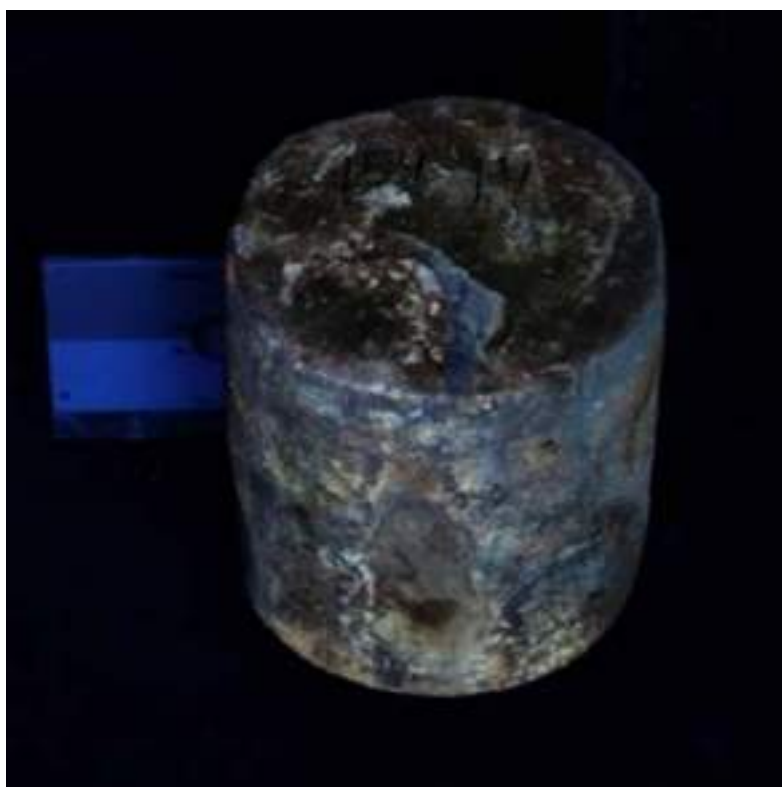
При сопоставлении петрофизических зависимостей, построенных на основании результатов исследований, было зафиксировано увеличение показателей m и n в пластовых условиях:

1. Рп-Кп – увеличение показателя m с 1,87 до 2,08 в связи с изменением структуры пустотного пространства;

2. Рн-Кв – увеличение экспоненты смачиваемости n с 1,50 до 2,18 в связи с восстановлением поверхностных свойств (смачиваемости) породы.



а)



б)

Рисунок 2 - Керн объекта исследований в дневном (а) и ультрафиолетовом свете (б).

Заключение

Результаты проведенных экспериментов показывают, что для негидрофильных пород-коллекторов необходимо проведение капилляриметрических исследований в пластовых условиях с использованием реальной нефти, изучаемого месторождения. Это повышает точность полученных данных и, как следствие, достоверность подсчета геологических и извлекаемых запасов нефти.

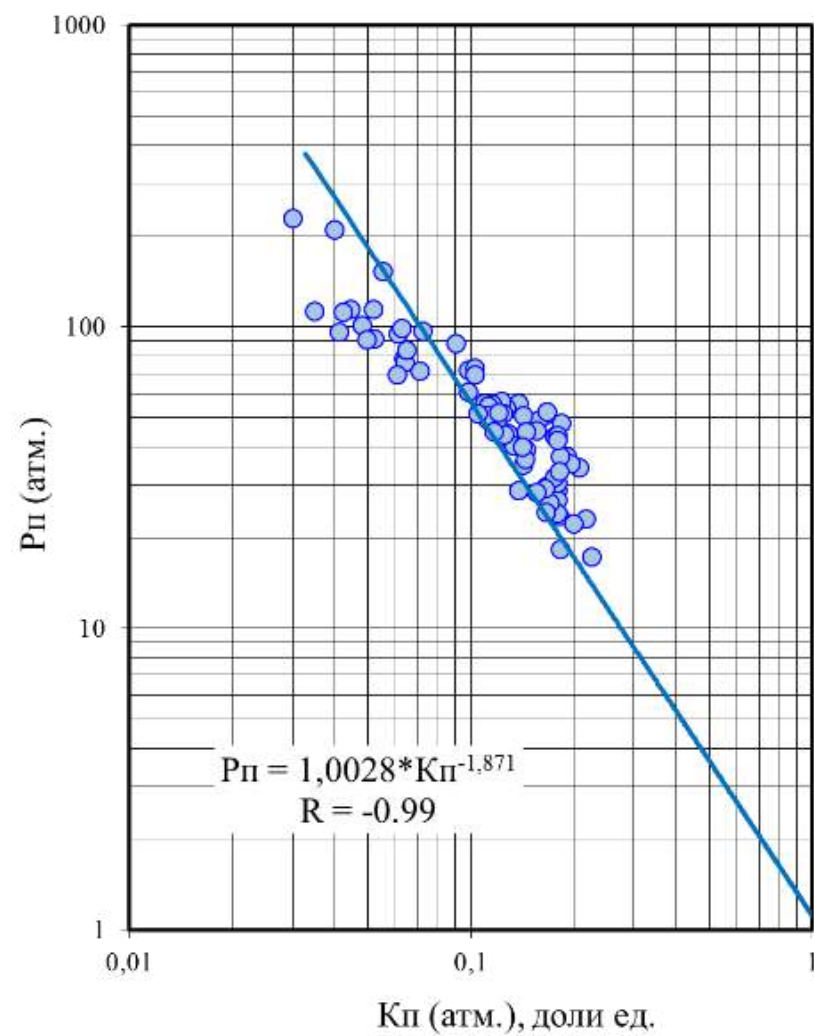


Рисунок 3 - График зависимости $P_{\text{п}}$ от $K_{\text{п}}$ в атмосферных условиях.

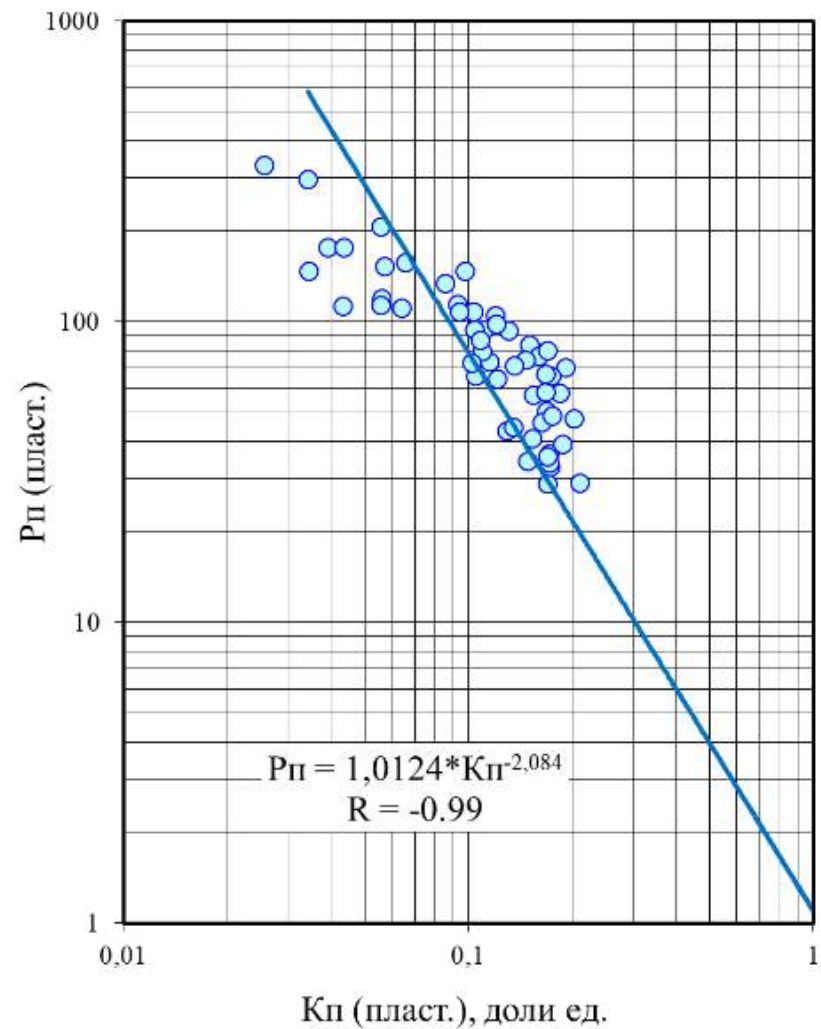


Рисунок 4 - График зависимости $P_{\text{п}}$ от $K_{\text{п}}$ в пластовых условиях.

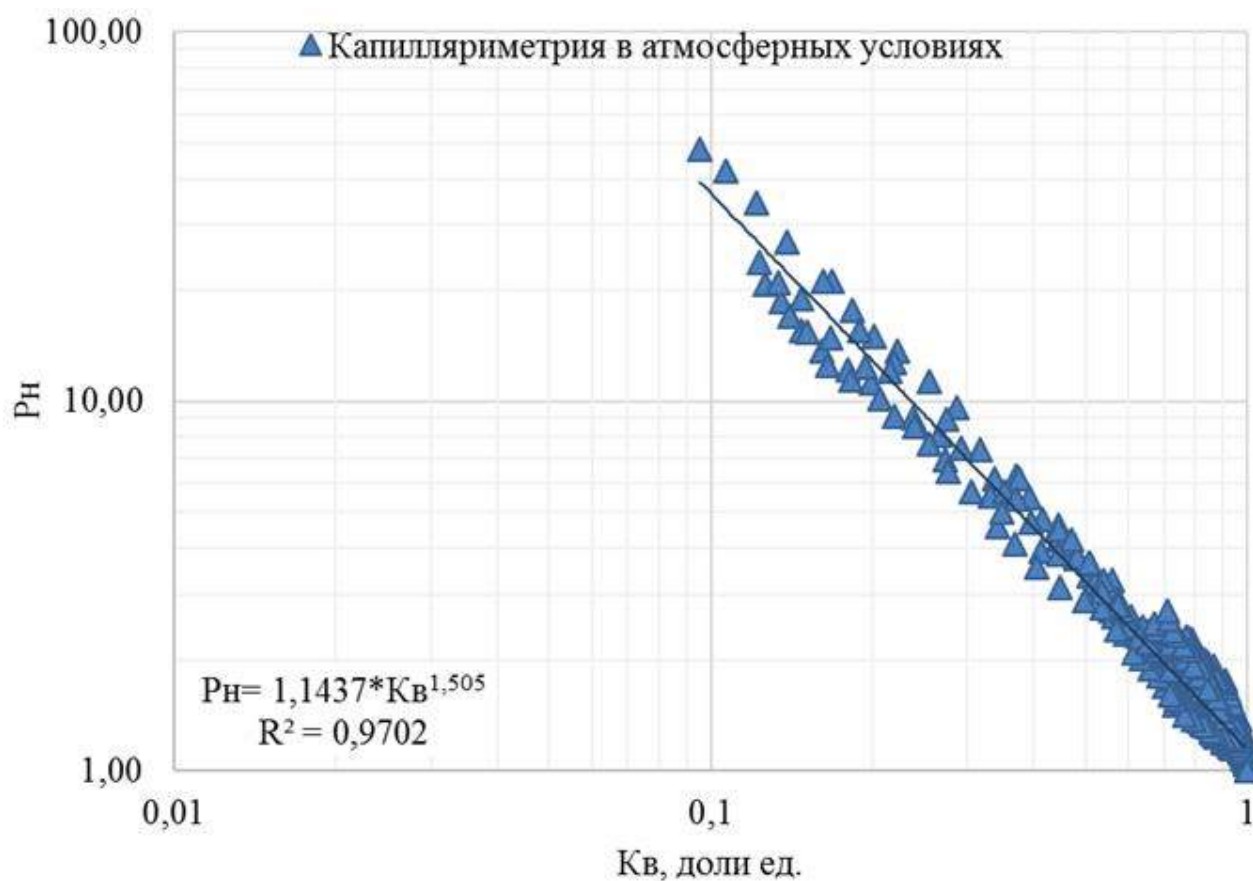


Рисунок 5 - График зависимости P_n от K_v в атмосферных условиях в системе «газ-вода».

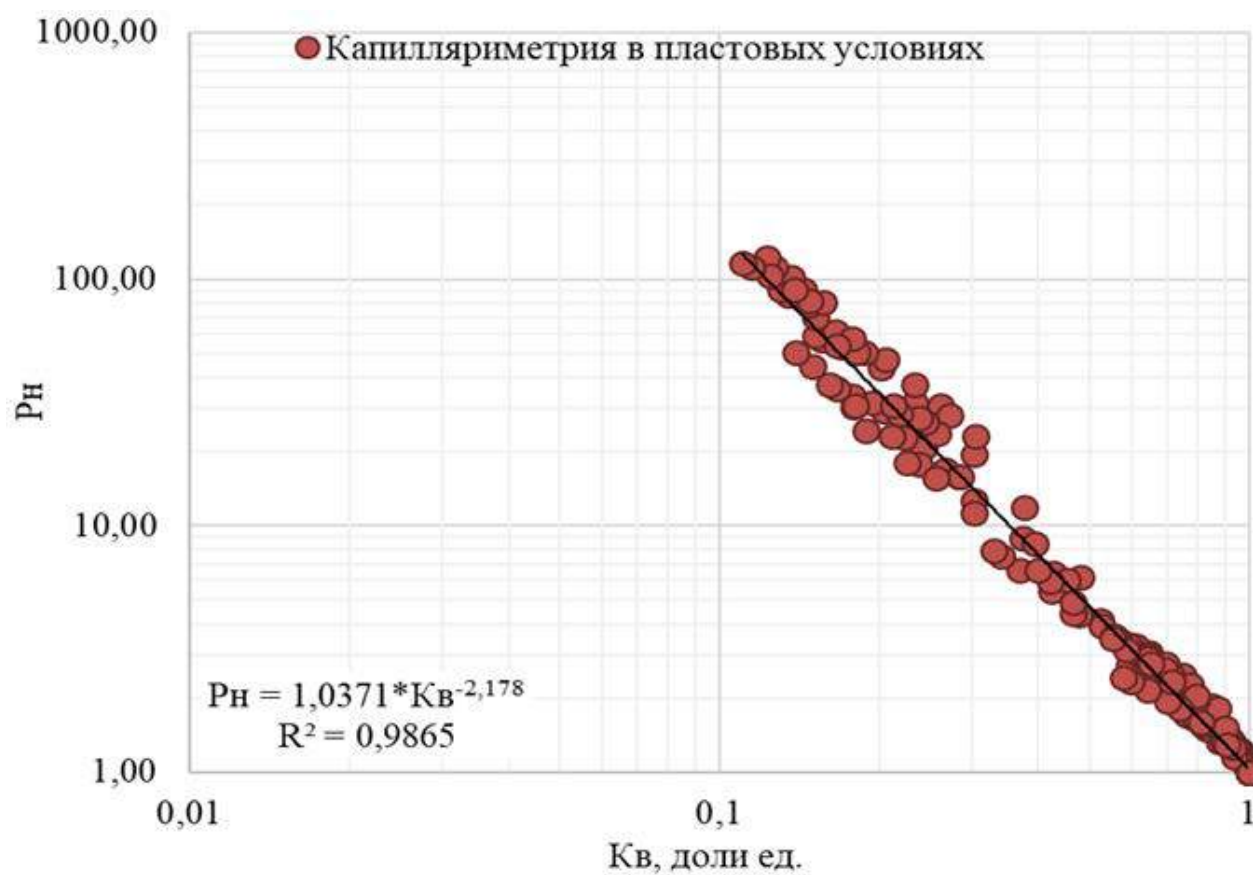


Рисунок 6 - График зависимости P_n от K_v в пластовых условиях в системе «нефть-вода».

Библиографический список:

1. Петерсилье, В. И. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом / В. И. Петерсилье, В. И. Пороскун, Г. Г. Яценко. – Москва-Тверь : ВНИГНИ, НПЦ Тверьгеофизика», 2003. – 258 с.
2. Путилов, И.С. Особенности проведения лабораторных исследований негидрофильных пород-коллекторов / И. С. Путилов, Д. Б. Чижов, И. П. Гурбатова, А. И. Неволин // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – Томск: ГОУ ВПО ТПУ, 2021. – Т. 332. – № 4. – С. 70-79.
3. Неволин, А.И. Комплексный подход к определению остаточной водонасыщенности в лабораторных условиях на керне негидрофильных коллекторов месторождений нефти / Неволин А.И., Чижов Д.Б., Путилов И.С. // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – М. : Губкин, 2022. – № 5 (365). – С. 43-49.
4. McPhee, C. Core Analysis: A Best Practice Guide / C. McPhee, J. Reed, Iz. Zubizarreta. – Amsterdam, Netherlands, Elsevier Publ., 2015. – 829 p.
5. Tiab, D. Petrophysics: theory and practice of measuring reservoir rock and fluid transport properties / D. Tiab, C. E. Donaldson. – Elsevier Publ. – 2nd ed. – 2004. – 881 p.

УДК 550.8:553.98(470.13)

Состояние геологоразведочных работ на УВ сырье за счет государственного финансирования на территории Республики Коми

Сотникова А. Г.

*Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт,
г. Москва, Россия*

В последние десятилетия геологоразведочные работы за счет государственного финансирования продолжаются в малоизученных периферийных областях Тимано-Печорской НГП. Данные о выполнении ГРП компаниями-недропользователями за 2019-2022 гг. свидетельствуют об отсутствии фактической деятельности на половине выданных лицензий. Соответственно финансирование региональных работ в слабоизученных районах провинции должно быть нацелено не только на выявление и оценку новых зон нефтегазоаккумуляции, но и учитывать интересы недропользователей, которые планируют расширение своих активов в регионе.

Одним из возможных объектов крупных открытий в Республике Коми являются позднедевонские органогенные постройки и структуры их облекания, развитые как в прогибах Печорской плиты, так и Предуралья. В последние годы приросты запасов в республике обеспечивают залежи в верхнедевонских рифогенных отложениях Денисовского прогиба. С учетом данного факта, для установления региональных закономерностей распространения органогенных построек позднего девона и их структурных взаимоотношений в плане в 2023 году на юге Тибейвисской депрессии и прилегающих районах Большесынинской впадины начаты региональные сейсморазведочные работы.

Участки полевых работ выбраны с учетом результатов завершеного в 2022 году объекта ГРП, в рамках которого в северных районах Большесынинской впадины, гипсометрически занимающих благоприятное структурное положение, предполагается развитие карбонатных отмелей позднедевонского возраста, окаймленных органогенными постройками, и сопутствующих им клиноформных комплексов (рис. 1). В данных районах в нижнепалеозойских отложениях прогнозируется наличие стратиграфических и структурно-литологических ловушек, а также их комбинаций. Зоны улучшенных коллекторских свойств связаны с участками выхода карбонатных пластов нижнего девона и силура на поверхность предфранского размыва (рис. 2).

Значительная роль в текущих работах за счет средств федерального бюджета отведена обобщению ретроспективных материалов, контур которых включает весь северный сегмент Предуральского краевого прогиба. Результаты проведенного анализа ретроспективной геолого-геофизической информации показывают, что для создания единой актуализированной структурно-тектонической модели восточных районов Тимано-Печорской НГП и оценки возможных масштабов их нефтегазоносности необходимы связующие сейсмические профили МОГТ 2D между основными перспективными объектами, намеченными предыдущими исследованиями. Реализация такого подхода для высокоперспективной в нефтегазоносном отношении и слаболицензированной периферийной части Тимано-Печорской НГП позволит создать единый региональный каркас сейсмопрофилей, обработанных и интерпретированных с единых теоретических позиций с помощью современных программных средств и уточнить геологическую модель территории исследования.

Несомненный поисковый интерес в восточных районах ТПП представляют мелководно-шельфовые карбонатные отложения ранне-среднекаменноугольного возраста, сопутствующие им клиноформные комплексы с линзовидными телами обломочных карбонатов, а также органогенные постройки серпуховского возраста (рис. 3).

Значительный научный интерес для проведения дальнейших региональных геологоразведочных работ отведен зонам дисгармоничной складчатости в Предуральских и Припайхойских районах. Промышленная нефтегазоносность крупных антиклинальных складок фронтальных частей тектонических пластин в регионе уже доказана. Их размещение в большинстве случаев контролируется поднятиями в поднадвиговой части разреза, которые являлись своеобразным препятствием дальнейшего перемещения пластин.

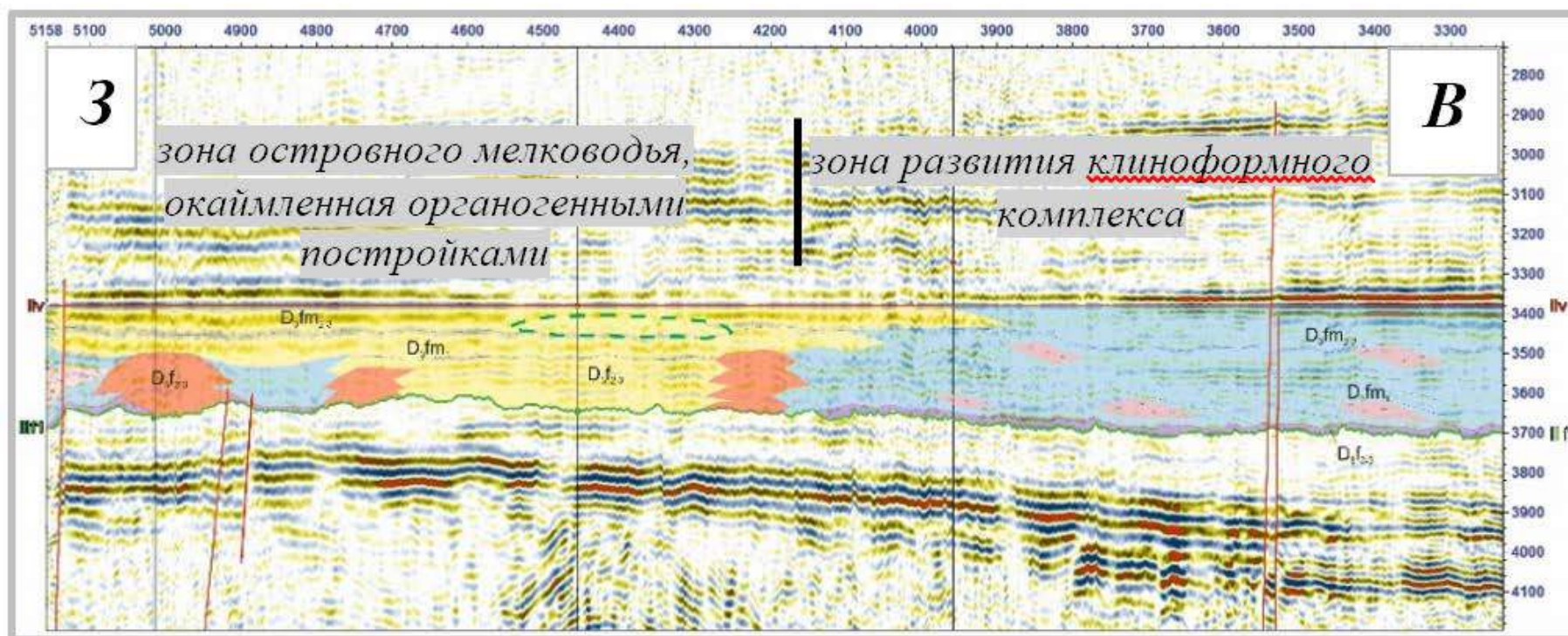
Комплекс геологоразведочных работ требует постоянного совершенствования стратиграфической базы. Однако, большинство стратиграфических схем, используемых при расчленении и корреляции отложений ТПП разработано и утверждено в 80-х-90 х гг. прошлого века.

Региональные стратиграфические схемы ордовика и силура Восточно-Европейской платформы были приняты Межведомственным стратиграфическим совещанием в 1984 г. За прошедшие почти 40 лет появились новые данные по стратиграфии, палеонтологии, проведены ревизионные работы, уточнены стандартные зональные шкалы как для всего ордовикского и силурийского интервалов разреза Восточно-Европейской платформы, так и для их отделов.

В связи с этим, очевидна необходимость создания стратиграфических схем нового поколения для ордовикских и силурийских отложений Тимано-Печорского региона, основанных на обновленных шкалах и актуализированном биостратиграфическом каркасе, что в настоящее время реализуется за счет средств федерального бюджета.

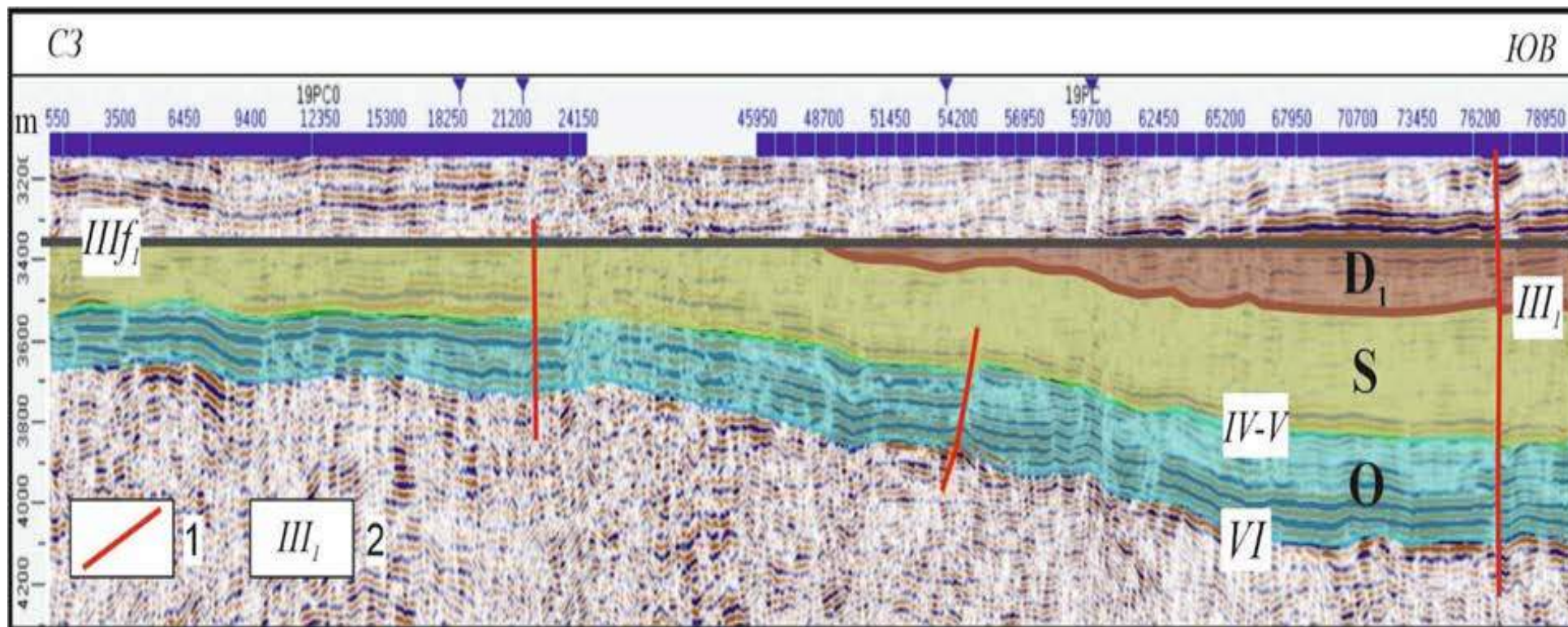
Таким образом, целенаправленные геологоразведочные работы за счет средств федерального бюджета, решающие как наукоемкие задачи прогноза нефтегазоносности сложно построенных перспективных зон (объектов различных морфогенетических типов), так и учитывающие интересы компаний-недропользователей в регионе, позволяют:

- улучшить ситуацию с выполнением условий пользования недрами;
- повысить темпы лицензирования в долгосрочной перспективе;
- определять стратегию работ, минимизировать риски.



- 1 - отражающий горизонт и его индекс, 2 - тектонические нарушения, 3 - стратиграфические индексы, 4 - органогенные постройки;
5 - клиноформный комплекс, 6 - линзовидные тела обломочных карбонатов, 7 - карбонатное плато позднедевонского возраста;
8 - отложения доманикового типа; 9 - область размыва.

Рисунок 1 - Модель строения верхнедевонских отложений по профилю ПР 01. Выравнивание на ОГ IIv.



1 – тектонические нарушения, 2 - отражающие горизонты.

Рисунок 2 - Палеотектонический профиль выравнивания по 19 РС, иллюстрирующий выклинивание нижнего девона. Выравнивание на ОГ Пф₁ (подошва франа).

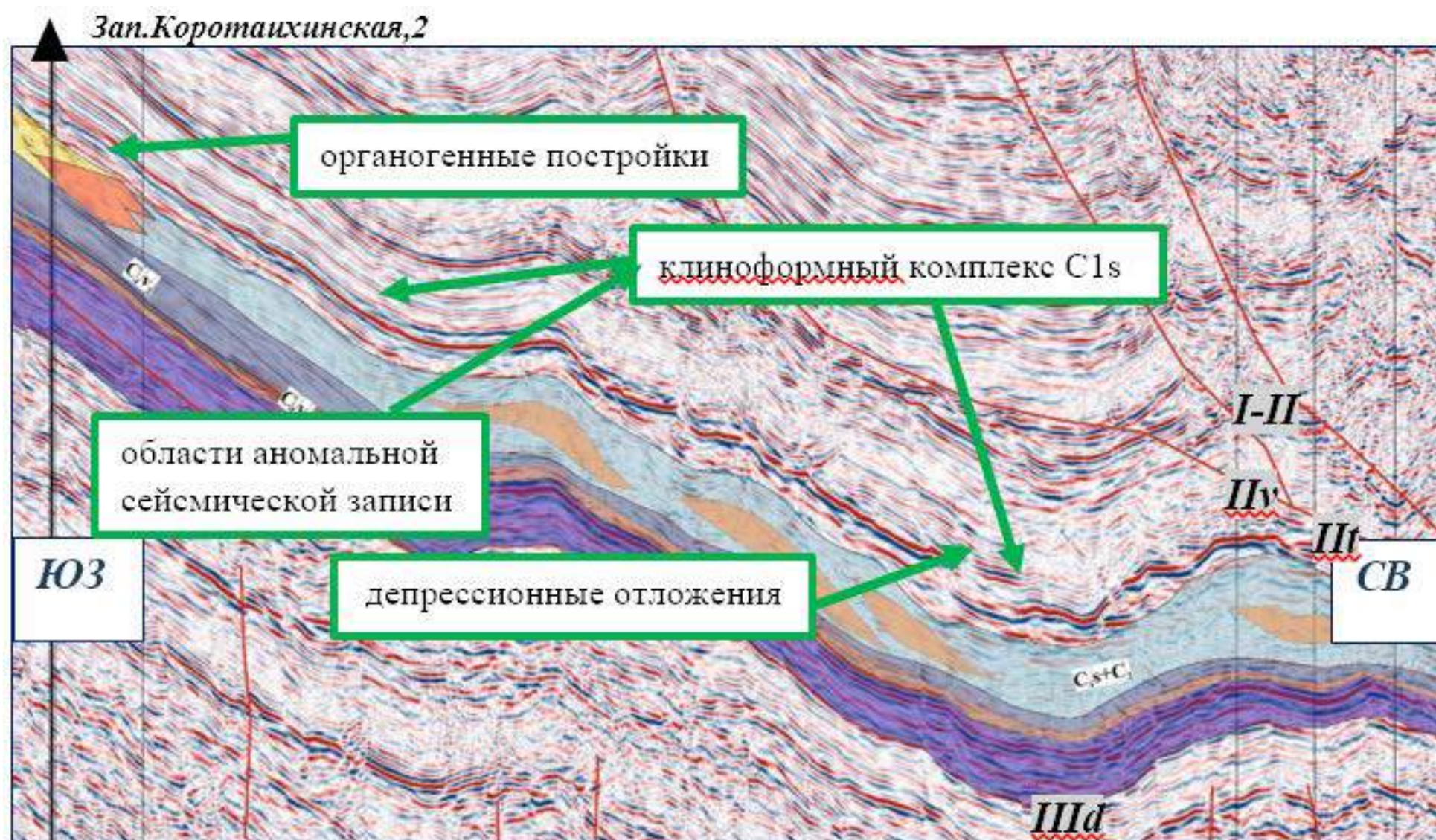


Рисунок 3 - Фрагмент временного разреза по профилю 20892-04РС.

**Обоснование проведения дополнительных геологоразведочных работ
на Кымбожьёвской структуре для открытия высокоамплитудного многопластового
месторождения углеводородов**

Богданов Б. П., Заборовская В. В., Гобанов Л. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В нераспределенном фонде Республики Коми после широкого комплекса геолого-геофизических работ и сложной истории изучения оказалась одна из самых высокоамплитудных структур внешней зоны Косью-Роговской впадины Кымбожьёвская структура. Структура выявлена сейсморазведочными исследованиями МОВ в 1973 г., в 1974 г. оконтурена, а по горизонту П(C1t) она была передана в глубокое бурение. В период 1982 -2009 гг. на структуре был проведен комплекс полевых и научно-исследовательских работ по ее переподготовке к бурению, в результате которых детализирован структурный план по основным целевым отражающим горизонтам, уточнена тектоническая модель Кымбожьёвской структуры. Построены карты изохрон и структурные карты в масштабе 1:25000 по отражающим горизонтам в отложениях перми (Ikz, Iar), карбона (Iv), девона (III_{tm}), силура-ордовика (IV-V), сейсмогеологические разрезы, иллюстрирующие структурно-тектоническую модель Кымбожьёвской площади. Выполнена оценка перспективных ресурсов нефти, даны рекомендации в отношении основных направлений ГРП с бурением и проведением работ МОГТ-3D. Данная статья посвящена обоснованию проведения дополнительных геологоразведочных работ на Кымбожьёвской структуре и ее периферии в связи с новыми представлениями на интерпретацию материалов, с новыми данными о нефтегазоносности разреза Тимано-Печорской и смежных провинций, появившимися за последние 15 лет.

Ключевые слова: Республика Коми, Тимано-Печорская провинция, Косью-Роговская впадина, Кымбожьёвская структура, сейсморазведка, бурение, скважина, риф, углеводороды.

В нераспределенном фонде Республики Коми после широкого комплекса геолого-геофизических работ и сложной истории изучения оказалась одна из самых высокоамплитудных структур внешней зоны Косью-Роговской впадины - Кымбожьёвская структура. Структура выявлена сейсморазведочными исследованиями МОВ в 1973 г., в 1974 г. оконтурена, а по горизонту П(C1t) она была передана в глубокое бурение. В 1982 году структура была исключена из фонда подготовленных в связи с низким качеством подготовки.

Вторично Кымбожьёвская структура оконтурена и подготовлена к глубокому поисковому бурению по отражающим горизонтам Ikz (P₂kz), Iar (P₁ar), Ilt (C₁t), III_f (D₃f), IV-V (S-O), VI (V-C) работами МОГТ в 1985г. По характерным особенностям сейсмической записи на восточном крыле предполагалось развитие рифогенных образований в верхнем девоне и нижней перми. С целью изучения разреза осадочного чехла и выяснения перспектив нефтегазоносности пермских, каменноугольных и верхнедевонских отложений рекомендовалось пробурить скважину на южном приподнятом участке восточного крыла Кымбожьёвской структуры на пикете 5200 профиля 50284-16 глубиной 5200 м. В декабре 1985 года Кымбожьёвская-II структура была принята для производства глубокого бурения ПГО «Ухтанефтегазгеология». Учитывая низкую степень изученности южной части Косью-Роговской впадины сейсморазведкой и бурением, сложное строение Кымбожьёвской структуры, условную привязку отражающих горизонтов в 1986 году был составлен проект бурения параметрической скважины глубиной 4800 м, проектным горизонтом – верхний девон. В 1987 году по результатам дополнительных работ МОГТ было подтверждено сложное блоковое строение Кымбожьёвской структуры с наличием предполагаемых рифогенных образований в точке ранее рекомендованной скважины. При этом было решено уменьшить глубину скважины до 4 800 м. В 1987 году произведена передача в глубокое бурение Кымбожьёвской структуры с увеличением перспективной площади на 26 км² за счет предполагаемой тектонически экранированной ловушки в рифогенных турнейско-

верхнедевонских отложениях. Ловушка представляла собой структурное осложнение в пределах выделенной рифогенной зоны, ограниченное на юго-западе в присводовой части Кымбожьюской антиклинали тектоническим нарушением; амплитуда ловушки составляла 400 м. В июне 1987 года на Кымбожьюской структуре была забурена поисковая скважина проектной глубиной 4800 м, проектным горизонтом – рифогенные отложения фаменского яруса верхнего девона. В 1990 году скважина закончена бурением при забое 4780 м в верхах турнейских отложений, не достигнув проектной глубины и проектного горизонта из-за значительного увеличения толщины каменноугольных отложений по сравнению с проектом. Так, толщина серпуховских отложений составила свыше 900 м, что в два с лишним раза превышает толщину одновозрастных отложений на Кочмесской площади. Такое увеличение толщины, по-видимому, обусловлено сдвоением разреза в связи с пересечением скважиной взбросового нарушения. По результатам тематических работ, выполненных в ТПО ВНИГРИ (Шептунов В.П., 1991г.) было установлено, что особенности сейсмической записи, обусловленные влиянием дизъюнктивной тектоники, были ошибочно приняты за рифовые объекты, которые фактически располагаются в 2-2,5 км к востоку.

В 1992 году Кымбожьюская структура была выведена из поискового бурения с отрицательными результатами в связи с отсутствием представляющих поисковый интерес ловушек УВ, непродуктивностью вскрытого разреза, неподготовленностью площади к поисковому бурению. В 2006 г. Б.П.Богданов по результатам тематических работ для недропользователя предложил залицензировать участок с Кымбожьюской структурой с последующим проведением работ для переподготовки ее к бурению [1]. В 2008 году в пределах Кымбожьюского лицензионного участка ООО «АРАВАК ГЕОСЕРВИС» были выполнены тематические работы по переинтерпретации сейсмических материалов МОГТ-2D прошлых лет (Кобрунов С.А., 2008г.). В результате работ изучено геологическое строение площади в зоне сочленения внешнего борта Косью-Роговской впадины с грядой Чернышева по отложениям ордовика – верхней перми. Выполнены структурные построения масштаба 1:25000 по отражающим горизонтам перми I_{kz} (P_{2kz}), I_{ar} (P_{1ar}), карбона II_v (C_{1v}), девона III_{tm} (D_{3tm}), силура-ордовика IV-V(S-O). Создана цифровая структурно-тектоническая модель Кымбожьюской площади. Кымбожьюская структура переподготовлена к глубокому бурению по ОГ I_{kz} , I_{ar} и II_v . Подтверждено высказанное ранее предположение о наличии на площади органогенной постройки позднедевонского возраста, выявлена аномалия сейсмической записи, предположительно связываемая с органогенной постройкой раннепермского возраста, даны рекомендации на бурение поисково-оценочных скважин и проведение дополнительных полевых сейсморазведочных работ МОГТ-2D в объеме 100 пог. км для детализации строения Кымбожьюской структуры и уточнения местоположения рекомендуемых скважин.

Для оценки перспектив нефтегазоносности верхнепермского терригенного НГК и выявления предполагаемой залежи УВ в песчаном пласте-коллекторе в основании казанского яруса и в связи с невозможностью расконсервации ствола скв.1-Кымбожьюская рекомендовано пробурить с основания скв.1 поисковую скважину проектной глубиной 750 м, проектный горизонт забоя – отложения уфимского яруса верхней перми.

В 2009 г. была выполнена обработка (ОАО «Севергеофизика») и интерпретация дополнительных сейсмических материалов МОГТ-2D в объеме 100 пог. км, и переинтерпретация сейсмических материалов прошлых лет в объеме 260,1 пог. км [2]. Детализирован структурный план по основным целевым отражающим горизонтам: построены карты изохрон и структурные карты в масштабе 1:25000 по отражающим горизонтам в отложениях перми (I_{kz} , I_{ar}), карбона (II_v), девона (III_{tm}), силура-ордовика (IV-V), сейсмогеологические разрезы, иллюстрирующие структурно-тектоническую модель Кымбожьюской площади. Выполнена оценка перспективных ресурсов нефти, для поисков которых даны рекомендации в отношении основных направлений ГРП с бурением и проведением работ МОГТ-3D.

Для оценки перспектив нефтегазоносности верхнепермских терригенных отложений в соответствии с проектом поискового бурения на Кымбожьёвской площади весной 2009 года с основания скважины 1 была пробурена поисковая скважина 11-Кымбожьёвская, остановленная забоем на глубине 715 м в уфимских отложениях верхней перми. По заключению ГИС и результатам опробования перспективных интервалов не выявлено. При опробовании в процессе бурения инт. 670,5-690 м за два открытых периода испытания общей продолжительностью 67 минут, получен приток мин. воды плотностью 1,02 г/см³ в объёме 1,12 м³. При опробовании инт. 647-690 м за два открытых периода испытания общей продолжительностью 69 минут, получен приток фильтрата бурового раствора плотностью 1,11 г/см³ в объёме 0,74 м³.

В связи со сдачей лицензии рекомендации не были выполнены и перспективы структуры остались не ясными.

Данная статья посвящена обоснованию проведения дополнительных геологоразведочных работ на Кымбожьёвской структуре и ее периферии в связи с новыми представлениями на интерпретацию материалов, с новыми данными о нефтегазоносности разреза Тимано-Печорской и смежных провинций, появившимися за последние 15 лет. Поисково-оценочная скважина 1-Кымбожьёвская на долгие годы оказалась единственной на юге Кочмесской ступени Косью-Роговской впадины Северо-Предуралья Краевого прогиба, разрез которой оказался трудно интерпретируемым в связи с нахождением на структуре, осложненной тектоническими нарушениями взбросо-надвигового характера, возможно, осложненной фаціальными неоднородностями типа рифовых построек раннепермского и позднедевонского возраста.

В скважине с забоем на глубине 4740 м выполнен отбор керн в пермско-девонской части разреза 42 долблениями, выявлены в комплексе с ГИС интервалы коллекторов и покрышек, проведено опробование и испытание перспективных на углеводороды интервалов. Притоков нефти и газа не получено.

Анализ бурения скважины сразу показывает ее неудачное положение относительно известного по данным сейсморазведки с плотностью профилей МОГТ-2D до 4,0 пог. км/км² структурного плана по всем отражающим горизонтам - скважина пробурена на юго-восточном склоне структуры на 300 м ниже ее свода по кровле карбонатов нижней перми, основного перспективного горизонта данной части Косью-Роговской впадины, на 1060 м ниже свода по ОГ П_v в подошве визейского яруса, на 1200 м ниже ОГ Ш_{tm} в тиманских отложениях. В скважине в открытом стволе и в эксплуатационной колонне опробовано и испытано девять объектов, в восьми из которых получены притоки воды, глинистого или бурового раствора, что указывает на наличие коллекторов в разрезе в диапазоне глубин от 3072 до 4780 м (таблица 1). Лучший приток в объеме 16 м³ мин. воды за 2,01 часа получен после перфорации интервала 3494-3512 м (предположительно биогенные отложения верхнего девона). Разрез скважины охарактеризован керном 42-х долблений, который в совокупности с интерпретацией материалов ГИС позволил составить сводный литолого-стратиграфический разрез. Весь керн преимущественно представлен разностями карбонатных пород: известняками, доломитами с прослоями глин, мергелей, ангидритов.

В ассельско-сакмарской части разреза на кривой ГК выделяется низкими значениями радиоактивности в интервале 2400-2550 м толща пород, в кровле которой вскрыт известняк буровато-, участками голубовато-серый до светло-серого, детритовый, неравномерно окремненный, плотный, очень крепкий с остатками водорослей, брахиопод, члениками криноидей, с микротрещинами под углом (45-50°), выполненными темно-серым глинисто-битуминозным материалом. Местами известняк переходит в кремнь. Ниже залегает известняк серый, крупнодетритовый, неравномерно перекристаллизованный, окремненный плотный, очень крепкий, горизонтальноплитчатый (0,7-2,5 см), с остатками криноидей, брахиопод, водорослей, кораллов, с горизонтальными микротрещинами, выполненными темно-серым карбонатно-глинистым материалом. Надо сказать, что окремнение является

характерным признаком близкого присутствия рифовых пород, которые при схожей литологии чаще всего представлены каверно-поровыми трещиноватыми породами. О возможной кавернозности пород может свидетельствовать ограниченный вынос керна в описанных долблениях, который составил 0,4 м из 3,0 м проходки. По визуальной оценке, в этой толще можно выделить три интервала коллекторов с пористостью 7-10% суммарной толщиной до 60,0 м. Ниже по разрезу в интервале 3231,0-3236,0 м вскрыт доломит светло-серый, тонкозернистый, известковистый, на отдельных участках с незначительной примесью глинистого материала, неравномерно выщелоченный, трещиноватый, пористый с редкими тонкими мелкозубчатыми стилолитовыми швами позднедевонского возраста. Доломит очень крепкий, плотный. Поры и каверны открытые и частично залеченные белым кальцитом и кристаллическим доломитом, имеют неправильную округлую форму, изолированные и сообщающиеся между собой. Встреченные трещины тонкие и наклонные частично открытые и залеченные. При этом выход керна составил 0,45 м из 5,0 м проходки, что может указывать на наличие биогенных коллекторов, возможно, рифового генезиса. Ниже с глубины 3430 до 4000 м в скважине вскрыт разрез, представленный чередованием карбонатных пачек толщиной до 100 м, разделенных глинистыми породами. Пачки сложены доломитом темно-серым, тонко-скрыто-кристаллическим, неравномерно известковистым, пористым, глинистым, сульфатизированным, трещиноватым, на отдельных участках с многочисленными трещинами, что придает породе псевдобрекчиевидный облик. Порода крепкая, плотная. В нижней части слоя наблюдается контакт доломита и ангидрита. Границ резкая, проходит по неровной бугорчатой наклонной поверхности. Ангидрит светло-голубовато-серый, с тонкими наклонными под углом 45 градусов волнистыми глинистыми слоями (толщина не более 0,1-0,2 см), за счет этого в ангидрите наблюдается причудливый рисунок. Такие породы часто можно наблюдать на склонах рифовых построек верхнего девона.

Сегодня для авторов статьи стала совершенно очевидной связь рифовых построек, особенно одиночного типа, с зонами поднятий, ограниченных тектоническими нарушениями глубокого заложения, наличие которых мы наблюдаем на Кымбожьёвской структуре. При желании одиночный верхнедевонский риф можно интерпретировать на временных разрезах сейсмических профилей 8-09-01, 8-09-04 (рис.1).

Такое желание найти перспективный объект для геолога-нефтяника является естественным, а найти риф с коллекторами на горстообразном тектоническом блоке является результатом привлекательным для продолжения поисковых работ, тем более, что верхнедевонские рифы закартированы уверенно сейсморазведкой МОГТ в нескольких километрах к северо-востоку от структуры.

Керновый материал, материалы ГИС не противоречат выделению пластов-коллекторов в поддоманиковых отложениях, которые представлены карбонатами нижнего девона и силура, ниже глубины 4000 м.

Исходя из того, что вопрос о продолжении поисковых работ на структуре зависит от геолого-экономической оценки ее, которая, в том числе, зависит от ее ресурсов, то была проведена оценка ресурсов подготовленной структуры по категории D₀ (табл.1). Параметры коллекторов приняты средние на примере месторождений Северо-Предуральской и Хорейверской НГО.

Суммарная оценка геологических ресурсов карбонатных пластов верхнеартинского подъяруса, ассельско-сакмарского яруса, московского и башкирского ярусов, доманиково-фаменского рифа составила 145 398 тыс. т., что является величиной, удовлетворяющей любой геолого-экономической оценке и предполагающей продолжение ГРП. При этом следует иметь в виду, что в пределах структуры выделяются по перспективным отложениям 2-3 обособленных тектонических блока, каждый из которых может являться тектонически ограниченной ловушкой углеводородов с дополнительными ресурсами.

Рекомендации к продолжению ГРП после получения лицензии на этот участок могут быть следующими:

1. В свде подготовленной к глубокому бурению Кымбожьёвской структуры на пересечении профилей 8-09-05 и 50489-02 пробурить поисково-оценочную скважину глубиной 4 200 м до вскрытия коллекторов нижнего девона.

2. В скважине опробовать в процессе бурения и в эксплуатационной колонне все пласты – коллекторы с признаками углеводородного насыщения

3. После открытия залежи с удовлетворяющей геолого-экономической оценкой необходимо провести сейсморазведочные работы МОГТ-3D для создания детальной геолого-геофизической модели структуры, месторождения, последующих проектных документов разработки.

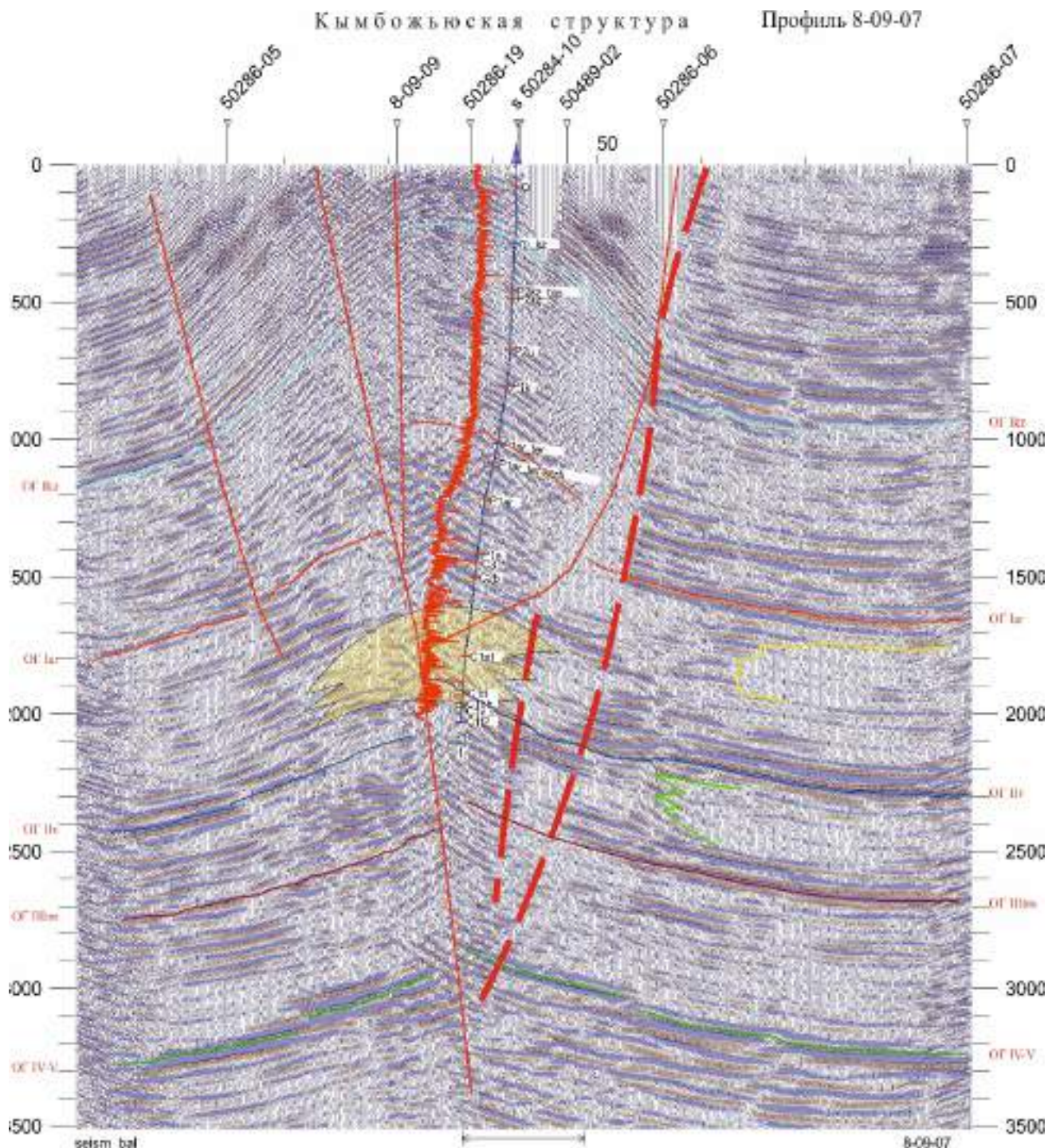


Рисунок 1 - Аномалия «типа риф» в доманиково-фаменских отложениях Кымбожьёвской структуры (интерпретация авторов).

Таблица 1. Оценка ресурсов подготовленной структуры по категории Do.

Залежь	Площадь, тыс.м ²	Сред. нефтена-сыщенная эффект. толщина, м	Объем пород, тыс.м ³	Коэффициенты, доли ед.			Плотность разга-зиро- ванной нефти, г/см ³	Геологические ресурсы нефти, тыс.т	Коэффициент извлечения нефти, доли ед.	Извлекаемые ресурсы нефти, тыс.т
				открытой пористости	нефтена-сыщен- ности	пересчетный				
P ₁ ar ₂	12000	3,0	36000	0,1	0,74	0,957	0,89	2269	0,2	454
P ₁ a-s	12000	60,0	72000	0,1	0,74	0,957	0,82	41811	0,2	8362
C ₂ m	12000	25,0	300000	0,1	0,74	0,957	0,82	17421	0,2	3484
C ₂ b	12000	30,0	360000	0,1	0,74	0,957	0,82	20905	0,2	4181
D ₃ f-fm	6450	100,0	645000	0,11	0,91	0,93	0,807	48456	0,3	14536
Итого								145398		30563

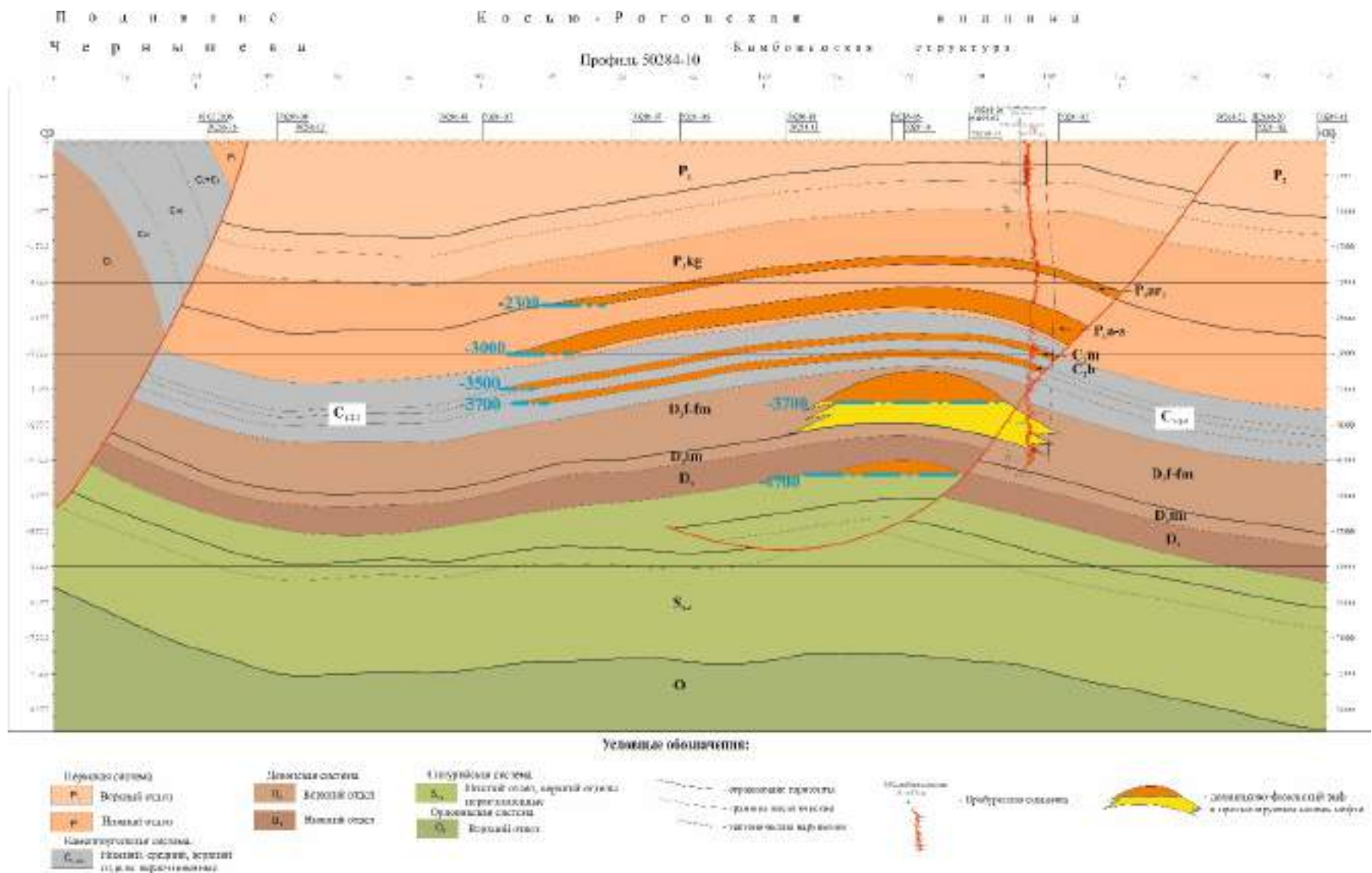


Рисунок 2 - Прогнозируемые залежи нефти на схематическом геологическом разрезе профиля 50284-10 (составили Богданов Б.П., Заборовская В.В., 2024 г.).

Библиографический список:

1. Богданов Б.П. Отчет о научно-аналитической работе «Перспективы нефтегазоносности Южно-Сотчемьюского, Западно-Югидского и других участков нераспределенного фонда недр в связи с возможным их лицензированием» (договор №8/2005)//г.Ухта, 2006 г. (Территориальные геологические фонды).
2. Кобрунов С.А., Гобанов Л.А. Отчет по теме «Интерпретация сейсморазведочных материалов МОГТ-2D, полученных в 2009 году, совместно с материалами 2D прошлых лет по Кымбожьюскому лицензионному участку.// г.Ухта, 2009 г. (Территориальные геологические фонды).

УДК 332.63

Актуальные проблемы определения кадастровой стоимости земельных участков, используемых для недропользования

Пильник Ю. Н., Рекова Е. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В целях определения размера земельного налога на участок, находящийся в собственности, либо определения размера платы за арендуемый земельный участок проводят работы по установлению кадастровой стоимости объектов недвижимости.

Сложная процедура оформления имущественных прав на земельные участки, которые богаты полезными ископаемыми и находятся в собственности государства, является характерной их особенностью. Только при наличии оформленной должным образом лицензии на добычу недр допустимо формирование и предоставление земельного участка в границах соответствующей лицензии. Наличие особых характеристик участков недропользования подразумевает их рассмотрение в исключительном порядке.

В современных условиях экономической нестабильности мы можем наблюдать различные варианты использования земельных участков недропользования: аренда, сервитут, разрешение на использование земельного участка, либо его частей и в некоторых случаях – собственность. Только разрешение на использование земельного участка не предполагает платность за использование земель недропользования. На платность земель непосредственно влияет кадастровая стоимость участков, которая зачастую определяется неоднозначно.

На это влияет ряд факторов:

- для земель недропользования отсутствует самостоятельная методика установления (определения) кадастровой стоимости;
- используется массовый подход к оценке земель;
- некорректно применяются существующие подходы для расчета кадастровой стоимости;
- характеристики земельных участков при установлении кадастровой стоимости либо неточные, либо несоответствующие.

Сегодня мы сталкиваемся с тем, что согласно Земельному кодексу Российской Федерации [1] не выделена категория земель - недропользование. В связи с чем данным землям устанавливают различные категории земель – промышленности, населенных пунктов, лесов и иных категорий. В последнее время встречается даже категория водного фонда, из-за освоения Арктического шельфа.

Несмотря на различия категорий земель, процедура определения кадастровой стоимости подразумевает общую методику, что непосредственно будет влиять на кадастровую стоимость объектов недвижимости – земельных участков, сооружений, строений, расположенных на землях с установленной категорией.

Правила установления кадастровой стоимости регламентированы методическими указаниями [2], которыми руководствуются уполномоченные бюджетные учреждения. Используемые методы массовой оценки (рисунок 1) подразумевают осуществление построения единых групп объектов недвижимости, имеющих подобные характеристики. При невозможности использования методов массовой оценки, применяют индивидуальный расчет.

Согласно действующему законодательству [3] подобные земельные участки предоставляются без проведения аукциона. В данном случае учитывается выданная лицензия. В связи с чем, рынок недвижимости земельных участков, для недропользования отсутствует, логично предположить, что для решения финансовой задачи – уплаты последствий кадастровой стоимости, требуется применение индивидуального расчета. Но учреждения, уполномоченные на проведение кадастровой оценки, применяют метод статистического моделирования или метод эталонного объекта, прибегая таким образом к массовому подходу. Выбор данных методов объясняется ими, как отсутствие требований применения индивидуального расчета кадастровой стоимости. В результате к земельным участкам, используемых для недропользования применяются удельные показатели кадастровой стоимости (УПКС) объектов-аналогов участков с видом разрешенного использования «под промышленное производство» и не используются понижающие коэффициенты. Следовательно, это влечет за собой превышение показателей кадастровой стоимости. В некоторых случаях – многократное превышение.



Рисунок 1 - Методы и подходы кадастровой оценки земельных участков.

Для примера рассмотрим кадастровую оценку, которая была проведена в 2022 году для всех категорий земель, всех муниципалитетов Республики Коми [4]. Исходя от установленного вида разрешенного использования и категорий земель, земельные участки распределены на оценочные группы и определены в шестой сегмент. Согласно проведенному анализу рыночной информации наблюдается отсутствие на рынке Республики Коми земельных участков для недропользования.

В связи с тем, кадастровая стоимость земельных участков группы «Земельные участки, используемые для целей недропользования и для размещения объектов тяжелой промышленности» определяется в рамках сравнительного подхода с применением метода типового (эталонного) объекта, полученного при определении кадастровой стоимости объектов недвижимости группы «Земельные участки, используемые для размещения производственно-складских объектов» путем корректировки их стоимости.

Корректировки вводятся следующим характеристикам: местоположение по показателю численности населения, расположение относительно автомагистралей, наличие

железнодорожной ветки, имущественные права, наличие инженерных коммуникаций, общая площадь, наличие свободного подъезда к участку [2].

Наиболее влияющим фактором при формировании стоимости оцениваемых земельных участков, очевидным образом, выступает местоположение.

Установленные удельные показатели кадастровой стоимости на территории Республики Коми группы «Недропользование», в разрезе муниципальных образований представлены на рисунке 2.

Мы не беремся судить о правильности определения кадастровой стоимости, но однозначно можно сказать, что ценообразующие характеристики земельных участков, используемых для недропользования при таком методе оценки, не учитываются и сильно искажают реальную кадастровую стоимость данной оценочной группы.

В итоге, можно сделать вывод, что на всей территории РФ необходимо ввести единый стандарт определения подходов кадастровой оценки земельных участков для недропользования. Существующие методы массовой оценки, которые представлены на рисунке 1, очень сложно применить к земельным участкам, используемым для недропользования.

Сложности применения каждого подхода для земельных участков, используемых для недропользования представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Сложности применения традиционных методов массовой оценки.

Подход	Характеристика подхода	
	Возможность применения	Сложности применения
Сравнительный	Сложно применить в чистом виде	Нет на рынке недвижимости аналогичных оцениваемых земельных участков, которые имеют схожие запасы полезных ископаемых и другие ценообразующие характеристики.
Затратный	Не применяется в чистом виде	Земельные участки, богатые полезными ископаемыми – объекты невозпроизводимые, поэтому определить затраты на восстановление или замещение нет возможности.
Доходный	Сложно применить в чистом виде	1. Трудозатратно провести оценку самого предприятия. 2. Очень сложно спрогнозировать финансовые результаты компании в условиях финансовой нестабильности в стране. 3. Не учитываются градостроительные регламенты и правила землепользования и застройки в части учета местоположения участка 4. Не учитывается подключение к объектам инженерно-технического обеспечения. 5. Не учитываются предполагаемые сроки освоения земельного участка.

Так еще одной из основных проблем установления кадастровой стоимости земельных участков является несоответствующий вид разрешенного использования земельного участка на этапе его формирования. По документам земельный участок начинает существовать, когда его поставят на государственный кадастровый учет и занесут информацию о нем в единый государственный реестр недвижимости. Информация, которая должна быть отображена в решении органа местного самоуправления об образовании земельного участка – это его основные характеристики (размер, конфигурация, вид разрешенного использования, адрес и т.д.). Данное решение предоставляется в орган государственного кадастрового учета в составе межевого плана.

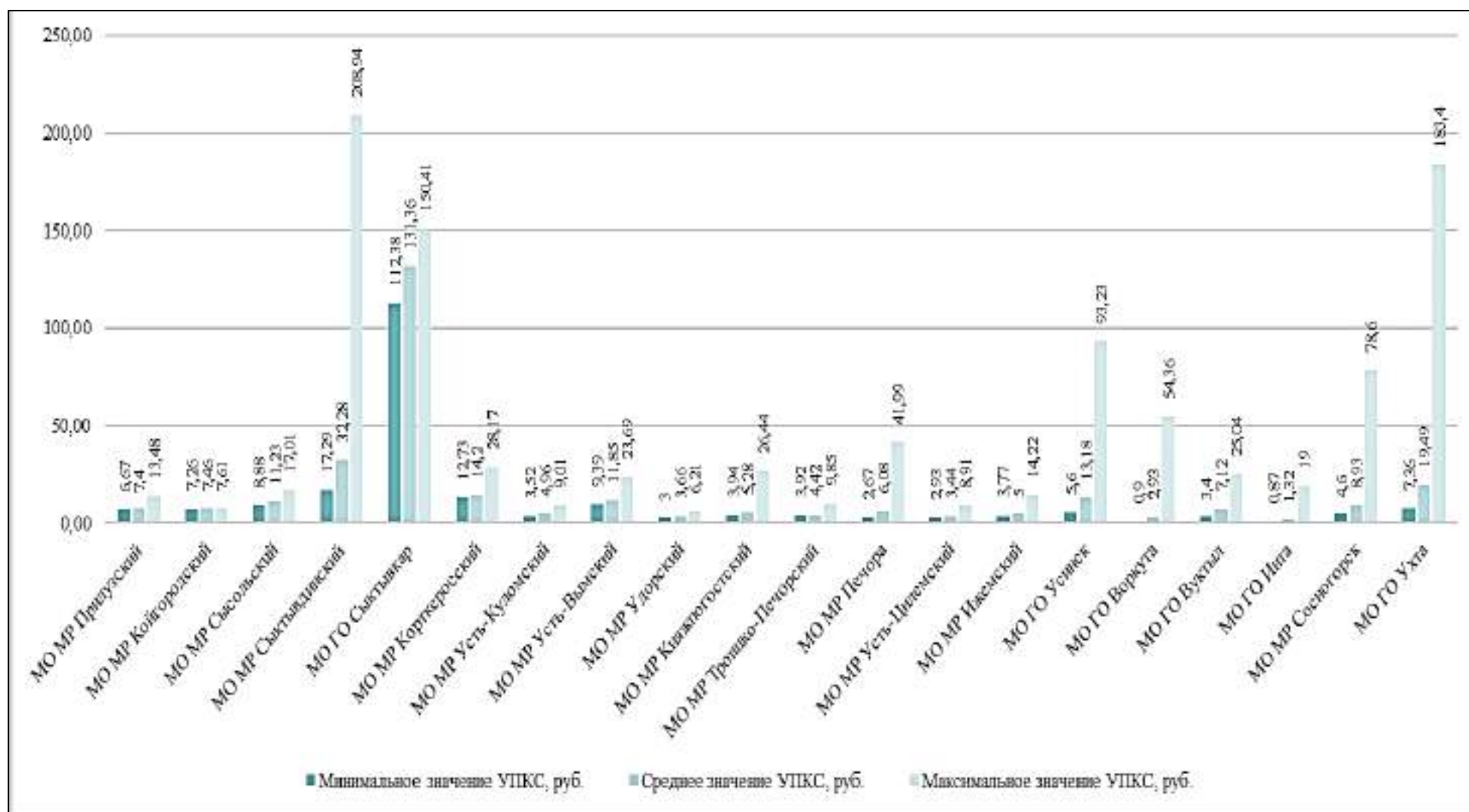


Рисунок 2 – Соотношение показателей УПКС на территории Республики Коми, группы «Недропользование».

Данные об основных характеристиках земельного участка изначально указываются заявителем. Как правило, для объектов недропользования это ресурсодобывающая организация. И если представитель организации в своем обращении (заявлении) о орган местного самоуправления некорректно указал испрашиваемый вид разрешенного использования образуемого земельного участка, то данная информация и в дальнейшем будет отображена в решении органа местного самоуправления. Это связано с тем, что в соответствии со требованиями статьи 36 Градостроительного кодекса РФ [5] градостроительные регламенты территориальных зон не распространяются на линейные объекты, а земельные участки для недропользования в основном формируются для линейных объектов.

В настоящее время, вокруг кадастровой стоимости земельных участков возникают неугасающие споры. Правообладатели земельных участков считают ее завышенной и пытаются оспорить, что приводит к дисбалансу бюджета страны и влияние на уровень жизни населения. Таким образом, проблемы определения кадастровой стоимости очень актуальны.

Для решения этих проблем необходимо пересмотреть методологию оценки, которая оказывает влияние на порядок определения кадастровой стоимости земельных участков, используемых для недропользования. При этом следует учитывать размеры данных участков, их функциональные особенности и другие ценообразующие факторы.

Правообладателям земельных участков надо более основательно заявлять их характеристики, уделяя особое внимание виду разрешенного использования.

В соответствии с установлением требований действующего законодательства, предлагается не руководствоваться методами массовой оценки, а расчет кадастровой стоимости земельных участков недропользования лучше осуществлять индивидуально для каждого земельного комплекса добывающего предприятия.

Библиографический список:

1. Земельный кодекс Российской Федерации: фед. закон № 136–ФЗ от 25.10.2001 (ред. от 18.03.2020) // СПС Консультант Плюс. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 15.01.2024).
2. Приказ Росреестра от 04.08.2021 N П/0336 "Об утверждении Методических указаний о государственной кадастровой оценке" (Зарегистрировано в Минюсте России 17.12.2021 N 66421) // СПС Консультант Плюс. – URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_403900/ (дата обращения 11.01.2024).
3. Закон Российской Федерации от 21 февраля 1992 года N 2395-1 «О недрах». // СПС Консультант Плюс. URL: https://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_343/ (дата обращения: 25.12.2023).
4. Отчет об итогах государственной кадастровой оценки земельных участков всех категорий на территории Республики Коми № 01/КСЗ/11-2022 – Сыктывкар, 2022 с. 781.
5. Градостроительный кодекс Российской Федерации: фед. закон N 190-ФЗ от 29.12.2004 (ред. от 25.12.2023) // СПС Консультант Плюс. – URL: <https://www.consultant.ru/> (дата обращения 20.12.2023).

УДК 556.3

Гидрогеологические условия формирования залежей нефти в нижнепалеозойских отложениях Большеземельского палеосвода

Ростовщиков В. Б., Овчарова Т. А., Белая И. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Актуальность: Хорейверская впадина является новым, интенсивно развивающимся нефтедобывающим регионом на Европейском Севере, устойчивость которого зависит от своевременного восполнения добычи разведанными запасами, а также наращивания их за счет открытия новых месторождений.

Основным объектом для открытия новых месторождений является среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный комплекс в пределах Большеземельского палеосвода.

Для открытия новых месторождений, залегающих в сложных, зачастую нетрадиционных условиях, является моделирование процессов нефтегазоаккумуляции в ловушках различного типа.

Одним из основных факторов формирования залежей является гидрогеологические условия нефтегазоносных систем.

Авторы на основе анализа и исследования гидрогеологических параметров обосновывают выраженность открытия новых залежей в пределах Большеземельского палеосвода в силурийско-нижнедевонских отложениях.

Ключевые слова: минерализация пластовых вод, гидрогеологические режимы, типы пластовых вод, палеосвод, залежь, структурно-стратиграфическая и гипергенная ловушка.

Введение: целью данных исследований было выявление гидрогеологической ситуации при формировании залежей углеводородов (УВ) в силурийско-нижнедевонских отложениях в пределах Большеземельского палеосвода.

В основе анализа гидрогеологической обстановки были использованы результаты гидрогеологических исследований, проведенные ранее в ТПНИЦ, а также собственная трактовка условий генерации и аккумуляции УВ на данной территории.

Гидрогеология

Для анализа гидрогеологических условий Хорейверской впадины были использованы результаты исследований химического состава пластовых вод, выполненные ООО «ТП НИЦ».

Водоносный комплекс ордовикско-силурийско-нижнедевонских отложений.

Комплекс сложен доломитами с прослоями мергелей и алевролитов. Наиболее полно разрез представлен в скважине 1-Колвинская, где мощность отложений нижнего девона 160 м, верхнего силура - 323 м, вскрытая мощность нижнего силура - 547 м; отложения ордовика не вскрыты ни в одной из скважин. В скв.1-Западно-Ярейягинская отложения нижнего силура вскрыты с глубины 4338 м. Толщина верхнесилурийских отложений в скважине составила 352 м, верхнедевонские отложения в объеме овинпармского горизонта имеют мощность 138 м и представлены карбонатными породами - известняками и доломитами с мергелевыми и аргиллитовыми прослоями.

Резервуары в основном пластовые, массивные литологически и стратиграфически ограниченные. Коллектора - известняки и доломиты с порово-кавернозно-трещинным типом пористости. Основной региональной покрывкой являются тиманские глины. Водообмен в таких резервуарах весьма ограничен неравномерностью распределения коллекторов по латерали, создающих тупиковые зоны для движения подземных вод. Возможна вертикальная миграция вод по разломам, являющихся границами Большеземельского палеосвода. Эти обстоятельства возникли при выяснении условий формирования в зоне залежей.

Ниже приведены данные по фактическому состоянию гидрогеологической обстановки в силурийско-нижнедевонских отложениях в пределах Большеземельского палеосвода.

Подземные воды данной части разреза представляют собой рассолы хлоркальциевого типа (В.А. Сулин, 1948 г.). Величина минерализации пластовых вод в разрезе силурийско-нижнедевонских отложений Колвинского месторождения составила 176,9-208,2 г/л со значениями характерных гидрохимических коэффициентов: $r_{Na/Cl}$ -0,73-0,79; Cl/Br -176-194; концентрации основных ионов составляют: хлор - 49,16 - 49,78; натрий - 35,05 - 39,17; кальций - 7,83 - 11,08; магний - 2,01-2,6 % - экв/л, pH - 5,9 - 7,25. Микрокомпоненты составляют: йод - 6,35-32,4 мг/л, бром - 432,2-822,8 мг/л. По отношению коэффициента метаморфизации $r_{Na/Cl}$ равному 0,70-0,74, а также хлорбромному соотношению - 155-210 можно сказать, что верхне-ордовикско-силурийско-нижнедевонский водоносный комплекс обладает хорошей гидрогеологической закрытостью.

Пластовая температура, замеренная на глубине 3800 м составила 85°C, пластовые воды являются высокотермальными. В скважине 1-Западно-Ярейягинская при испытании интервала 4208-4286 м в нижнесилурийских отложениях притока не получено, замеренное давление на глубине 4202 м (S_{2gi}) составило 46,15 МПа.

Для оценки перспектив нефтегазоносности выбран оптимальный комплекс гидрогеологических критериев, используемых применительно к Тимано-Печорской НГП.

К показателям нефтегазонакопления относятся: состав водорастворенных газов, газовый фактор, содержание йода. К высокоблагоприятным относится: по составу водорастворенных газов - метановый, по содержанию йода больше 15, содержание газового фактора – более 15 мг/л.

К показателям условий сохранности залежей относятся: минерализация, коэффициент метаморфизации вод (условия накопления осадков и залежей), содержание брома *100 и деленное на глубину отбора воды.

Для тектонических зон Хорейверской впадины: коэффициент метаморфизации $r_{Na/Cl}$ для всех выбранных скважин сохраняет наиболее благоприятное значение 0,45, только на Салюкинской площади составляет 0,7, но это тоже благоприятные значения для характеристики сохранности и закрытости структур.

Исследуемый комплекс входит в зону весьма затрудненного водообмена, занимающую наиболее глубокие части бассейна, местами глубже 3 км. Подземные воды здесь имеют повышенную температуру (от 35 до 110°C), содержат значительное количество газов. Воды обладают, в основном, хлоридно-натриевым и хлоридно-кальциевым составом и высокой минерализацией, достигающей 250 г/л. Высокая минерализация объясняется повышенным содержанием микрокомпонентов (брома, йода, лития, стронция, рубидия, цезия). Повышенная минерализация, как результат сложных физико-химических процессов, происходящих в течение всей гидрогеологической истории, является самым характерным признаком подземных вод, сопутствующих углеводородным месторождениям. При общих равных условиях минерализация вод также отражает степень гидрогеологической закрытости. Подтверждение этого также характеризует содержание брома и коэффициент закрытости.

Таким образом, палеогидродинамические показатели ордовикско-нижнедевонского водоносного комплекса благоприятны для формирования и сохранения залежей УВ.

Палеогидрогеологический профиль

Для восстановления палеогидрогеологических условий Хорейверской впадины был построен палеогидрогеологический профиль и схема гидрогеологического цикла (рис.1 и рис.2).

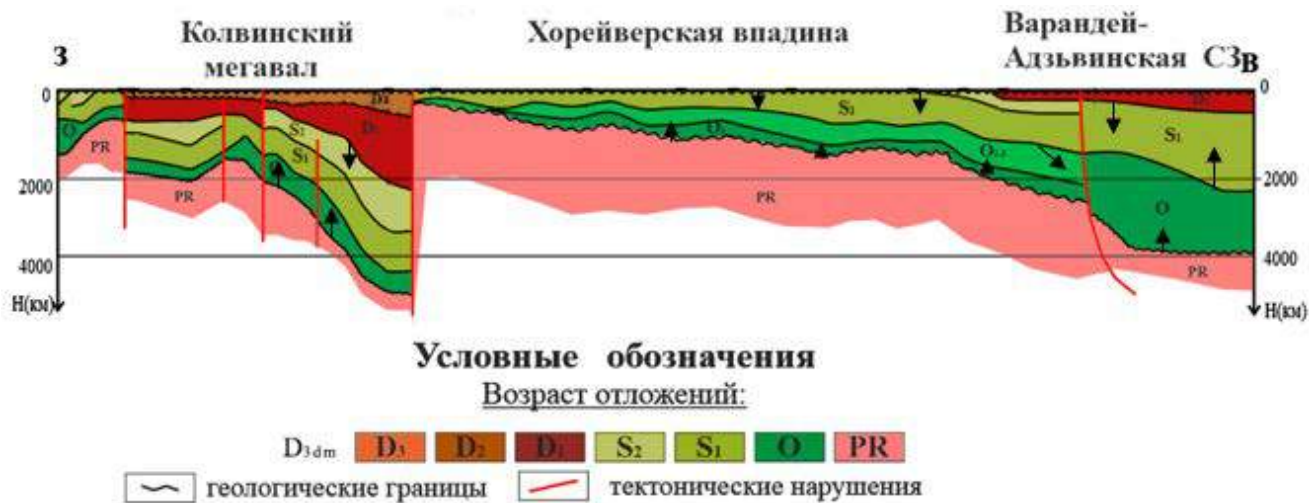
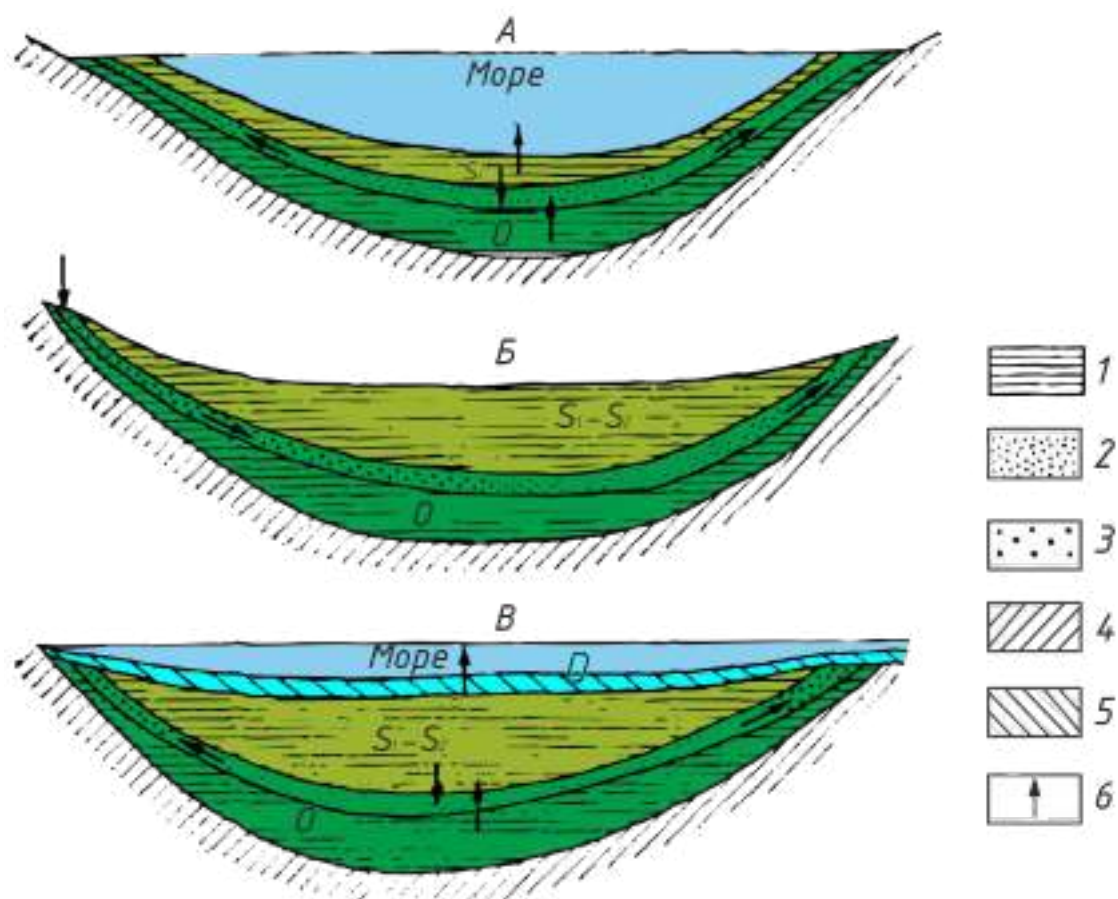


Рис.1 – Палеогидрогеологический профиль. Стрелками показано направление подземных вод (построила И. В. Белая)

Для Хорейверской впадины первый гидрогеологический цикл начинается с трансгрессии в раннеордовикское время и заканчивается в верхнедевонское время.

На седиментационном этапе происходит накопление огромных масс осадочных пород: терригенные отложения ниже-среднеордовикского возраста сменялись терригенно-карбонатными отложениями верхнего ордовика-нижнего девона. В процессе накопления осадков, происходило их уплотнение с отжатием поровых вод, обогащенных растворимым органическим веществом из глин. При этом в процессе литогенеза изменился геохимический состав подземных вод. Формировались седиментационные воды.



А – элизионный этап; Б – инфильтрационный этап; В – следующий элизионный этап;
 1 – илы, глины, образовавшиеся на этапе А и содержащие седиментационные воды,
 2 – коллекторы, содержащие седиментационные воды; 3 – коллекторы, содержащие
 инфильтрационные воды; 4 – ложе бассейна; 5 – илы, глины, образовавшиеся на этапе В;
 6 – направления движения вод

Рисунок 2 – Схема гидрогеологического цикла Хорейверской впадины (построила И. В. Белая).

На инфильтрационном этапе цикла в результате тектонического воздымания силурийско-нижнедевонские карбонаты размывались, активно происходили денудационные образования ловушек различного типа. Происходило взаимодействие инфильтрационных вод с седиментационными.

С началом следующего гидрогеологического цикла и последующей трансгрессии происходило формирование плотных глинистых отложений тиманского возраста, что способствовало созданию застойного режима (табл. 1).

Таблица 1 – Гидрохимические показатели Хорейверской впадины. По данным ТПНИЦ

Хорейверская впадина	
Гидрохимические показатели	ордовикско-силурийско-нижнедевонский водоносный комплекс
минерализация, г/л	176,9-208,2
rNa^+/rCl^-	0,73-0,79
Cl/Br^-	176-194
I, мг/л	6,35-32,4
Br, мг/л	432,2-822,8
Тип воды	ХК

Выводы: исследования гидрогеологических условий формирования залежей углеводородов позволяют предположить, что:

1. в центральной части Большеземельского палеосвода, перекрытые зоны гипергенных коллекторов нижнего силура тиманской покрывкой являются потенциально перспективными для поисков залежей нефти, т.к. их заполнение происходило за счет поступления углеводородов из вмещающих нижнесилурийских НГМП. Поиск и разведка таких зон требует применения специальных методик и технологий в разведочной геофизике и бурении.

2. в склоновых зонах палеосвода, где перспективными отложениями являются нижнедевонские проницаемые карбонаты, прогнозируются структурно-стратиграфические ловушки, в том числе и крупные. Их заполнение происходило как за счет латерально-вертикальной миграции из соседних очагов генерации (Колвинский, Варандей-Адзъвинский, Баранцевоморский), так и за счет вертикальной миграции из нижележащих силурийских НГМП.

Библиографический список:

1. Смирнова Т. С., Тулегенов А. Р., Долгова Е. Ю., Меркитанов Н. А. Влияние гидрогеологических условий на формирование нефтегазовых залежей. Астраханский государственный университет. Астрахань, Россия. Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2013 г.
2. Матусевич В. М. Нефтегазовая гидрогеология. В 2 ч. Ч. 1 Теоретические основы нефтегазовой гидрогеологии: учебное пособие / В. М. Матусевич, Л. А. Ковяткина. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. – 116 с.

УДК 553.98(470.5)

Новые подходы к прогнозированию нефтегазоносности Северо-Предуральского краевого прогиба на современном этапе

Сбитнева Я. С., Ростовщиков В. Б.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Северо-Предуральский прогиб характеризуется сложным геологическим строением и высокими перспективами открытия новых месторождений углеводородов, в том числе газовых.

Учитывая, что созданная за многие десятилетия мощная газодобывающая и газоперерабатывающая инфраструктура не обеспечена на сегодняшний день реальными разведанными запасами газа становится очевидным актуальность развития сырьевой базы в этой части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП).

В основе планирования геологоразведочных работ (ГРР) лежит достоверность прогноза нефтегазоносности на современном этапе изученности территории и технико-методические возможности его осуществления.

Одним из основных элементов прогнозирования является нефтегазогеологическое районирование.

Разработанное ранее нефтегазогеологическое районирование осадочного чехла Тимано-Печорской провинции (ТПП) на структурно-тектонической основе в целом являлось надежной основой для прогнозирования нефтегазоносности недр, поисков и открытия месторождений нефти и газа.

Планомерные исследования с использованием нефтегазогеологического районирования позволили открыть более 200-х месторождений углеводородов (УВ), в том числе крупнейших и крупных в различных частях и геологических условиях ТПП.

Разведанность ресурсов к настоящему времени составляет по нефти более 50%, по газу около 30%.

Очевидно, что дальнейшее открытие новых месторождений, в т. ч. и крупных требует новых методических и технологических подходов к оценке перспектив

нефтегазоносности еще не освоенных или не до конца изученных нефтегазоносных комплексов и сложнопостроенных территорий.

В статье рассматривается зональное нефтегазогеологическое районирование на литофациальной и тектонодинамической основе, как один из вариантов зонального нефтегазогеологического районирования сложнопостроенных территорий в формационном, морфологическом и историко-генетическом плане на примере Косью-Роговской впадины Предуральяского краевого прогиба.

Исследования проводились исходя из базовых положений нефтегазовой геологии: органический синтез УВ, тектоника литосферных плит, седиментогенез.

Зональное нефтегазогеологическое районирование (НГР) проведено по среднепалеозойским отложениям.

Нефтегазогеологическое районирование базируется на литофациальном и тектонодинамическом моделировании.

При литолого-фациальном моделировании учитывался седиментогенез среднепалеозойских отложений в доорогенный период.

На рисунке 1 представлена литолого-фациальная модель доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса (НГК), который формировался в условиях шельфа пассивной континентальной окраины Печорской плиты Восточно-Европейской платформы.

Основная особенность НГК - широкое развитие рифогенных образований относительно глубоководного шельфа во внешней зоне и зоне сквозного барьерного рифа на границе шельфа и глубоководного склона.

При составлении тектонодинамической модели применялись следующие принципы:

- принцип реконструкции геологических событий, как во времени, так и в пространстве;
- принцип оценки степени влияния тектонических напряжений на формирование структуры осадочного чехла;
- принцип необратимости складчатых деформаций осадочного чехла, как основа тектонодинамического районирования;
- принцип основополагающего влияния тектонодинамических и седиментационных процессов на формирование разнотипных зон нефтегазоаккумуляции и разнотипных нефтегазоперспективных ловушек.

Тектонодинамическая схема, как основа зонального нефтегазогеологического районирования показана на рисунке 2.

Основные отличия от существующей схемы тектонического районирования заключаются в том что:

- на западе, в Кочмесскую ступень по среднепалеозойским отложениям включена Воргамусюрская структурная зона, которая до формирования гряды Чернышова находилась формационно, морфогенетически и историко-генетически в одной зоне с территорией Косью-Роговской впадины (КРВ), что хорошо видно на сейсмогеологических и сейсмических профилях (рис. 3).

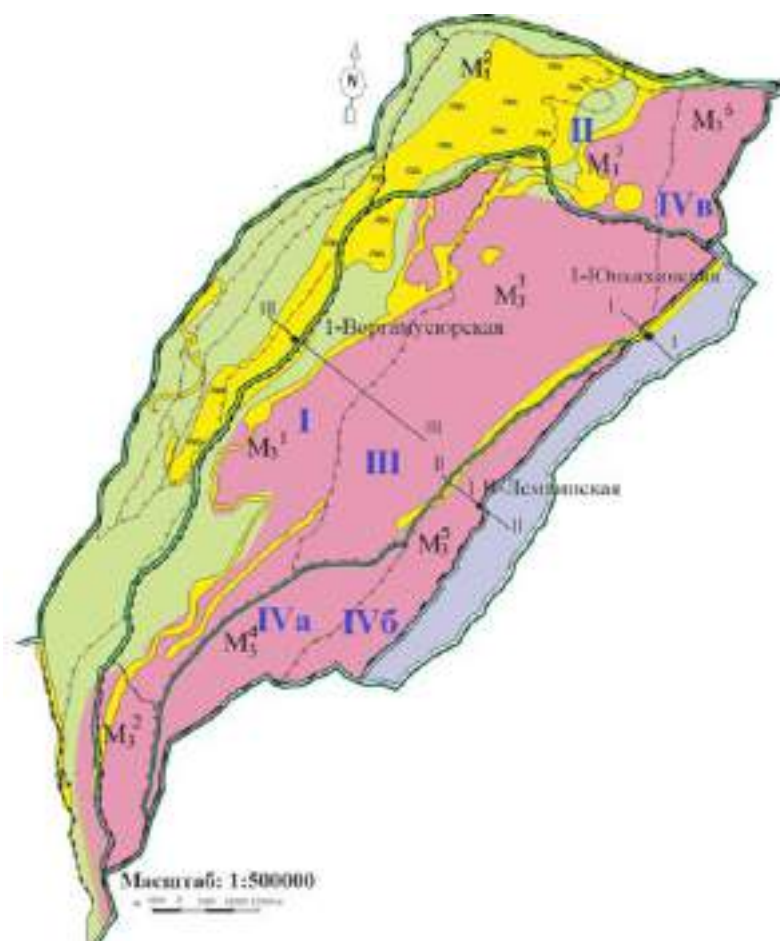
- северная граница проводится по гряде Чернова. При этом авторы берут вариант тектонического районирования (Дедеев В.А., Тимонин Н.И., Юдин В.В. Вассерман Б. Я. и др.), где Воркутская часть относится к ступени, а не к поперечному поднятию.

- Юньягинская структурно-тектоническая зона по морфологии и ориентировке структур отнесена авторами к внутренней тектонодинамической зоне КРВ.

Для обоснования и характеристики тектонодинамической модели Косью-Роговской впадины составлена таблица типизации тектонодинамических зон.

В результате по совокупности литофациальных и тектонодинамических критериев в Косью-Роговской впадине выделены следующие нефтегазоносные зоны и подзоны (рисунок 4)

На основании выполненных исследований проведено ранжирование нефтегазоперспективных ловушек по их размещению в тектонодинамических и нефтегазогеологических зонах (рис. 5).



обстановка осадконакопления:

1-формации мелководного шельфа; 2-умеренно-глубоководно-шельфовая формация; 3-умеренно-глубоководно-шельфовая формация (клиноформы толщи заполнения); 4-глубоководно-шельфовая формация; 5-отмельные и рифовые формации мелководного шельфа; 6-терригенно-карбонатные формации внешнего шельфа; 7-батиальные формации глубокого шельфа (континентального склона и подножья).

несогласные; согласные; тетонические нарушения; рифогенные сооружения;
границы литологического замещения пород

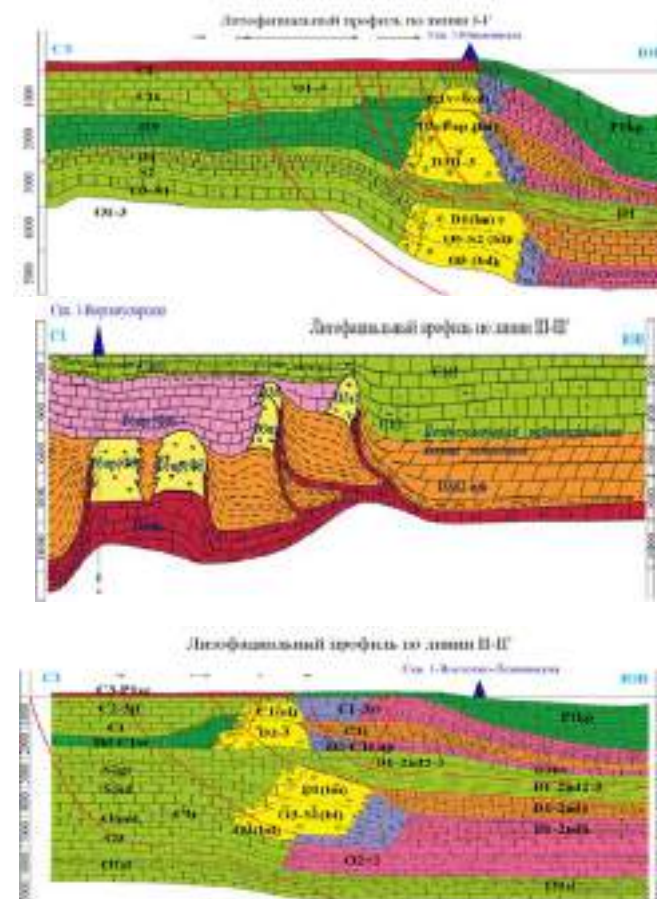


Рисунок 1 - Литолого-фациальная модель строения доманиково-турнейского нефтегазоносного комплекса (Составила Сбитнева Я. С., 2020 г.).

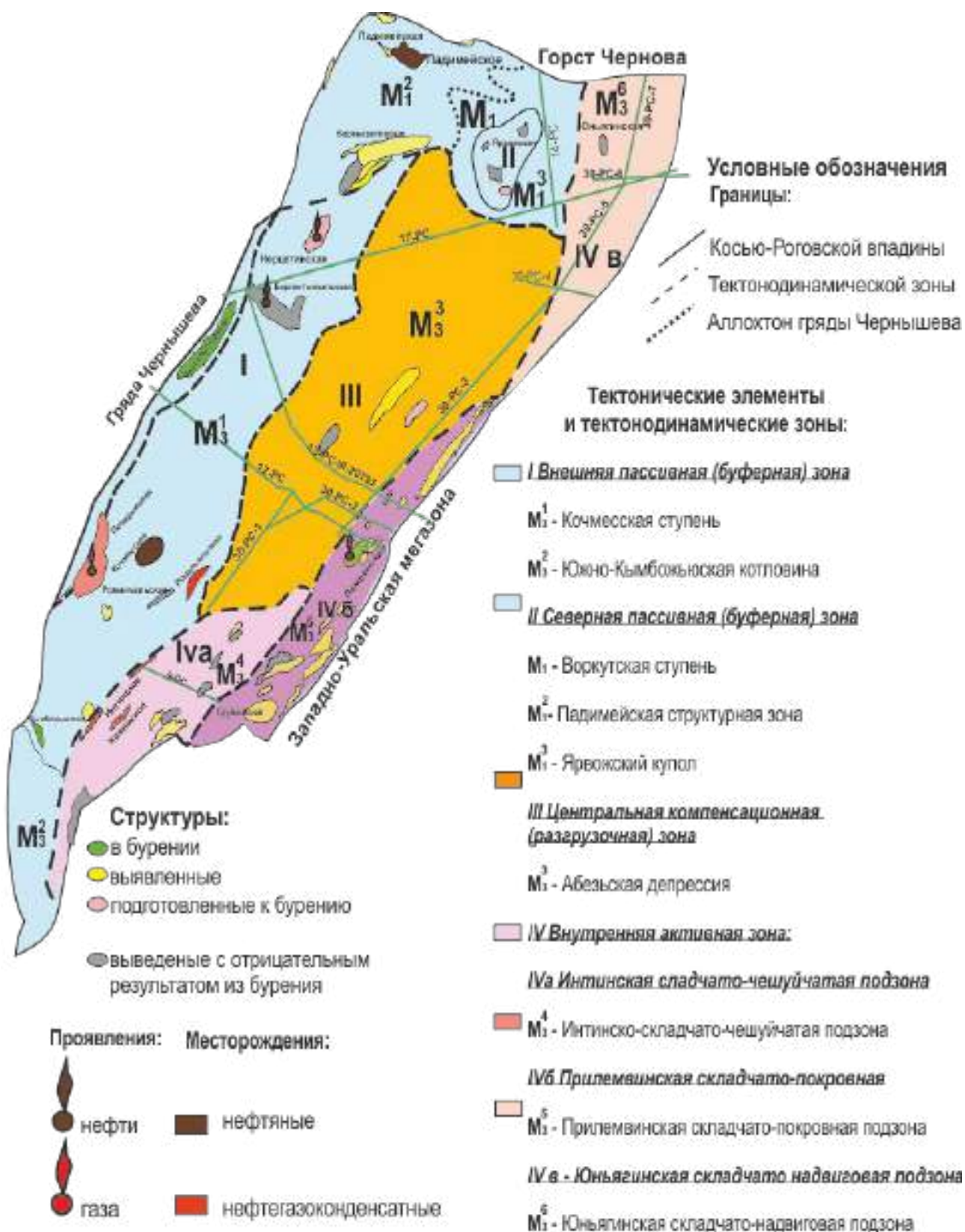


Рисунок 2 - Карта зонального тектонодинамического районирования Косью-Роговской впадины. (Составила Я. С. Сбитнева, 2020).

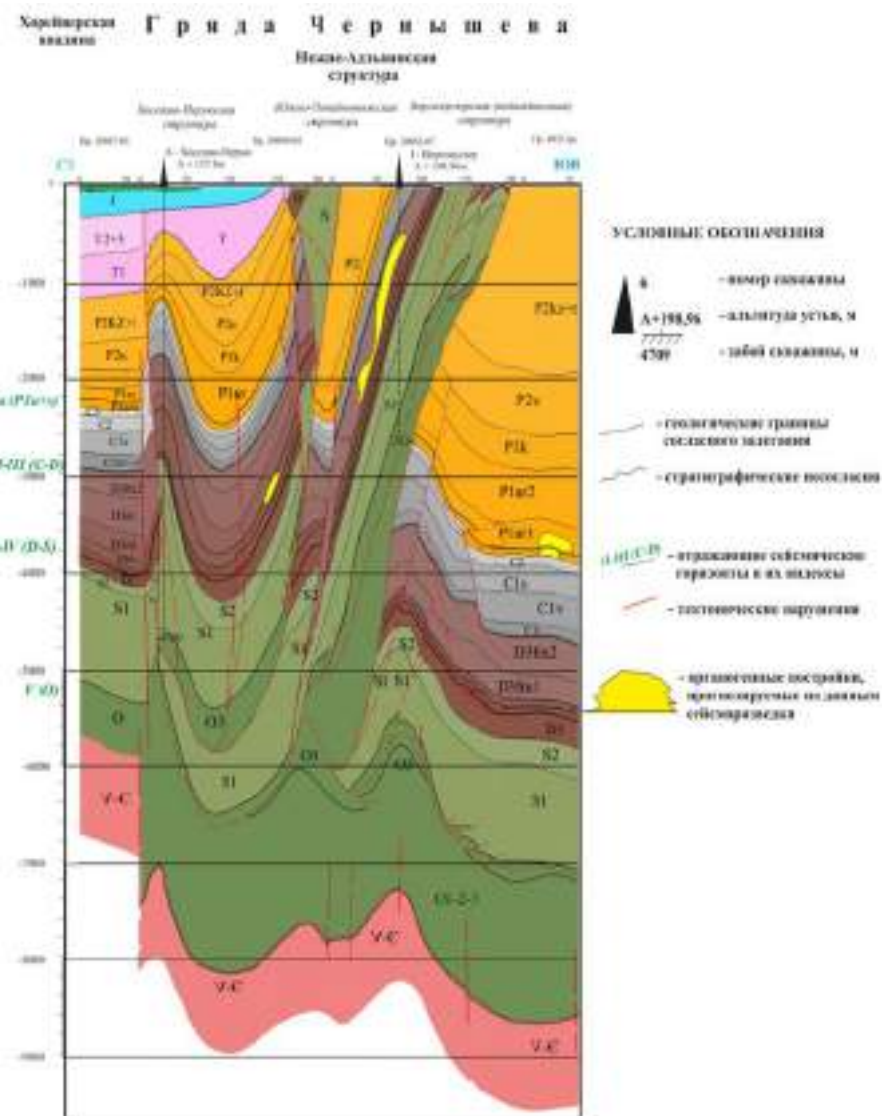
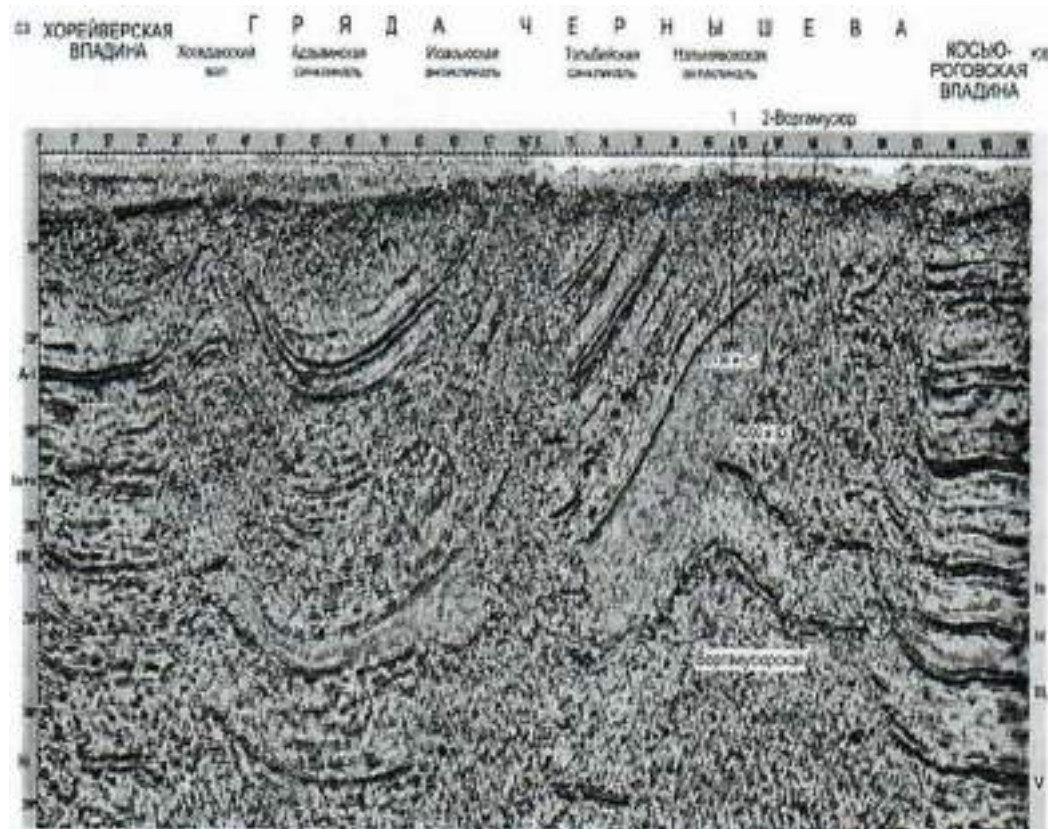
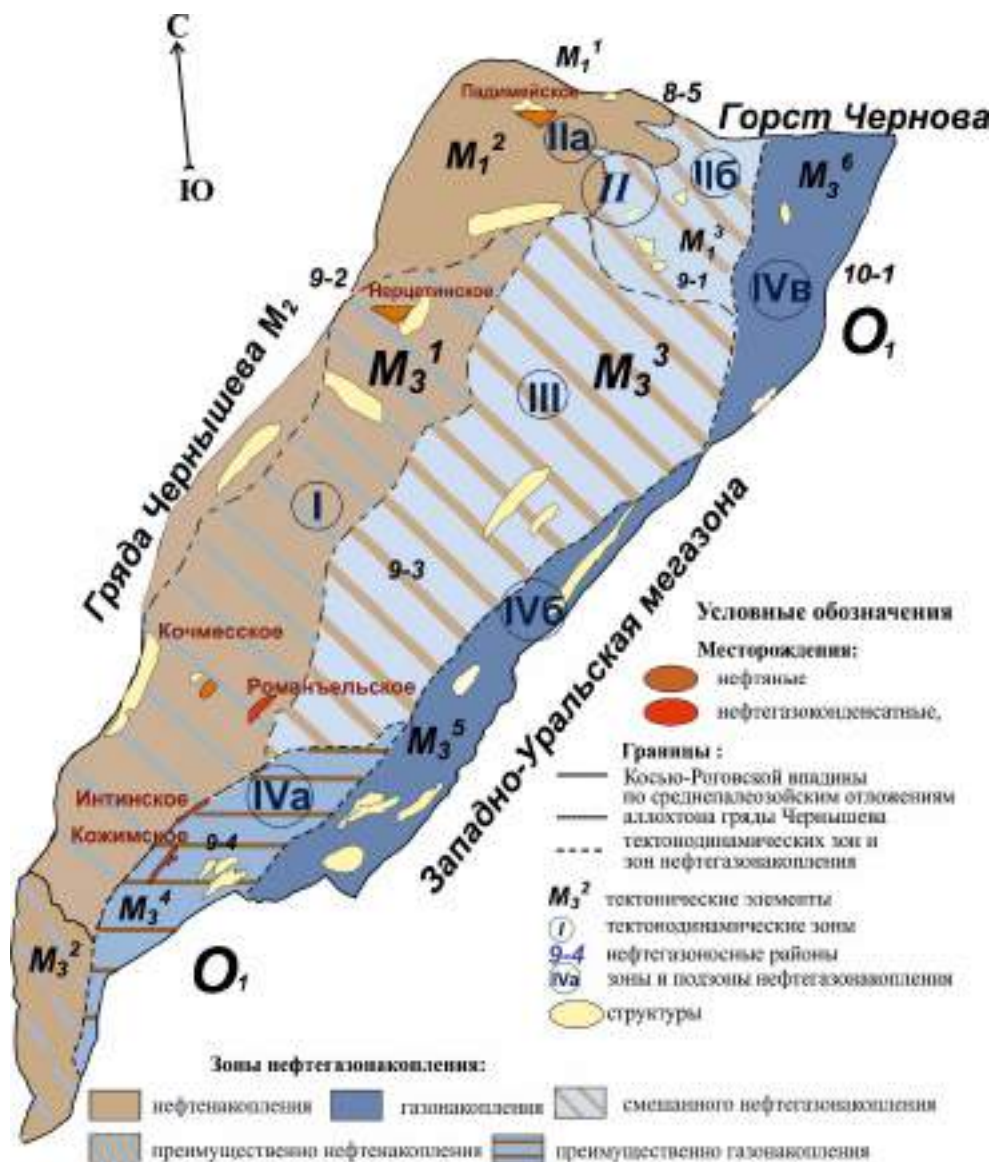


Рисунок 3 - Воргамусюрская структурная зона (Использованы материалы ОАО «Севергеофизика»).

Таблица 1 - Типизация тектонодинамических зон. Составила Я. С. Сбитнева, 2020.

Номер зоны	Зона		Характеристика							
	Подзона		Степень влияния Уральского орогенеза	Генезис структур (тип структур)	Ориентировка	Генезис коллекторов		Тип и надежность покрышек		
						Первичный седиментационный	Вторичный, тектонодинамический, гипергенный	Зональные		
								Высокое	Среднее	Низкое
I	Внешняя пассивная (буферная, Кочмесская ступень, Южно-Кымбожьюкская котловина)		Слабое	Конседиментационные (купола, брахиантиклинали)	СВ, Уральская	+	гипергенный	+	-	-
II	Северная пассивная (Воркутская ступень) Падимейская структурная она, Ярвожский купол		Слабое	Конседиментационные (купола, брахиантиклинали)	Широтная, Пайхойская Варандей-Адзъвиснская	седиментационный	гипергенный	+	+	-
III	Центральная компенсационная (разгрузочная) Абезьская депрессия		Затухающая	Приразломные консидиментационные, брахиантиклинали	СВ, Уральская	+	-	+	-	-
IVa	Внутренняя активная	Интинская складчато-чешуйчатая подзона	Умерено-сильное	Тектоно-динамические линейные надвиги (аллохтон)	СВ, Уральская	седиментационный	тектонотектонический, гипергенный	-	+	+
IVб		Прилемвинская складчато-покровная подзона	Сильное	Тектоно-динамические сложнопостроенные надвиги (аллохтон, параавтохтон, автохтон)	СВ, Уральская			+(автохтон)	+(параавтохтон)	+(аллохтон)
IVв		Юньягинская складчато-надвиговая подзона	Умерено-сильное	Тектонодинамические линейные надвиги	СВ, Уральская			+(автохтон, аллохтон)	+	+



Зоны:

Кочмесский НГР

I – Кочмесская зона преимущественно нефтеаккумуляция;

III - Абезьская зона смешанного нефтегазоаккумуляции.

Воркутский НГР

II – Воркутская зона смешанного нефтегазоаккумуляции.

Подзоны:

IIa – Падимейская нефтеаккумуляция;

IIb - Ярвожская смешанного нефтегазоаккумуляции;

Интинско-Лемвинский НГР

IV Интинско-Прилемвинско-Юньягинская зона преимущественно газоаккумуляции.

Подзоны:

IVa - Интинская преимущественно газоаккумуляции;

IVb - Прилемвинская газоаккумуляции.

IVv - Юньягинская газоаккумуляции.

Рисунок 4 - Карта зонального нефтегазогеологического районирования на тектонодинамической основе. Составила Я. С. Сбитнева, 2020.

НГК	ТДЗ структурные элементы	Пассивная		Компенса- ционная	Активная		
		Кочмесская ступень	Воркутская ступень	Абезьская депрессия	Подзоны		
	НГПК				Интинская	Прилемвинская	Юньягинская
D ₃ dm-C ₁ t							
C ₁ V ₁ -V ₂		Отсутствие коллекторов					
C ₁ V ₃ -P ₁	C ₁ V ₃ -C ₃	C ₁ V ₃ C ₃ p					
		C ₂₋₃					
	P ₁						
		P ₁ ar-kg	Глинистые отложения - покрывка				

Рисунок 5 - Блок-диаграмма нефтегазоперспективных ловушек в среднепалеозойских отложениях Косью-Роговской впадины. Составила Я. С. Сбитнева, 2020.

Представленный вариант нефтегазогеологического районирования на литолого-фациальной и тектонодинамической основе позволяет:

1. Уточнять границы перспективных земель по конкретным НГК.
2. Ранжировать территории по условиям формирования и закономерностям размещения НГП ловушек.
3. Уточнять качественный и количественный прогноз нефти и газа конкретных НГК.
4. Выделять перспективные объекты и направления а также методику на начальных этапах ГРП.

Библиографический список:

1. Бакиров А. А [и др.] Теоретические основы поисков и разведки нефти и газа: учеб. для вузов. В 2-х кн; под ред. Э. А. Бакирова и В. Ю. Керимова. – 4-е изд., перераб и доп. – Кн. 1 : Теоретические основы прогнозирования нефтегазоносности недр. – М.: Недра, 2016. -412 с. : ил.
2. Ростовщиков В. Б., Колоколова И. В, Сбитнева Я.С. Эволюция взглядов на формирование и прогноз нефтегазоносности Предуральского краевого прогиба // Сборник научных трудов: материалы международной конференции (6-7 февраля 2020 года). В 2 ч. Ч. 2 / под ред. Н. Д. Цхадая. - Ухта : УГТУ, 2020. - 44-48 с. : ил. - Текст : непосредственный.
3. Сбитнева Я. С. Тектонодинамическое и литофациальное моделирование как основа повышения уровня прогноза нефтегазоносности в Косью-Роговской впадине// Научно-технический журнал «Геология нефти газа», 2021, № 1, 105-119 с.

УДК 553.983

Северная часть Тибейвисской депрессии Денисовского прогиба: потенциал наращивания ресурсной базы углеводородного сырья

Куранов А. В., Желудова М. С., Вагина Т. И.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

Территория Ненецкого автономного округа (НАО) Архангельской области является одним из приоритетных направлений для освоения нефтегазового потенциала недр Российского Севера.

Согласно последней по времени количественной оценке [1], извлекаемые начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти НАО составляют 3,1 млрд. т (около 52% ресурсов нефти всей Тимано-Печорской нефтегазоносности провинции (ТПП)), НСР свободного газа – 1,0 трлн. м³ (около 37% ресурсов газа ТПП).

Ежегодная добыча нефти в НАО составляет около 13,0 млн. т, свободного газа – около 0,3 млрд. м³.

Для восполнения добычи углеводородного сырья (УВС) актуальным является наращивание ресурсной базы углеводородного сырья северной части ТПП. Одним из возможных направлений для постановки геологоразведочных работ (ГРР) на нефть и газ является северная часть Тибейвисской депрессии Денисовской впадины Печоро-Колвинского авлакогена.

Территория покрыта сетью сейсмопрофилей МОГТ-2D, отработанных преимущественно в 1970-80-е гг., суммарная их протяженность около 1,5 тыс. пог. км. В 2015 году на данной территории проведено обобщение, переобработка и переинтерпретация сейсмических данных МОГТ-2D в комплексе с данными бурения (Кунько, 2015ф). Здесь пробурены две скважины – структурно-поисковые 95-Денисовская (глубина 1108 м, Т₂₋₃nm₁) и 96-Денисовская (глубина 1113,5 м, Т₂₋₃nm₁). Промышленных нефтегазопоявлений в обеих скважин не установлено.

Тибейвисская депрессия является одним из малоизученных районов Тимано-Печоры, в пределах депрессии открыты лишь два небольших по запасам нефтяных месторождения (разрабатываемое Тибейвисское и разведываемое Северо-Тибейвисское). Оба месторождения приурочены к области распространения барьерных рифов доманиково-сирачойского возраста.

В непосредственной близости находится разведываемое Лаявожское нефтегазоконденсатное месторождение, юго-восточнее – разведываемые Командиршорское, Западно-Командиршорское и Северо-Командиршорское нефтяные месторождения. Западнее расположены месторождения Шапкина-Юрьяхинского вала – Шапкинское, Южно-Шапкинское.

В этом районе планируется проведение совместной разработки Василковского и Лаявожского месторождений компаниями «Газпром» и «Лукойл» и строительство газопровода с подключением его к единой газотранспортной системе России.

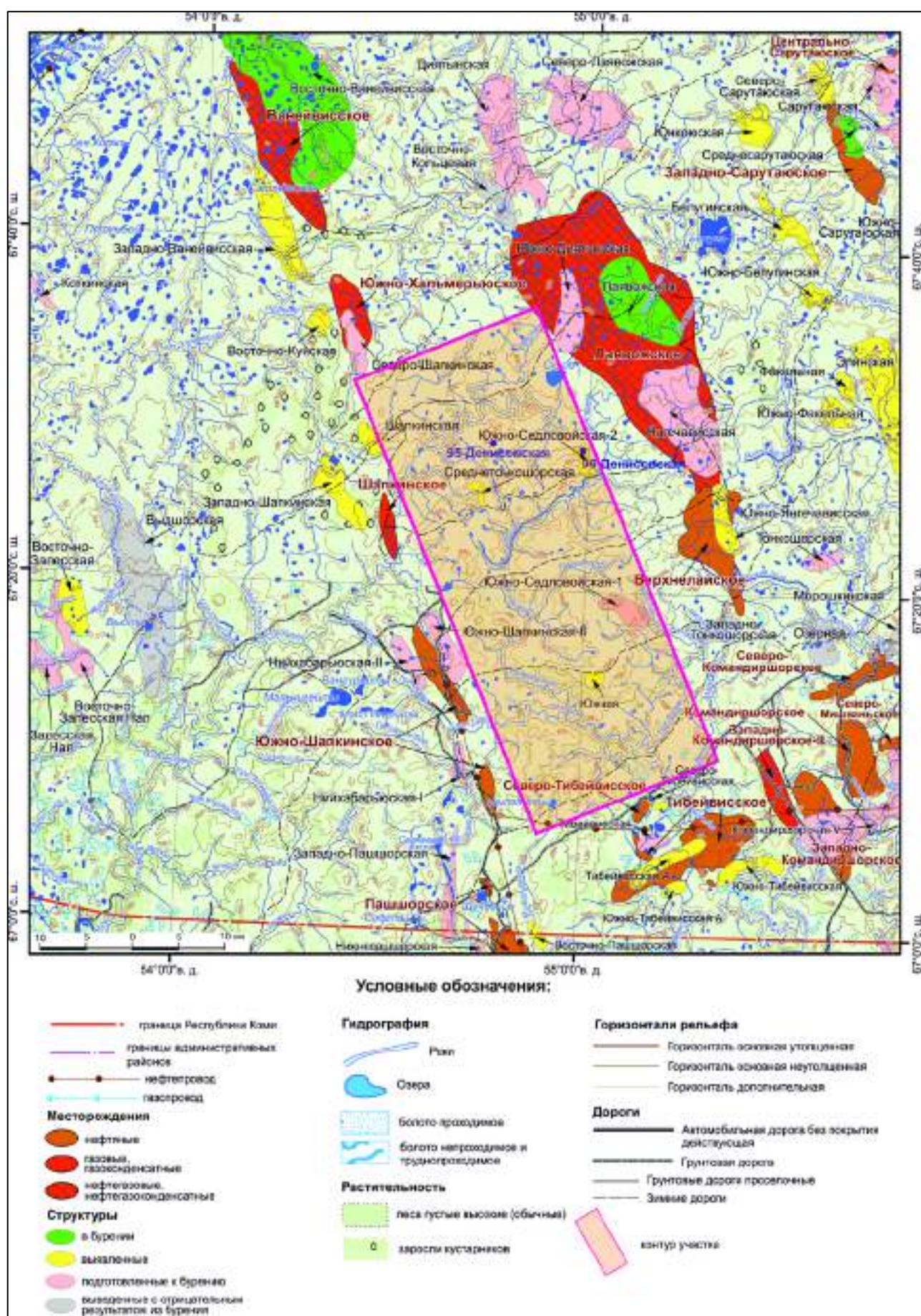


Рисунок 1 - Обзорная карта (по данным ТП НИЦ).

Особенности структурно-тектонического строения территории определены его местоположением: она расположена в пределах Тибейвисской депрессии, «зажатой» между Шапкина-Юрьянским и Лайским валами и находящейся гипсометрически ниже их на 200-300 м.

Осадочный чехол достаточно интенсивно дислоцирован – прослеживается целый ряд тектонических нарушений, имеющих простирание, соосное Лайскому и Шапкина-Юрьянскому валам. Структурный план ступенчато погружается от валов к центру депрессии.

Центральная часть участка выражена амплитудным прогибом, который разделен на две части – северную и южную – поперечным поднятием (седловиной).

При столь низкой изученности территории сейсморазведкой можно предположить, что не исключается наличие значительного количества нарушений, осложняющих западный борт Лайского вала. Соответственно, при проведении сейсмических исследований вероятно выявление приразломных ловушек.

В западной части участка прослеживается прибортовой субмеридиональный антиклинальный блок, протяженный вдоль восточного борта Шапкина-Юрьянского вала. Этот блок хорошо прослеживается на временных разрезах (рис. 2) и является структурной формой, сформировавшейся вследствие вовлеченности западной части Тибейвисской депрессии в процессе инверсионного воздымания Шапкина-Юрьянского вала в предтриасовое время.

Блок осложнен тектоническими нарушениями (одно из которых поперечное), а также целым рядом структурных носов (гемиантиклиналей). Поскольку изученность сейсморазведки территории очень низкая, то при проведении детальных сейсмических исследований, вероятно выявление целого ряда высокоперспективных антиклинальных тектонически экранированных ловушек.

Разрез нижнего структурного этажа предоставлен ордовикско-нижнедевонской толщей, отложения нижнего девона выведены под поверхность предтиманского размыва. Лишь в юго-восточной части прогнозируется отсутствие отложений нижнего девона.

Среднедевонские отложения почти на всей рассматриваемой территории отсутствуют, их распространение тяготеет к областям палеограбенов.

По результатам анализа сейсмических атрибутов (атрибут AmrEv , Кунько, 2015ф) в отложениях нижней перми и верхнего девона выделяются одиночные органогенные постройки.

Следует отметить, что, согласно генерализованной схеме распространения верхнедевонских рифов (рис. 3, по данным ТП НИЦ, Куранова, 2011ф), барьерные рифы доманиково-сирачойского возраста трассируются южнее.

На рассматриваемой территории верхнедевонские органогенные постройки в структурном плане не выражены, однако, совпадают с простиранием седловины, генезис их неясен, возможно это одиночные постройки на палеошельфе.

На временных разрезах в интервале доманика-сирачоя барьерные рифы не прослеживаются. Соответственно, наличие раннедоманиковой полосы рифов севернее Тибейвисского месторождения пока остается под вопросом.

Выделенные по данным сейсмических исследований (Кунько, 2015ф) органогенные постройки в отложениях ассельского-сакмарского ярусов, не исключено, являются продолжением обширной карбонатной платформы, границы которой были намечены специалистами ТП НИЦ ранее [2].

Перспективы нефтегазоносности территории связываются с карбонатными отложениями верхнего силура, нижнего девона, терригенными отложениями джьерского горизонта верхнего девона, карбонатными отложениями сирачойского горизонта верхнего девона и ассельского-сакмарского горизонтов нижней перми.

С отложениями нижнего девона и силура перспективы нефтеносности связаны по аналогии с результатами бурения скв. 500-Верхнелайская, в которой получены притоки газа из отложений нижнего девона и верхнего силура. На размытой поверхности нижнего девона на большей части территории залегают терригенные отложения джьерского горизонта, промышленная продуктивность которых установлена в скв. 500-Верхнелайская).

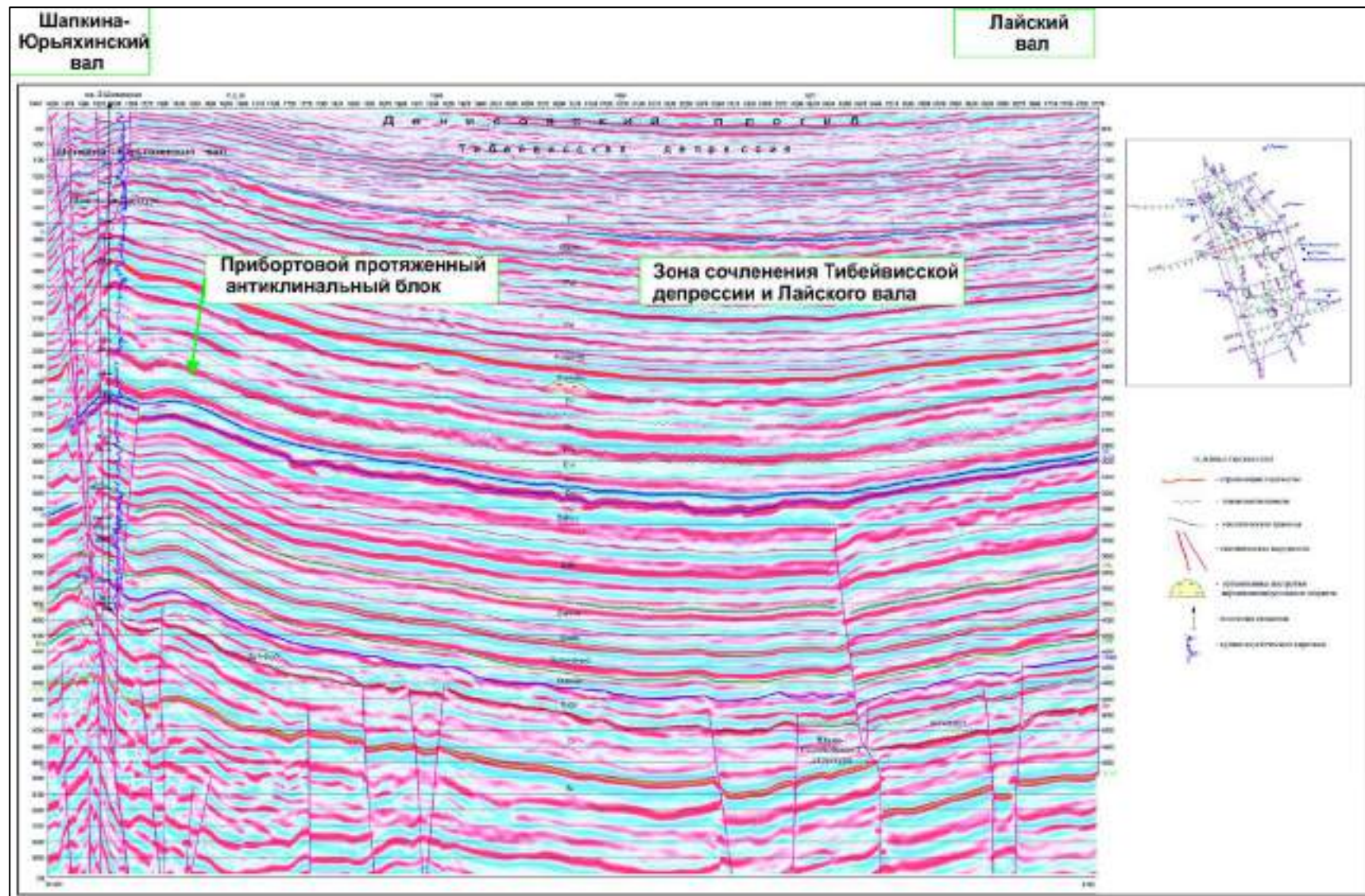
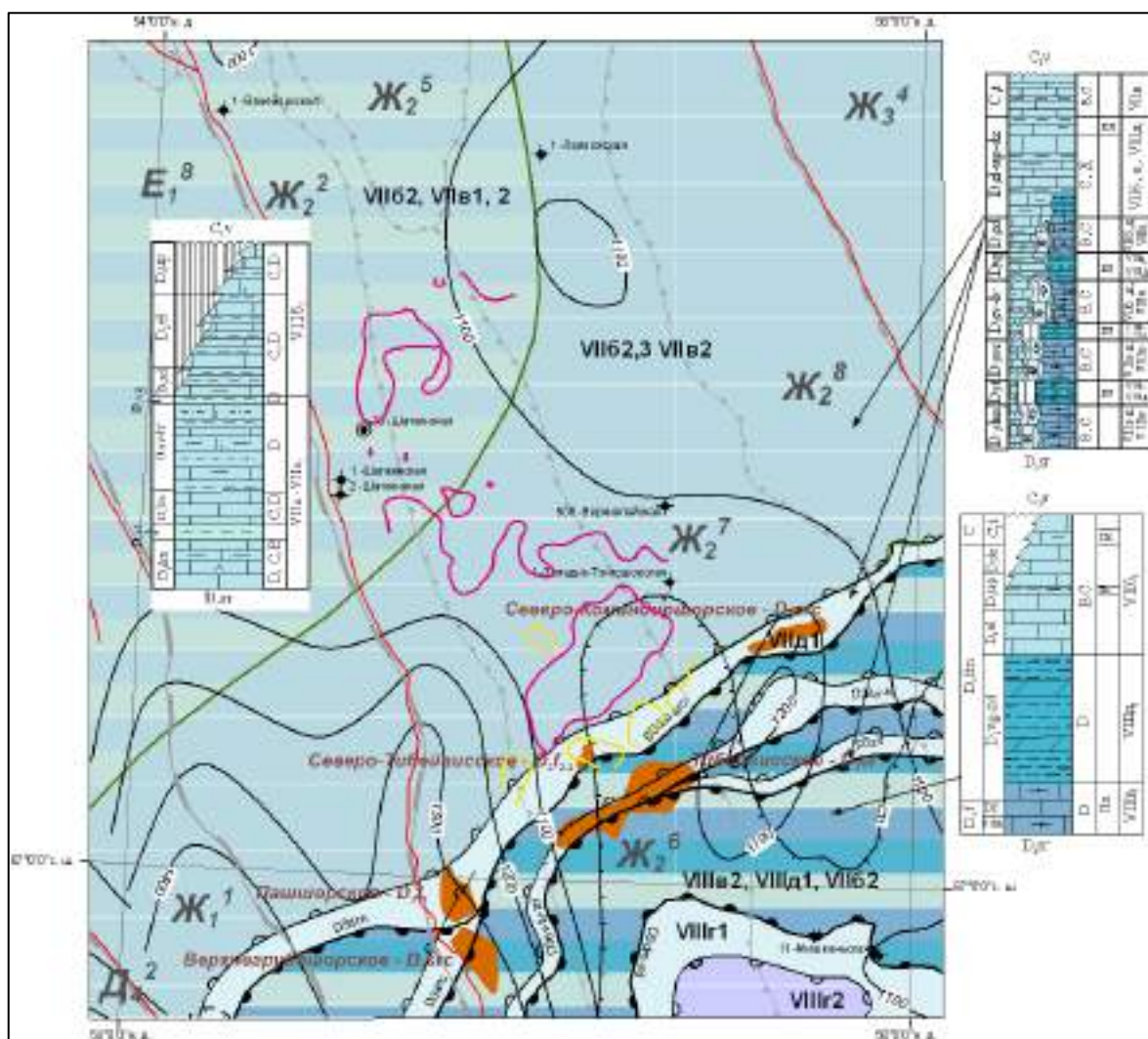


Рисунок 2 - Сейсмогеологический разрез по профилю Р-7-90, характеризующий тектоническое строение территории (по данным Кунько, 2015ф, с дополнениями).



Условные обозначения

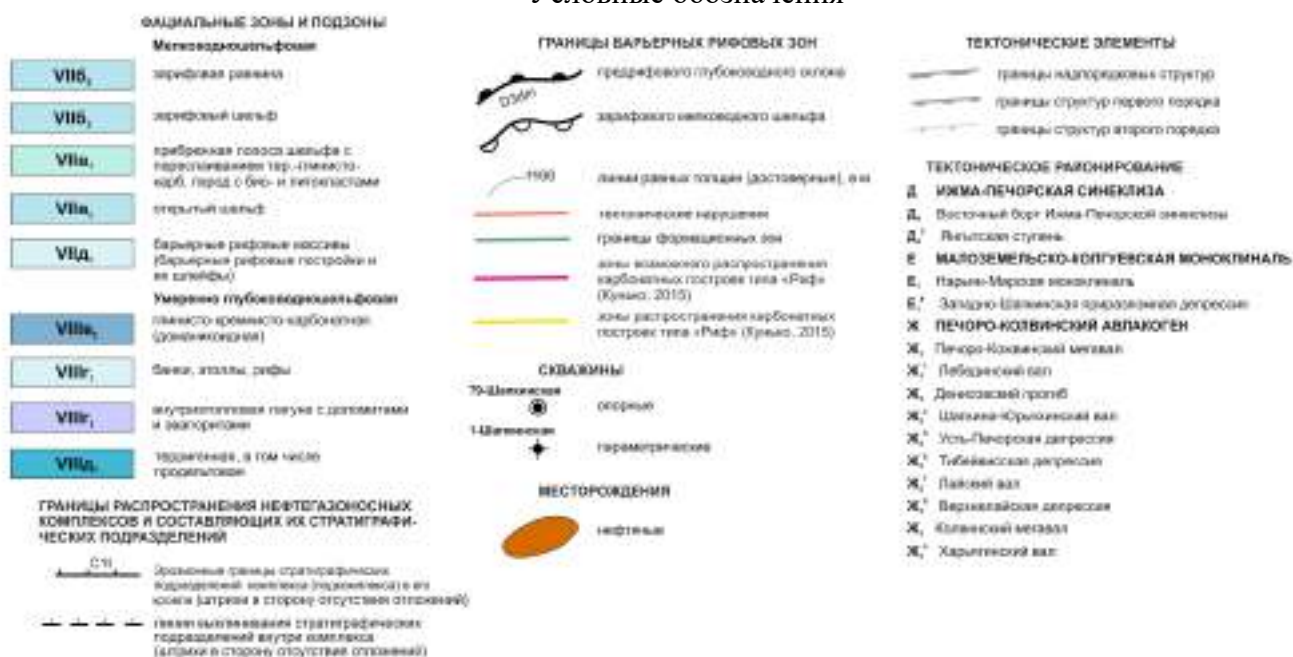


Рисунок 3 - Фрагмент литолого-фациальной карты доманиково-турнейского карбонатного НГК (по данным ТП НИЦ).

На рассматриваемой территории высокоамплитудные структуры отсутствуют, прослеживаются лишь небольшие по амплитуде и площади локальные объекты, некоторые – тектонически экранированные.

Сейсморазведкой закартированы четыре локальных объекта: подготовленная к бурению Южно-Седловыйская-1 структура, а также три структуры, выявленные сейсморазведкой. Извлекаемые ресурсы УВС категорий D₀+Дл локальных объектов составляют около 3 млн. т.

При столь низкой изученности территории сейсморазведкой и невысокой ресурсной базе УВС постановка поисково-оценочного бурения в настоящее время на данной территории нецелесообразна, необходимо доизучение территории полевыми сейсмическими исследованиями 2D.

На первом этапе освоения территории необходимо проведение поисково-детальных сейсмических исследований 2D с целью сгущения сети сейсмопрофилей, выявления и подготовки к глубокому бурению локальных структур в разрезе силура, нижнего и верхнего девона, нижней перми и триаса.

Поскольку сеть сейсмопрофилей достаточно редкая, расстояние между профилями достигает иногда 4-5 км, то, вероятно, на территории пропущен ряд ловушек – преимущественно тектонически экранированных. Количество пропущенных ловушек оценено экспертно – 10 шт. Нелокализованные ресурсы территории оценены методом сравнительных геологических аналогий, извлекаемые ресурсы нефти составляют величину около 25 млн. т, газа – около 25 млрд. м³.

Таким образом, потенциальная ресурсная база нефти и газа данной территории составляет более 50 млн. т.у.т.

Проведение комплекса ГРП на нефть и газ и открытие новых залежей позволит нарастить углеводородный потенциал НАО и севера ТПП в целом.

Библиографический список:

1. Петрова Ю.Э., Прохоров В.Л., Багаева М.А., Умрилов Е.Л., Коршунов А.А., Алексеева И.Б., Яковлева Л.А., Карпова И.В. Оценка состояния сырьевой базы углеводородов Северо-Западного федерального округа и проблемы ее воспроизводства. Геология нефти и газа // №5, 2020 г. с. 7-25.
2. Никонов Н.И., Богацкий В.И., Мартынов А.В., Ларионова З.В. и др. Атлас геологических карт «Тимано-Печорский седиментационный бассейн». Ухта, ООО «Региональный дом печати», 2000.

УДК 550.8.013

Залежи углеводородов на больших глубинах: мировой опыт и перспективы в Тимано-Печорской провинции

Сенин С. В., Сенина О. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В настоящее время благодаря развитию буровых технологий в зарубежных нефтегазоносных бассейнах все чаще происходят открытия залежей углеводородов на больших глубинах. В качестве примеров можно привести бассейны Мексиканского залива и Северного моря, Таримский и Сычуаньский бассейны в Китае. Залежи находятся в условиях сверхвысоких температур и давлений. Несмотря на очевидные технические сложности и весьма высокую стоимость бурения, наличие крупных и высокодебитных залежей делает освоение больших глубин рентабельным. В Тимано-Печорской провинции также имеются районы с суммарной мощностью осадочного чехла до 7,5-12 км (Печоро-Колвинский авлакоген, Предуральский краевой прогиб). Прогнозу наличия залежей углеводородного сырья в указанных районах посвящена данная статья.

Понятие «больших глубин» определяется в большей мере технологическими, нежели геологическими критериями. Большими считают глубины, для достижения которых требуется применение более тяжелых буровых установок, усложнение конструкции скважин и значительное удорожание бурения. Традиционно как в отечественной, так и в мировой практике в качестве верхней границы больших глубин принимается величина 4500 м [2].

Классификация скважин по глубине обусловлена современным уровнем развития буровых технологий и, соответственно, стоимостью достижения тех или иных глубин.

По глубине скважины классифицируются (Е.Алифирова, 2023):

- Глубокие - 4500-6000 м;
- Сверхглубокие – 6000-9000 м;
- Ультра сверхглубокие – свыше 9000 м.

Предлагается данную классификацию распространить на залежи УВС.

Проблема нахождения залежей углеводородов и особенно нефтей на больших глубинах естественным образом разделяется на два основных аспекта: проблема сохранения природных резервуаров и сохранения жидких углеводородов от распада в результате термического крекинга. Данным вопросам посвящена обширная мировая и отечественная литература. Статистически установлено, что при прочих равных условиях наибольшие глубины обнаружения нефтяных и газоконденсатных залежей возрастают по мере омоложения бассейнов [1-4]. Так, в наиболее «холодных» бассейнах со средним геотермическим градиентом $1,8^{\circ}\text{C}/100\text{ м}$ залежи нефти были встречены на максимальных глубинах до 8 км в кайнозойских бассейнах, до 6 км – в мезозойских и до 4,5-5 км – в палеозойских бассейнах [3]. По мере роста тепловой напряженности в разрезе бассейнов данные границы поднимаются на меньшие глубины. Таким образом проявляется совместное действие факторов температуры и геологического времени на состав залежей. Учет обоих факторов реализуется с помощью математических моделей в программных пакетах бассейнового моделирования.

Залежи нефти и газа на больших глубинах в пределах КНР открыты в Таримском, Сычуаньском и Бохайском бассейнах. Одно из крупнейших месторождений – Тахэ, расположенное в Таримском бассейне на северо-западе Китая. Геологические запасы нефти месторождения Тахэ составляют 1,2 млрд.т. Нефтяные залежи связаны с отложениями триаса, карбона и ордовика. Наиболее глубокопогруженные залежи расположены в интервале глубин 6100-6700 м и связаны с карстовыми коллекторами в ордовикских карбонатах. Сохранение нефтяных скоплений на больших глубинах на месторождении Тахэ может быть объяснено тем, что погружение нефтеносных отложений в область больших глубин и температур произошло в результате молодой тектонической активизации в кайнозойское время (рис.1) [6]. В этой связи процессы деструкции нефтей не были реализованы в полной мере.

Газоконденсатное месторождение Элджин в бассейне Северного моря – одно из наиболее высокотемпературных месторождений УВ в мире. Глубина залегания составляет 5300 м, пластовая температура – 190°C , пластовое давление – 1100 бар. Основным природным резервуаром на данном месторождении являются верхнеюрские песчаники, пористость которых превышает 20%. По-видимому, сохранение высоких коллекторских свойств на больших глубинах объясняется наличием АВПД с высоким коэффициентом аномальности. Запасы газа составляют 48 млрд.м³, извлекаемые запасы конденсата – 49,8 млн.т. Содержание конденсата достигает $1,0-1,7\text{ м}^3/10^3\text{ м}^3$. Сохранение жидких углеводородов, залегающих в виде конденсата, при аномально высоких температурах может быть объяснено недавним в геологическом масштабе времени погружением на большие глубины и быстрым ростом температуры в кайнозойское время (рис.2) [5].

Наиболее глубокопогруженное эксплуатируемое месторождение нефти в бассейне Мексиканского залива – Таити. Ловушки расположены в песках нижнего и среднего миоцена на глубинах 7-8,5 км. Продуктивные отложения перекрыты толщей солей мощностью 2,4-4,5 км. Извлекаемые запасы нефти оцениваются величиной 70 млн. т. В случае месторождения Таити и других глубокопогруженных месторождений Мексиканского залива сохранность нефтей на больших глубинах объясняется как молодым возрастом продуктивных отложений, так и наличием перекрывающих соленосных отложений, роль которых как «природного холодильника» общеизвестна.

В Тимано-Печорском бассейне залежи УВ на больших глубинах пока еще очень слабо изучены. Всего в регионе пробурено около 200 глубоких скважин и 2 сверхглубокие.

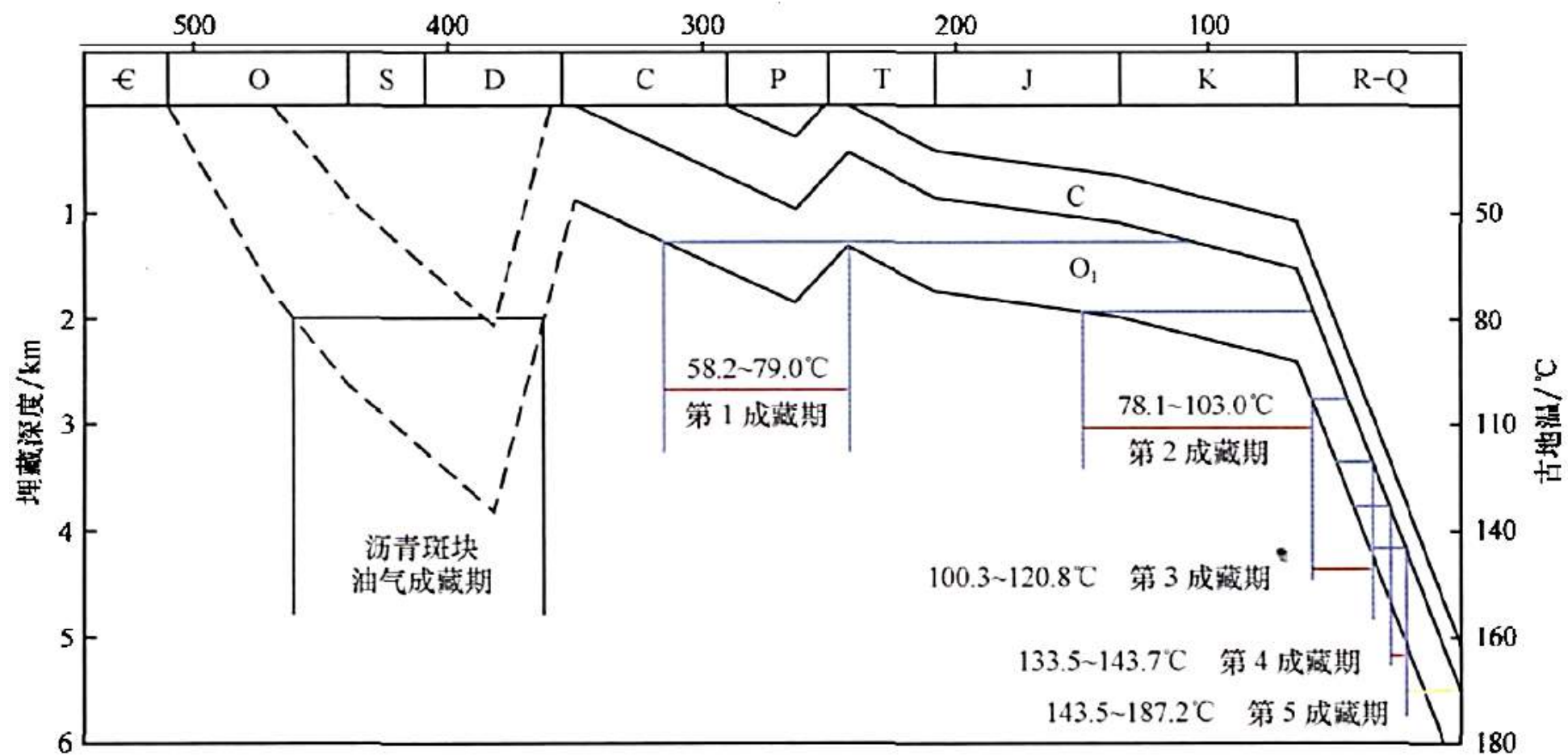


Рисунок 1 - График погружения и прогрева по месторождению Тахэ (Zhai X., Yun L., 2008).

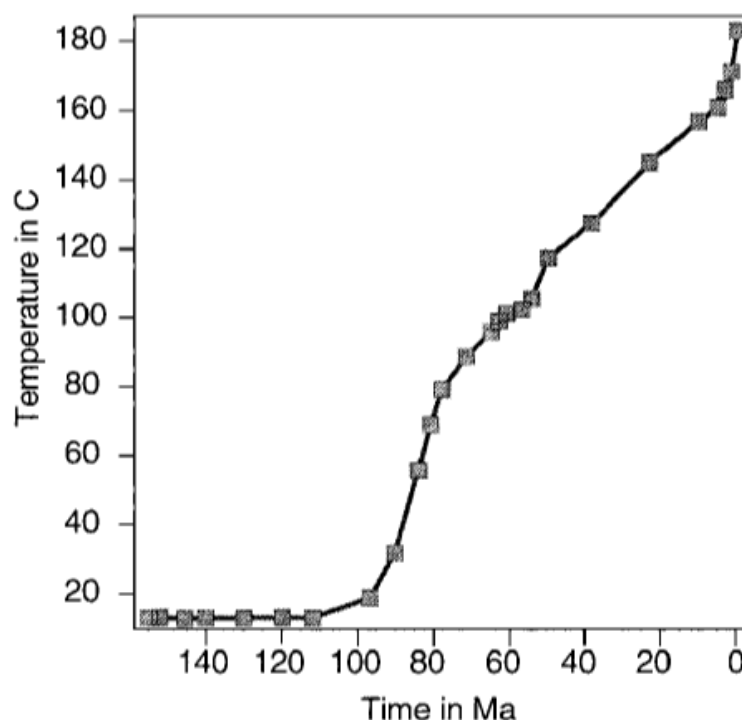


Рисунок 2 - График прогрева по месторождению Элджин (Vanderbroucke et al., 1999).

На настоящий момент в провинции известны следующие залежи и проявления УВ больших глубин:

- Газоконденсатные залежи в отложениях D₃Zl-nm Вуктыльского месторождения, глубина до 5016 м, пористость 2-9%, дебиты газа до 12 тыс.м³/сут, конденсата – до 29,7 м³/сут; конденсаты характеризуются плотностями 758-798 кг/м³ и классифицируются как тяжелые конденсаты;

- Газопроявление из верхнеордовикских отложений Кочмесского месторождения, глубина 5190 м, дебит газа около 1 млн.м³/сут;

- Нефтепроявление из нижнедевонских отложений Нерцетинского месторождения, глубина около 5040 м. Нефти обладают весьма низкими плотностью и вязкостью в атмосферных условиях, почти не содержат серы и прозрачны в проходящем свете. Промышленного дебита получить пока не удалось, что связано по-видимому с низкими коллекторскими свойствами нижнедевонских отложений на большой глубине.

Колвинская параметрическая сверхглубокая скважина (забой 7057 м) была пробурена в центральной части Колвинского мегавала с целью изучения стратиграфического строения и литолого-фациальной характеристики и нефтегазоносности ордовикско-нижнедевонской части разреза [1]. Результатом бурения явилось отсутствие карбонатных коллекторов порового типа на глубинах свыше 5200 м, где развиты только коллекторы со сложным типом пустотного пространства. С глубин 5500-5600 м наблюдается резкое уменьшение пористости до первых единиц %. Установлено широкое развитие богатых и средних нефтегазоматеринских разностей пород в нижнедевонском и верхнесилурийском интервалах разреза. На глубинах 4350-4400 м обнаружено резкое падение концентрации в породах экстрагируемых битумоидов и битумоидного коэффициента, а также остаточного генерационного потенциала пород по данным пиролиза, что проинтерпретировано как нижняя граница главной зоны нефтеобразования. На глубинах свыше 6500 м в породах обнаружены многочисленные следы твердых битумов в породах, которые являются реликтами разрушенных палеозалежей нефти, что свидетельствует о неблагоприятных условиях для сохранения жидких УВ на таких глубинах.

Тимано-Печорская опорная сверхглубокая скважина (забой 6903,5 м) была пробурена в пределах Худоэль-Войской антиклинальной зоны Среднепечорского поперечного поднятия. Скважина позволила изучить разрез до нижнедевонских отложений лохковского яруса

включительно. Коллекторские свойства пород нижнего девона предсказуемо весьма низкие, среднего девона – низкие. Несколько повышенными фильтрационно-емкостными свойствами обладают мелко-среднезернистых песчаников с наименьшей глинистостью. В интервале 4300-4800 м выделены пласты коллекторов с пористостью 4-5%, в интервале 5936-6024 м – пласты-коллекторы порово-трещинного типа с пористостью 7,3-9,2% [1].

Таким образом, результаты бурения на большие глубины в Тимано-Печорской провинции свидетельствуют о наличии перспектив обнаружения залежей УВ. Коллекторские свойства пород на больших глубинах предсказуемо уменьшаются за счет сильного уплотнения, что не исключает возможности обнаружения относительно улучшенных фильтрационно-емкостных свойств отдельных пластов за счет влияния вторичных процессов. Геохимические предпосылки обнаружения залежей УВ по результатам изучения керна в целом благоприятные. Вероятность сохранности залежей нефти по мере роста глубин снижается, о чем свидетельствуют результаты исследования Колвинской сверхглубокой скважины.

Выводы:

1. Перспективы поисков залежей УВС на больших глубинах в Тимано-Печорской провинции могут быть связаны только с крупными объектами, которые обладают благоприятными ФЕС.
2. Для выделения таких объектов необходимо:
 - развигать методы прогнозирования коллекторов на больших глубинах (преимущественно трещинного, трещинно-кавернового типа);
 - анализировать и адаптировать мировой опыт прогнозирования и локализации перспективных объектов больших глубин (в том числе неструктурного типа, нетрадиционных объектов – гранитных батолитов и т.п.);
 - уточнять существующие методы прогноза фазового состава залежей.
3. Ввиду древнего возраста завершения процессов погружения в Тимано-Печоре залежи на больших глубинах будут иметь преимущественно газовый состав.

Библиографический список:

1. Геологическое строение и нефтегазоносность глубокозалегающих отложений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Пермь, КамНИИКИГС, 2000.
2. Симакон С.Н. Пространственное размещение и условия залегания нефти и газа на глубинах более 4500 м в СССР и США / Результаты и предпосылки поисков нефти и газа на больших глубинах: Труды Всесоюзного нефтяного научно-исследовательского геологоразведочного института (ВНИГРИ). Л.: ВНИГРИ, 1978.
3. Хант Дж. Геохимия и геология нефти. М.: Мир, 1982.
4. Якуцени В.П. Интенсивное газонакопление в недрах. Л.: Наука, 1984.
5. M. Vandenbroucke et al. Kinetic modelling of petroleum formation and cracking: implications from the high pressure/high temperature Elgin Field (UK, North Sea) / Organic Geochemistry 30 (1999) 1105 ± 1125.
6. Zhai Xiaoxian, Yun Lu. Geology of giant Tahe oilfield and a review of exploration thinking in the Tarim Basin / OIL & GAS GEOLOGY, 2008. – Т. 29, № 5.

УДК 550.812.1

К вопросу обоснования стратиграфических границ нефтегазоносных комплексов в Тимано-Печорской провинции

Сенин С. В., Куранов А. В., Куранова Т. И.

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр», г. Ухта, Россия

В Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПП) традиционно выделяется 9 нефтегазоносных комплексов (НГК), охватывающих стратиграфический диапазон от нижнего

ордовика до триаса включительно. При этом используется формационный подход, согласно которому каждый нефтегазоносный комплекс выделяется в объеме соответствующей осадочно-породной формации. В последнее время в результате проведения работ по актуализации стратиграфических схем регионов России и приведения их в соответствие с международной стратиграфической шкалой произошли значительные изменения в относительной датировке отдельных стратиграфических подразделений силура, девона, перми. В настоящей статье в дискуссионном порядке предлагаются уточненные наименования нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, присвоенные с учетом актуальных стратиграфических схем.

Согласно одному из распространенных определений, нефтегазоносный комплекс – это мощная толща осадочных пород, развитая в пределах большей части нефтегазоносного бассейна и характеризующаяся относительной гидрогеологической изолированностью и единством условий формирования нефтяных и газовых месторождений [2]. Каждый нефтегазоносный комплекс в общем случае состоит из проницаемой части, вмещающей залежи УВ, и региональной покрывки, изолирующей НГК сверху.

В разрезе Тимано-Печорской провинции традиционно выделяется только две региональные покрывки, приуроченные к отложениям тиманского, саргаевского и кунгурского горизонтов. Остальные покрывки имеют зональный или локальный характер распространения. При этом, региональной закономерностью нефтегазоносности ТПП является отчетливая связь особенностей процессов генерации, аккумуляции и консервации залежей УВ с осадочно-породными формациями. Таким образом, нефтегазоносные комплексы в геологической ситуации ТПП выделяются не только по принципу наличия региональных покрывок, но и по принадлежности к той или иной формации и образуемому структурно-формационному этажу [1].

На основе критерия принадлежности к той или иной осадочной формации или субформации в ТПП традиционно сложилась система выделения НГК, включающая девять комплексов:

- нижнеордовикский терригенный перспективный НГК;
- среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный НГК;
- среднедевонско-нижнефранский терригенный НГК;
- доманиково-турнейский карбонатный НГК;
- нижне-верхневизейский терригенный НГК;
- верхневизейско-нижнепермский карбонатный НГК;
- нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный НГК;
- верхнепермский терригенный НГК;
- триасовый терригенный НГК.

В последние десятилетия произошли значительные изменения в стратиграфическом расчленении осадочного чехла территории Российской Федерации в целом и Тимано-Печорского региона в частности, что обусловлено необходимостью увязки региональных стратиграфических шкал с международной шкалой. Наиболее заметными изменениями является принятие расчленения силурийской системы на 4 отдела, пермской системы – на 3 отдела, отнесение койвенского и нижней части бийского горизонтов к эмскому ярусу нижнего девона.

В этой связи закономерно возник вопрос об уточнении границ нефтегазоносных комплексов ТПП либо их наименований, так как в противном случае возникают неоднозначности при всевозможных региональных построениях (литолого-фациальных, геохимических и т.п.) и нарушается логика прогнозной оценки ресурсного потенциала в ранге провинции.

В целях разрешения данной проблемы авторы настоящего сообщения предлагают сохранить неизменным формационный принцип выделения НГК: отложения, сменившие стратиграфическое наименование, сохраняют принадлежность к осадочной формации. В данном случае необходимо уточнить не границы НГК, а лишь их наименование.

В таблице представлен авторский вариант обновленного наименования нефтегазоносных комплексов ТПП.

НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ КОМПЛЕКСЫ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Название	Стратиграфический состав
1. Нижнеордовикский терригенный перспективный НГК – O ₁ ПНГК	1. Терригенные отложения O ₁
2. Среднеордовикско-нижнедевонский карбонатный нефтегазоносный комплекс – O ₂ -D ₁ НГК, включающий: а. Среднеордовикско-верхнесилурийский карбонатный нефтегазоносный подкомплекс – O ₂ -S ₂ НГПК б. Нижнедевонский карбонатный нефтегазоносный подкомплекс – D ₁ НГПК	2. Карбонатные отложения O ₂ , S ₁₋₂ , D ₁ а. Преимущественно карбонатные отложения O ₂ , S ₁₋₂ б. Карбонатные отложения D ₁ (овинпармский + сочемкыртинский + филиппчукский + тахатинский + вязовский горизонты)
3. Нижнедевонско-франский (койвенско-саргаевский) терригенный нефтегазоносный комплекс – D ₁ -D _{3f} НГК, включающий: а. Нижнедевонско-яранский терригенный нефтегазоносный подкомплекс – D ₁ -D _{3jar} НГПК б. Нижне-среднефранский терригенный нефтегазоносный подкомплекс – D _{3f1-2} НГПК	3. Преимущественно терригенные отложения D ₁ , D ₂ , D _{3f1} , D _{3f2} а. Преимущественно терригенные отложения D ₁ (койвенский горизонт + нижняя часть бийского горизонта), D ₂ , D _{3f1} (яранский горизонт), б. Преимущественно терригенные отложения D _{3f1} (джьерский + тиманский горизонты), D _{3f2} (саргаевский горизонт)
4. Доманиково-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс – D _{3dm} -C _{1t} НГК	4. Карбонатные отложения D _{3f2} (доманиковый горизонт), D _{3f3} , D _{3fm1-3} , C _{1t}
5. Нижне-верхневизейский терригенный нефтегазоносный комплекс – C _{1v1-2} НГК	5. Терригенные отложения C _{1v1-2} (радаевский + бобриковский горизонты + нижняя, терригенная часть тульского горизонта)
6. Верхневизейско-нижнепермский карбонатный нефтегазоносный комплекс – C _{1v2} -P ₁ НГК, включающий: а. Верхневизейско-верхнекаменноугольный карбонатный нефтегазоносный подкомплекс – C _{1v2} -C ₃ НГПК б. Нижнепермский карбонатный нефтегазоносный подкомплекс – P ₁ карб НГПК	6. Преимущественно карбонатные отложения C _{1v2} , C _{1s} , C ₂ , C ₃ , P ₁ а. Преимущественно карбонатные отложения C _{1v2} (верхняя, карбонатная часть тульского горизонта + алексинский + михайловский + веневский горизонты), C _{1s} , C ₂ , C ₃ б. Карбонатные отложения P ₁ (ассельский + сакмарский + нижняя, карбонатная часть артинского яруса)
7. Нижнепермский (артинско-кунгурский) терригенный нефтегазоносный комплекс – P _{1ar+k} НГК	7. Преимущественно терригенные отложения верхней части артинского яруса и кунгурского яруса
8. Нижне-верхнепермский (уфимско-верхнепермский) терригенный нефтегазоносный комплекс – P _{1u} -P ₃ НГК	8. Терригенные отложения P _{1u} , P _{2kz+ur} , P _{3t}
9. Триасовый терригенный нефтегазоносный комплекс – Т НГК	9. Терригенные отложения Т

ООО «Тимано-Печорский Научно-исследовательский Центр». 2024 г.

Библиографический список:

1. Данилевский С.А., Складорова З.П., Трифачев Ю.М. Геофлюидальные системы Тимано-Печорской провинции. Ухта, 2003.
2. Словарь по геологии нефти и газа. Л.: Недра, 1988.



СЕКЦИЯ 2. РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

УДК 622.276

Исследование индукционного периода образования газовых гидратов в присутствии парафинов при добыче нефти

Воронцов А. А., Коробов Г. Ю., Буслаев Г. В.

*Санкт-Петербургского горного университета императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Существуют техногенные и природные газовые гидраты. Техногенные гидраты могут образовываться в системах добычи природного газа и нефти с высоким газовым фактором, таких как призабойные зоны, стволы скважин, промысловые трубопроводы и т.д [1]. Процессы образования техногенных гидратов природного газа оказывают существенное влияние на эксплуатацию производственных объектов в нефтегазовой отрасли, усложняя технологические процессы, увеличивая энергозатраты и уменьшая межремонтный период работы оборудования, увеличивая риски при разработке новых нефтегазовых арктических проектов.

Накопления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхностях промышленного оборудования и трубопроводов серьезно затрудняют процессы добычи, транспортировки и переработки нефти [2].

Сложные климатические условия Крайнего Севера, где чаще всего открываются новые месторождения углеводородов, усложняют ситуацию с переохлаждением наземного оборудования и проходящего через него флюида. Дополнительно охлаждают поток многолетнемерзлые породы (ММП), что в комплексе с суровым климатом ухудшает ситуацию с образованием газовых гидратов и асфальтосмолопарафиновых отложений при добыче нефти и газа.

Отложение газовых гидратов и АСПО в значительной степени снижает производительность добывающей скважины, снижая рентабельность добычи углеводородов. Агломерация газовых гидратов и АСПО в единое образование еще больше затрудняет эксплуатацию добывающей скважины.

В работе [3] представлена обновленная схема образования гидратных зародышей в присутствии АСПО и поверхностно-активных веществ (ПАВ), роль которых могут играть асфальтены. В ходе исследований были получены следующие результаты:

1. Зародышеобразование гидратных молекул замедляется в присутствии АСПО или ПАВ.
2. Молекулы АСПО затрудняют массоперенос между молекулами гидрата.
3. Объем отложений гидрата увеличивается в присутствии АСПО без ПАВ. Это связано с внедрением в структуру агломератов гидрата молекул АСПО, что также усложняет дальнейший процесс разрушения таких соединений.

В ходе лабораторных исследований процесса гидратообразования в присутствии парафина было установлено, что, при низких давлениях системы и низких температурах гидратообразования время образования кристаллов гидратов значительно увеличивается. При достижении критической точки и установлении равновесия системы, происходит бурная реакция, при которой весь объем реактора заполняется кристаллогидратами. Был сделан вывод, что частички парафина оказывают эффект на кинетику процесса образования кристаллов газового гидрата. Из-за сильного переохлаждения при низком давлении гидратообразования, частички парафина выпадают первыми в объеме жидкости. Так данные частички нарушают массо- и теплоперенос при нуклеации газовых гидратов, тем самым отсрочивая момент образования первых агломератов газового гидрата. Происходит накопительный процесс по отношению к потенциальной энергии агломерации кристаллогидратов. Отсрочивая процесс образования кристаллов гидрата, парафин способствует резкому образованию большого агломератов, когда его свойств как кинетического ингибитора гидратообразования становится недостаточно [4].

Основными факторами, которые стимулируют образованию кристаллогидратов в реакторе, являются переохлаждение системы и перенасыщение системы свободным газом. Первый фактор, переохлаждение, отражает именно термобарические особенности процесса нуклеации газового гидрата. Кинетика же образования зародышей и агломератов гидрата в большей степени зависит от перенасыщения. То есть, для ускорения образования отложений газового гидрата в реакторе достаточно увеличить степень перенасыщения газом системы, увеличив обороты перемешивания. Однако в случае данного эксперимента, степень переохлаждения и перенасыщения системы должны оставаться на одном уровне.

Соответственно, для изучения влияния парафина на скорость нуклеации и кинетические особенности газовых гидратов была разработана следующая методика. В первую очередь, процесс зарождения и образования кристаллогидратов достаточно стохастический процесс, что вносит дополнительные сложности в изучение данного процесса. Различные временные отрезки образования агломератов гидрата вынуждает при нахождении равновесной точки находить именно условия диссоциации. Диссоциация у гидрата происходит всегда с одной скоростью, достигая равновесных условий в один и тот же момент. Однако для изучения именно скорости образования кристаллов гидрата данный метод не подходит. Таким образом, представленная далее методика позволит оценить влияние различного количества парафина в системе на скорость образования кристаллов газового гидрата.

Далее представлена методика проведения лабораторного эксперимента.

1. Приготовление раствора парафина в керосине.

В качестве имитации углеводорода используется авиационный керосин ТС-1 (ГОСТ 10227-86) с растворенным в нем парафином П-2 (ГОСТ 23683-89).

1.1. Отбирается необходимое количество керосина, первоначально для получения раздела фаз в объективе камеры используется 125 мл раствора керосина с парафином и 200 мл воды. Измеряется масса 125 мл керосина с учетом массы тары. Соответственно, 125 мл = 96,71 г керосина марки ТС-1. После отбора необходимого объема закрываем тару во избежание испарения керосина.

1.2. Отбираем необходимое количество парафина. Масса зависит от массово содержания парафина в керосине. В данной работе будут рассматриваться следующие массовые содержания парафина: 2-10 % масс. Через пропорцию взвешиваем необходимое количество парафина.

1.3. Добавляем парафин в заранее приготовленный керосин, взбалтываем. Обязательно закрываем крышку. В качестве тары используется специализированные банки для реактивов с навинчивающейся крышкой. Они сохраняют герметичность при нагреве.

1.4. Для ускорения процесса растворения парафина в керосине, тару устанавливают в предварительно нагретую печь. Температура внутри печи может достигать 50-60 °С. Благодаря нагреву, парафин растворяется в керосине за 30 мин.

2. Подготовка автоклава к эксперименту.

2.1. Очистка внутренней полости станда от предыдущих экспериментов с помощью растворителя и спирта.

2.2. Автоклав заполняется 125 мл раствором керосина и 200 мл воды. Данные пропорции позволяют видеть раздел фаз на одной камере, контакт газа с жидкостью на второй камере.

2.3. Создается необходимое давление эксперимента. Первоначально эксперимент проводился при давлении 40 бар.

2.4. Для создания необходимой эмульсии, раствор размешивается при комнатной температуре с частотой 800 об/мин. Продолжительность размешивания составляет 30 мин. После этого установка готова к проведению эксперимента.

3.1. Для поддержания эмульсии и сохранения постоянной степени перенасыщения системы частота оборотов установки принимается равной 200 об/мин. Частота сохраняется постоянной на всем протяжении эксперимента.

3.2. Найденные ранее равновесные точки гидратообразования используются для определения интервалов охлаждения системы. В реакторе устанавливается необходимое давление системы. Затем, жидкости и газ внутри реактора охлаждаются с комнатной температуры 22°C до температуры, выше температуры гидратообразования на 1°C за 1,5 часов.

3.3. Далее происходит охлаждение системы до температуры ниже температуры гидратообразования на 2-3°C, в зависимости от требуемых условий. То есть переохлаждение системы в данном случае достигает 2-3°C. Охлаждение происходит за 30 мин, далее система готова к выдержке.

3.4 Система выдерживается при таких условиях 10 часов (данное время может изменяться с получением опытных данных), при которых фиксируется давление, температура, крутящий момент установки.

3.5. При процессе нуклеации давление и температура в системе будет сохраняться. После достижения равновесных условий, начнется процесс гидратообразования. Он сопровождается снижением давления, так как газ уходит в молекулы гидрата, Резким скачком температуры, так как процесс образования кристаллов гидрата экзотермический. После завершения процесс агломерации гидратов в системе давление установится на новом уровне и снова станет постоянным, установятся новые равновесные условия в системе.

3.6. Полученное время нуклеации и образования кристаллов гидрата фиксируется. Далее установка опять нагревается до комнатной температуры. Эксперимент начинается заново. Это необходимо для минимизации стохастических процессов при образовании газовых гидратов. В начальной стадии планируется провести 10 экспериментов при одном массовом содержании парафина, что позволит оценить среднее время образования кристаллогидратов.

В ходе экспериментов было получено, что парафин не оказывает влияние на термобарические условия образования кристаллогидратов.

Были получены закономерности времени образования кристаллов гидратов при наличии в системе кристаллов парафинов. Оценка влияния парафина на время нуклеации проводилось для 2% и 5% раствора парафина в керосине. Было проведено 10 экспериментов для каждого содержания парафина

В ходе 10 экспериментов было установлено несколько закономерностей:

1. Процесс нуклеации и образования кристаллогидратов стохастический, время варьируется от 30 мин до нескольких часов.

2. Модельная смесь обладает эффектом памяти [5], в результате которого ближайшие эксперименты имеют практически равные промежутки нуклеации. При этом водородные связи молекул воды вокруг гостевой молекулы газа после разрушения гидрата сохраняются и при повторном охлаждении они быстрее образуют ядра кристаллизации, уменьшая период индуктивности.

3. Уменьшение степени переохлаждения значительно увеличивает период нуклеации газогидратов, так например, при снижении температуры переохлаждения с 3 °C до 2 °C привело к увеличению времени нуклеации в среднем в 4-5 раз.

4. Увеличение содержания парафина в смеси также значительно увеличивает время нуклеации газовых гидратов. При проведении серии испытаний для содержания парафина 5% было установлено, что среднее время нуклеации увеличилось в 9 раз. Так при 2% парафина среднее время нуклеации составляет 94 минуты, а для содержания парафина 5% - 826 минут. Данное увеличение свидетельствует, что увеличение содержания парафина в смеси снижает массо- и теплоперенос между молекулами гидрата, тем самым препятствуя образованию крупных агломератов газового гидрата. Данный эффект позволяет учитывать ингибирующие свойства парафина на процесс образования гидратных отложений при добыче нефти.

Для качественной оценки влияния парафина перед экспериментом была сформулирована нулевая статистическая гипотеза: «Время нуклеации гидрата для смеси с 2 % парафина равно времени нуклеации гидрата для смеси с 5 % парафина» и р-значение 0,05. Также перед началом исследования было выбрано количество экспериментов: по 10 тестов для 2% и 5% парафина в керосине. Статистическая гипотеза была проверена при помощи библиотеки Scipy высокоуровневого языка программирования Python.

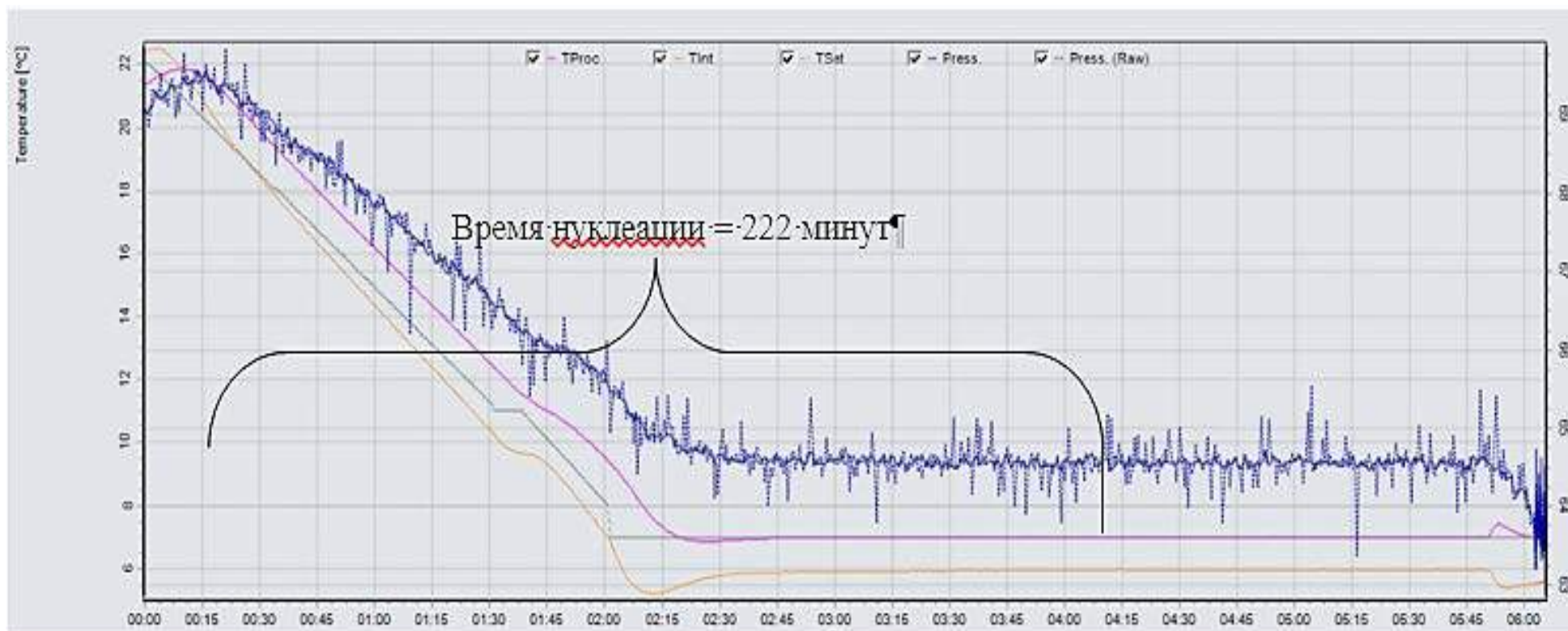


Рисунок 1 - Гидрат образовался через несколько часов после начала эксперимента [составлено авторами].

В результате проверки нулевой гипотезы о равенстве средних генеральных совокупностей индукционных периодов для модельных смесей с 2% и 5% парафина в керосине она может быть отвергнута, так как статистическая значимость (p-value) составила 0,035, при выбранном в начале исследования значении 0,05. Из этого следует, что время нуклеации гидрата для смеси с 2 % парафина отличается от времени нуклеации гидрата для смеси с 5 % парафина. Можно сделать вывод о том, что парафин растворенный в керосине является природным кинетическим ингибитором гидратообразования.

Библиографический список:

1. Semenov A.P. et al. Synergistic effect of salts and methanol in thermodynamic inhibition of sII gas hydrates // J. Chem. Thermodyn. Elsevier Ltd, 2019. Vol. 137. P. 119–130.
2. Ilyushin P.Y., Vyatkin K.A., Kozlov A. V. Development of a Method for Estimating Thermal Conductivity of Organic Deposits on the Wax Flow Loop Laboratory Installation // Int. J. Eng. 2022. Vol. 35, № 6. P. 1178–1185.
3. Wang W. et al. Effect of wax on hydrate formation in water-in-oil emulsions // J. Dispers. Sci. Technol. Taylor & Francis, 2020. Vol. 41, № 12. P. 1821–1830.
4. Tong S. et al. Promotion and inhibition effects of wax on methane hydrate formation and dissociation in water-in-oil emulsions // Fuel. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 337, № October 2022. P. 127211.
5. Gao Q. et al. Influence of the memory effect during CO₂/CH₄ mixed gas hydrate reformation process // Fuel. Elsevier Ltd, 2023. Vol. 353, № July. P. 129249.

УДК 622.2 33.361

Научное сопровождение работы комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке углеводородов дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми

Труфанов С. В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

В настоящее время основными компаниями, осуществляющими производственную деятельность по добыче, подготовке, транспорту и переработке углеводородов в Республике Коми, являются предприятия ПАО «Газпром» (ООО «Газпром добыча Краснодар» - Вуктыльское газопромысловое управление (ГПУ) и Северное ЛПУ МТ, ООО «Газпром трансгаз Ухта» - Ухтинское ЛПУ МГ, ООО «Газпром переработка» - Сосногорский ГПЗ), а также предприятия ПАО «Лукойл-Коми» (ТПП «Лукойл – Ухтанефтегаз», ООО «Лукойл – Ухта-нефтепереработка» - Ухтинский НПЗ) и дочернее предприятие ПАО «Транснефть» - АО «Транснефть - Север» (рисунок 1).

Комплекс по добыче, промысловой подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми включает в себя добывающие и транспортные активы ООО «Газпром добыча Краснодар» (Вуктыльское ГПУ, Северное ЛПУ МТ) и перерабатывающий комплекс ООО «Газпром переработка» (Сосногорский ГПЗ) [1].

К актуальным проблемам комплекса по добыче, промысловой подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми следует отнести:

а) Физический и моральный износ технологического оборудования, что приводит к низкой энергетической эффективности технологических процессов; узкому ассортименту выпускаемой продукции; потребности в использовании газлифтного способа эксплуатации скважин на промыслах всех разрабатываемых месторождений; несоответствию продукции промыслов требованиям качества нормативных документов ПАО «Газпром»; сокращению межремонтных периодов оборудования.

б) Недозагрузка существующих мощностей и производств, что приводит к неоптимальному режиму работы технологического оборудования; низкой технологической эффективности процессов транспортировки и переработки; низкому качеству выпускаемой продукции; отсутствию возможностей выпуска новой номенклатуры высоколиквидной продукции; необходимости проведения дорогостоящей реконструкции и нового строительства.

в) Ухудшение целевых качеств газоконденсатной смеси и сырьевого газа, что приводит к увеличению эксплуатационных затрат на транспортировку и переработку нестабильных жидких углеводородов; отложениям парафина в технологическом оборудовании и трубопроводах; снижению эффективности работы оборудования; сокращению объемов выпускаемой продукции – сжиженных углеводородных газов.



Рисунок 1 –Добывающий, транспортный и перерабатывающий комплекс дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми

С целью предиктивного анализа возможных решений актуальных проблем комплекса по добыче, промысловой подготовке, транспорту и переработке углеводородного сырья предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми специалистами филиала ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта на регулярной основе разрабатываются тематические научно-исследовательские работы.

Основными направлениями научного сопровождения комплекса по добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми являются:

- интегрированная модель системы «пласт-скважина-газосборная сеть-установка подготовки-трубопровод-газоперерабатывающий завод»;
- методика раздельного учета углеводородов (нефть, газовый конденсат) в продукции промыслов;
- повышение конденсатоотдачи Вуктыльского месторождения с применением неуглеводородных газов;
- концепция комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района.

Интегрированная модель системы «пласт-скважина-газосборная сеть-установка подготовки-трубопровод-газоперерабатывающий завод» позволяет осуществлять учет взаимовлияния сетей сбора и наземного обустройства промыслов на углеводородотдачу пласта и работу скважин; учитывать влияние реконструкции или нового строительства на показатели разработки месторождения; выполнять анализ проблемных мест системы добычи, сбора, подготовки и транспортировки на всех этапах разработки; осуществлять прогноз физико-химических свойств и компонентного состава углеводородного сырья, поступающего на переработку.

Методика раздельного учета углеводородов (нефть, газовый конденсат) в продукции промыслов необходима для корректного формирования, учета и отражения объемов добычи каждого вида полезного ископаемого для ведения Госбаланса; для раздельного учета углеводородов в добываемой смеси Вуктыльской группы месторождений с целью корректного налогообложения недропользователя; для комплексного и методического обследования углеводородных потоков промысла с целью мониторинга компонентного состава и физико-химических свойств сырья, поступающего на переработку на Сосногорский газоперерабатывающий завод.

Повышение конденсатоотдачи пласта Вуктыльского месторождения с применением неуглеводородных газов подразумевает возможность увеличения добычи жидких углеводородов из пласта за счет закачки неуглеводородных газов и их смесей с природным газом; сокращение объемов закупки «сухого» газа для закачки в пласт за счет замещения объемами более дешевых неуглеводородных газов; продление срока эксплуатации Вуктыльского месторождения; отработку технологии и техники воздействия на истощенный газоконденсатный пласт [2, 3].

Создание цифровой интегрированной модели системы добычи, сбора, подготовки, транспортировки и переработки углеводородного сырья ПАО "Газпром" в Республике Коми преследует следующие цели:

- долгосрочное планирование инвестиций и развития добывающих, транспортных и перерабатывающих мощностей дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми;
- повышение эффективности проектных решений по эксплуатации существующих и перспективных объектов ООО «Газпром добыча Краснодар» в Республике Коми;
- разработка наиболее оптимальных сценарных вариантов развития комплекса по добыче, транспорту и переработке углеводородов.

По результатам анализа разработки месторождений, работы наземных установок подготовки, транспортных и перерабатывающих мощностей будет создана единая интегрированная модель системы «пласт – скважина – сборная сеть – установка подготовки – трубопроводная система – головные сооружения – установки переработки» для выполнения прогноза развития всего комплекса с учетом разрабатываемых месторождений и существующих производств, сроков ввода перспективных активов, а также выработки основных технологических решений по реконструкции транспортных, добычных и перерабатывающих производств [4, 5].

Результаты работы будут использованы ПАО "Газпром" при планировании развития единого комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке УВС дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми.

Механизмом проявления эффекта от использования результата является повышение обоснованности принятия управленческих решений при выборе вариантов развития системы добычи, сбора, подготовки, транспортировки и переработки углеводородного сырья предприятий ПАО "Газпром" в Республике Коми.

Разработка методического обоснования процессов обследования, анализа и отдельного учета углеводородной продукции месторождений Вуктыльского геолого-экономического района необходима для следующих целей:

- разработка методики обследования и анализа углеводородных потоков и параметров работы промысловых установок и Головных Сооружений Вуктыльской группы месторождений;
- мониторинг физико-химических свойств и компонентного состава углеводородных потоков, параметров и режимов работы наземных сооружений подготовки;
- обоснование и разработки методики отдельного учёта каждого из видов добываемого полезного ископаемого в углеводородном сырье, поставляемом на переработку.

В ходе работы будет разработана методика обследования промысловых установок подготовки углеводородов месторождений Вуктыльской группы для анализа динамики физико-химических свойств продукции (газа и нефтегазоконденсатной смеси), поставляемой для переработки на Сосногорский ГПЗ.

На основе проведения специальных исследований и анализа параметров работы существующей системы сбора, подготовки и транспортировки углеводородов будет создана методика отдельного учета продукции промыслов Вуктыльской группы месторождений и проведена ее адаптация с помощью современного программного обеспечения.

Результаты работы будут использованы ПАО "Газпром" и ООО «Газпром добыча Краснодар» при учете поставки газа сепарации и нефтегазоконденсатной смеси для переработки на Сосногорском ГПЗ (ООО «Газпром переработка»).

Эффект обусловлен увеличением корректности формирования, учёта и отражения объемов добычи каждого вида полезного ископаемого в углеводородном сырье Вуктыльской группы месторождений, поставляемого на переработку на Сосногорский ГПЗ.

Повышение эффективности технологии извлечения ретроградного конденсата с применением неуглеводородных газов на Вуктыльском нефтегазоконденсатном месторождении разрабатывается для следующих целей:

- повышение эффективности доизвлечения ретроградного конденсата Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения с применением неуглеводородных газов (азот, диоксид углерода) и их смесей с углеводородным газом;
- продление срока эксплуатации Вуктыльского нефтегазоконденсатного месторождения;
- разработка техники и технологии воздействия на истощенный нефтегазоконденсатный пласт с помощью неуглеводородных газов;
- замещение части закачиваемого в пласт месторождения «сухого» природного газа более дешевым неуглеводородным газом.

На базе результатов физических экспериментов и адаптированных к ним гидродинамических моделей, а также анализа результатов закачки неуглеводородных газов на других месторождениях (Астраханского, Оренбургского и других) впервые для Вуктыльского НГКМ будет выполнен прогноз технологических показателей и технико-экономические исследования эффективности доразработки глубоко истощенной нефтегазовой залежи с большим конденсатосодержанием с применением технологии закачки неуглеводородных газов (азот, диоксид углерода) и их смесей с природным газом в пласт.

Результаты работы будут использованы ПАО «Газпром» и ООО «Газпром добыча Краснодар» при планировании мероприятий по доизвлечению выпавших в пласте жидких углеводородов из нефтегазоконденсатных месторождений, находящихся на поздней стадии разработки.

Эффект обусловлен повышением обоснованности принятия решений по применению технологии повышения эффективности доизвлечения ретроградного конденсата Вуктыльского НГКМ с использованием неуглеводородных газов на основании результатов лабораторных и технико-экономических исследований.

Составление Дополнения к Концепции комплексного развития Вуктыльского геолого-экономического района (ГЭР) преследует следующие цели:

- оценка текущего состояния сырьевой базы, разработка сценариев её развития и обоснование прогнозных объемов добычи углеводородного сырья с учётом существующей инфраструктуры добычи, подготовки, транспорта и переработки ПАО «Газпром» в Республике Коми;
- создание основы для проектирования реконструкции и нового строительства наземных сооружений с учетом сценарного развития комплекса добычи, подготовки, транспорта и переработки ПАО «Газпром» в Республике Коми;
- разработка вариантов «дорожной карты» социально-экономического развития Вуктыльского геолого-экономического района.

Новизна работы заключается в актуализации технико-экономических оценок перспектив совместного развития добывающего, транспортного и перерабатывающего комплекса ООО «Газпром добыча Краснодар» и ООО «Газпром переработка» в Республике Коми с учетом показателей разработки действующих и перспективных добычных объектов, наличия существующей наземной инфраструктуры, необходимости сооружения или ликвидации отдельных производственных объектов.

Результаты работы будут использованы ПАО «Газпром», ООО «Газпром добыча Краснодар» и ООО «Газпром переработка» для организации процесса добычи, подготовки и переработки углеводородного сырья и принятия эффективных технологических, организационных и управленческих решений при разработке действующих и перспективных месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар» в Республике Коми; разработки программ геолого-разведочных работ и лицензирования ООО «Газпром добыча Краснодар»; прогноза состава и свойств углеводородного сырья для переработки; планирования реконструкции, технического перевооружения и нового строительства производственных объектов дочерних предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми.

Таким образом, основными целями и задачами научного сопровождения комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми являются: разработка оптимальных технологических вариантов и оценка технико-экономической эффективности сценариев развития Вуктыльского ГЭР; разработка новых технологий увеличения конечной углеводородоотдачи истощенных нефтегазоконденсатных месторождений (на примере Вуктыльского месторождения); дозагрузка основных производственных мощностей, повышение эффективности эксплуатации оборудования, снижение эксплуатационных затрат; составление и визуализация «дорожной карты» реконструкции существующих и строительства новых наземных сооружений.

В ходе реализации научного сопровождения комплекса по добыче, подготовке, транспортировке и переработке предприятий ПАО «Газпром» в Республике Коми будут осуществлены следующие мероприятия:

- продление срока эксплуатации существующих добывающего и газоперерабатывающего комплексов;
- увеличение технико-экономической эффективности процессов добычи, подготовки, транспорта и переработки;
- обеспечение социально-экономического и промышленного развития Республики Коми;
- разработка новых наукоемких технологий по эксплуатации нефтегазоконденсатных месторождений на поздней стадии.

Библиографический список:

1. Голованов А. Е., Разманова С. В., Труфанов С. В., Шульц Е. В. Развитие газохимического производства на Сосногорском ГПЗ с учетом перспектив сырьевой базы. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. – С. 27.

2. Жданов К.Ю., Труфанов С.В. Возможности повышения конденсатотдачи для месторождения на поздней стадии разработки путем закачки в пласт многокомпонентной газовой смеси. – Ухта: Материалы XVII Международной молодежной научной конференции «Севергеоэкотех-2016», 2016. – С 198-201.
3. Жданов К.Ю., Труфанов С.В. Повышение конечной конденсатотдачи пласта месторождений на поздней стадии разработки при закачке неуглеводородных газов. – М.: «Вестник газовой науки», 2020. – С 29-32.
4. Есаулов П.С., Труфанов С.В. Учет взаимодействия системы «пласт – скважина» при проектировании разработки юрских газоконденсатных залежей Тазовского НГКМ. – М.: ООО «Газпром ВНИИГАЗ», 2016. – С. 20.
5. Мещеряков М.С., Труфанов С.В. Создание интегрированной модели месторождения с учетом наземной инфраструктуры. – Ухта: Материалы Международной научной конференции «Расохинские чтения-2022», 2023. – С 181-187.

УДК 331.087

Расчет оптимального количества трещин МГРП в инженерном симуляторе

Любович М. Е.

Югорский Государственный Университет, г.Ханты-Мансийск, Россия

В настоящее время большинство месторождений Западной Сибири находятся в завершающей стадии разработки, что приводит к уменьшению добычи нефти и увеличению обводненности. Для повышения добычи нефти привлекаются новые, экономически неэффективные месторождения с низкой проницаемостью и неоднородностью. Поэтому возникает необходимость использования различных технологий для увеличения добычи на уже разрабатываемых месторождениях, одним из которых является гидравлический разрыв пласта (ГРП).[1]

Перед проведением метода гидроразрыва пласта необходимо определить уникальный дизайн, который учитывал бы различные геологические условия и способствовал бы максимальной добыче нефти. Знание ключевых параметров, влияющих на добычу, может быть полезно для дальнейшей разработки. В настоящее время оценка запасов месторождения проводится с использованием геологической модели, а выбор системы разработки осуществляется с помощью гидродинамической моделирования.[2]

Данная статья представляет подход к определению оптимального числа трещин для многостадийного гидроразрыва пласта на месторождении Западной Сибири с низкими проницаемыми характеристиками. Это достигается через многократные расчеты на гидродинамической модели, используя программное обеспечение "Навигатор" (ООО "РФД").

Основная часть

Для решения задачи по построению МГРП на месторождении «N» построена сетка (Рисунок 2).

Кубы пористости, проницаемости, песчанистости, водонасыщенности построены с использованием информации из таблицы ГФХ (Таблица).

Таблица 1 - Геолого-физическая характеристика пласта АС9 месторождения «N».

Параметр	Единицы измерения	Значение
Проницаемость	мкм ² *10 ⁻³	18,9
Песчанистость	доли ед.	0,48
Водонасыщенность	доли ед.	0,45
Пористость	доли ед.	0,2

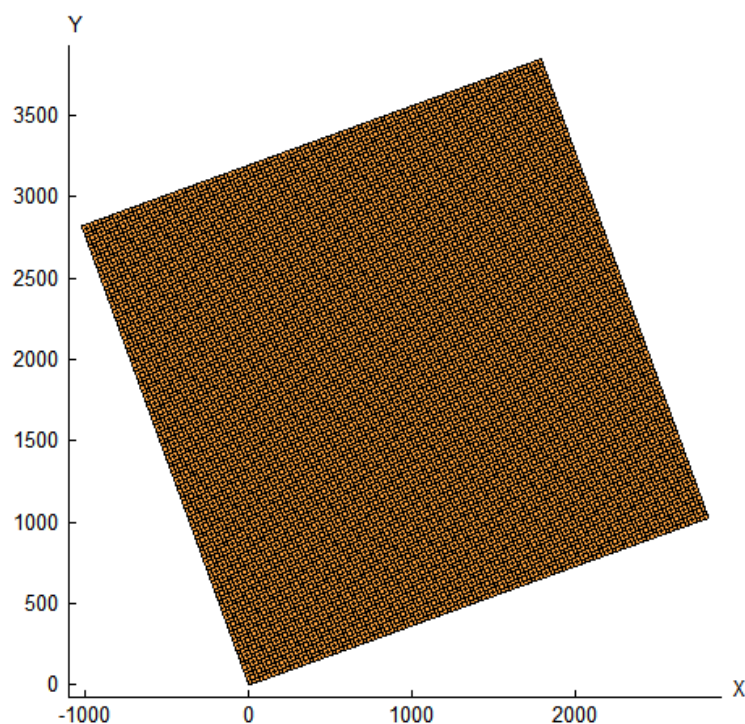


Рисунок 2 – Сетка.

Свойства пластовых флюидов месторождения "N" были изучены путем анализа данных о составе и физико-химических свойствах глубинных и поверхностных проб нефти. В результате были получены усредненные компонентные составы и свойства, насыщающих продуктивные пласты АС9. Лабораторные исследования позволили подготовить необходимые PVT данные для использования модуля PVT в программном пакете tNavigator (см. Рисунок 2).

Методика измерения коэффициента относительной фазовой проницаемости (ОФП) для нефти, воды и газа при их совместной фильтрации в лаборатории была использована для модификации функций ОФП с учетом проводимости. После адаптации моделей на историю разработки, модифицированные относительные фазовые проницаемости были использованы для расчетов по месторождению "N", и представлены на рисунке 3 вместе с экспериментальными данными.

Подсчёт начальных геологических запасов нефти 3D модели пластов производили средствами пакета tNavigator. Расхождение геологических запасов нефти, подсчитанных в цифровых трёхмерных геологических моделях и принятых при оперативных пересчётах запасов.

Формула подсчета запасов углеводорода (1):

$$Q_{\text{геол}} = (S * H * K_{\text{пор}} * K_{\text{нас}} * K_{\text{пер}} * \rho) \quad (1)$$

где: S - площадь нефтеносности, тыс. кв. м.;

H - средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (суммарная толщина нефтенасыщенных слоев-коллекторов), м;

$K_{\text{пор}}$ - пористость, д. ед.;

$K_{\text{нас}}$ - коэффициент газоносности, д. ед.;

$K_{\text{пер}}$ - пересчетный коэффициент нефти (учитывает различия плотности нефти в пластовых и стандартных условиях);

ρ - плотность нефти, т/куб. м.

Для проведения расчетов эффективности создана горизонтальная скважина (Рисунок).

Расчет трещин ГРП:

Создание горизонтальной скважины с различным количеством трещин ГРП от 1 до 15 штук (Рисунок 5).

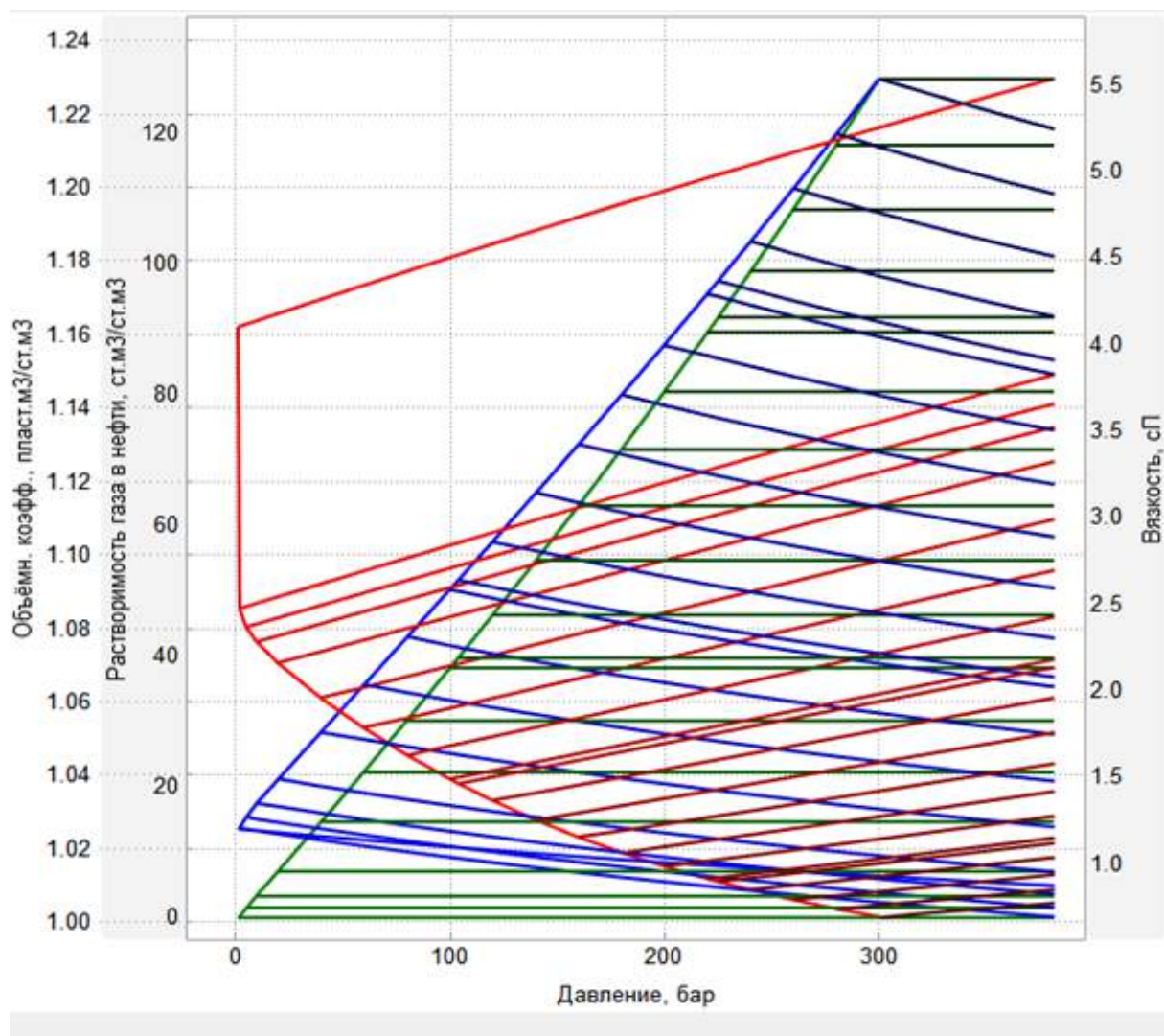


Рисунок 3 - PVT свойства флюидов

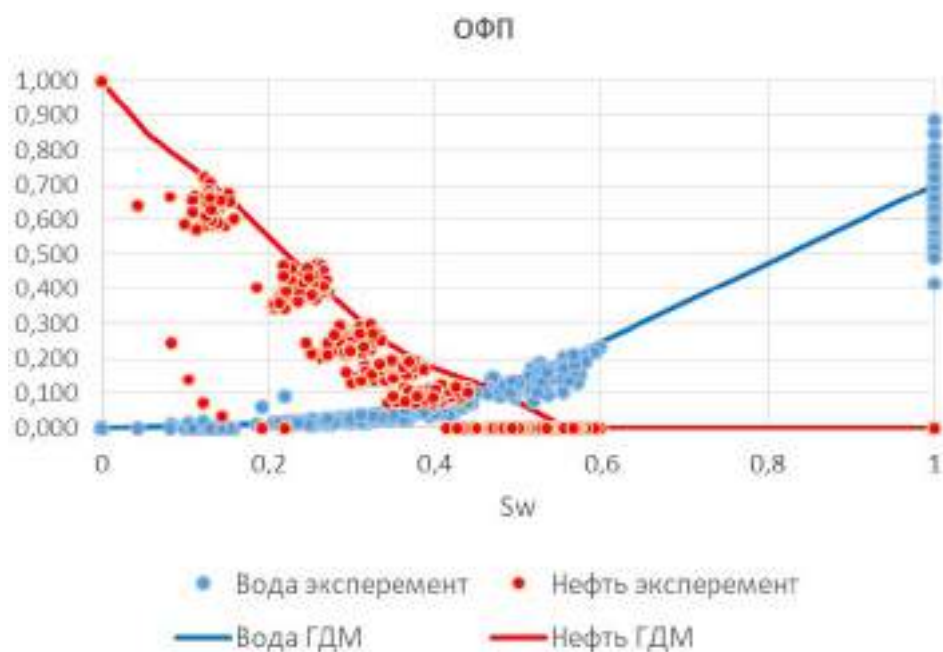


Рисунок 3 - Зависимость ОФП от водонасыщенности в системе нефть-вода для пластов месторождения «N», используемые в ГДМ

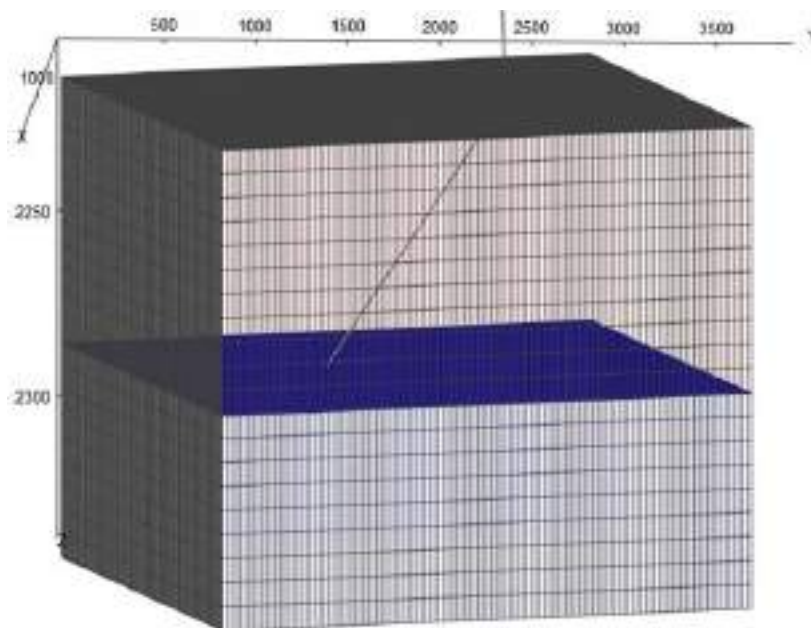


Рисунок 4 - Горизонтальная скважина

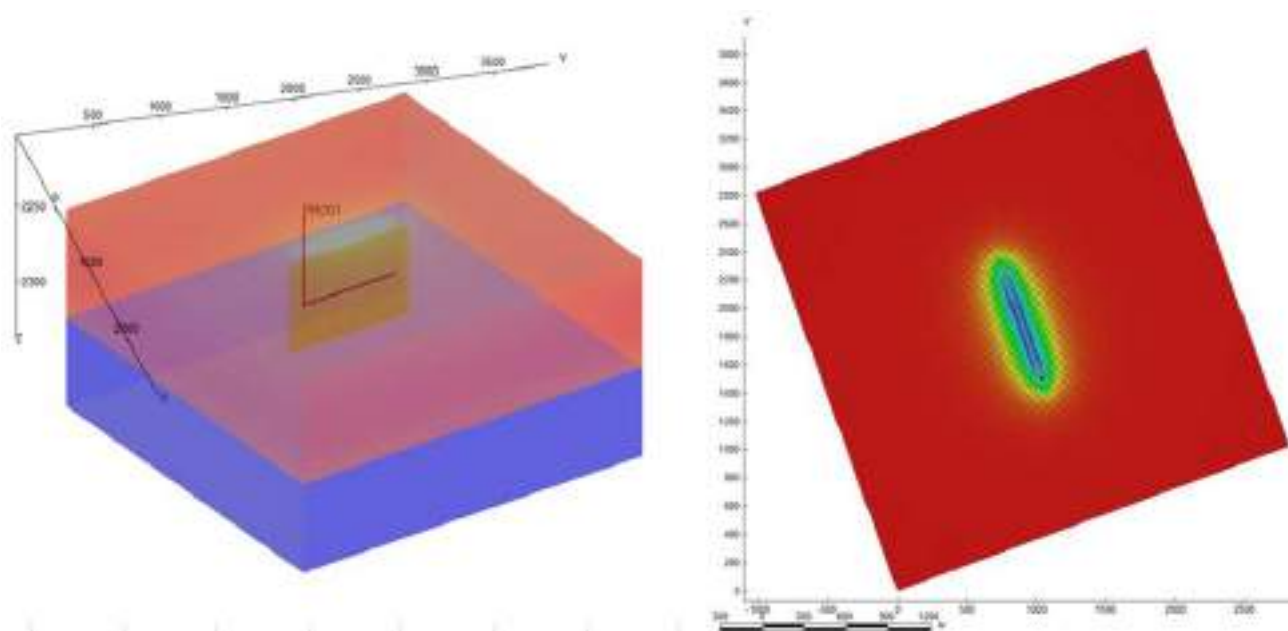


Рисунок 5 - Модель скважины с трещинами ГРП.

С увеличением количества трещин увеличивается и дебит нефти из скважины. Для обоснования самого эффективного количества трещин рассчитаем экономическую часть. Средняя стоимость МГРП на 1 порт с бурением скважины составляет 101 млн. рублей. (Рисунок 4).

Исходя из анализа графиков, можно сделать вывод, что оптимальным количеством трещин для МГРП является 10. Расположение трещин каждые 100 метров горизонтального участка скважины учитывает экономический аспект, применение большего числа трещин нецелесообразно из-за значительного увеличения затрат, превышающих выручку от увеличения объема нефти.

Симулятор гидродинамического моделирования tНавигатор является важным инструментом для развития нефтегазовой отрасли, позволяющим принимать обоснованные решения. Возможность проведения расчетов и симуляций с использованием tНавигатора делает процесс принятия решений в области развития месторождений более обоснованным и информированным. Полученные из моделирования данные позволяют провести анализ и оценить риски, связанные с разработкой месторождений.

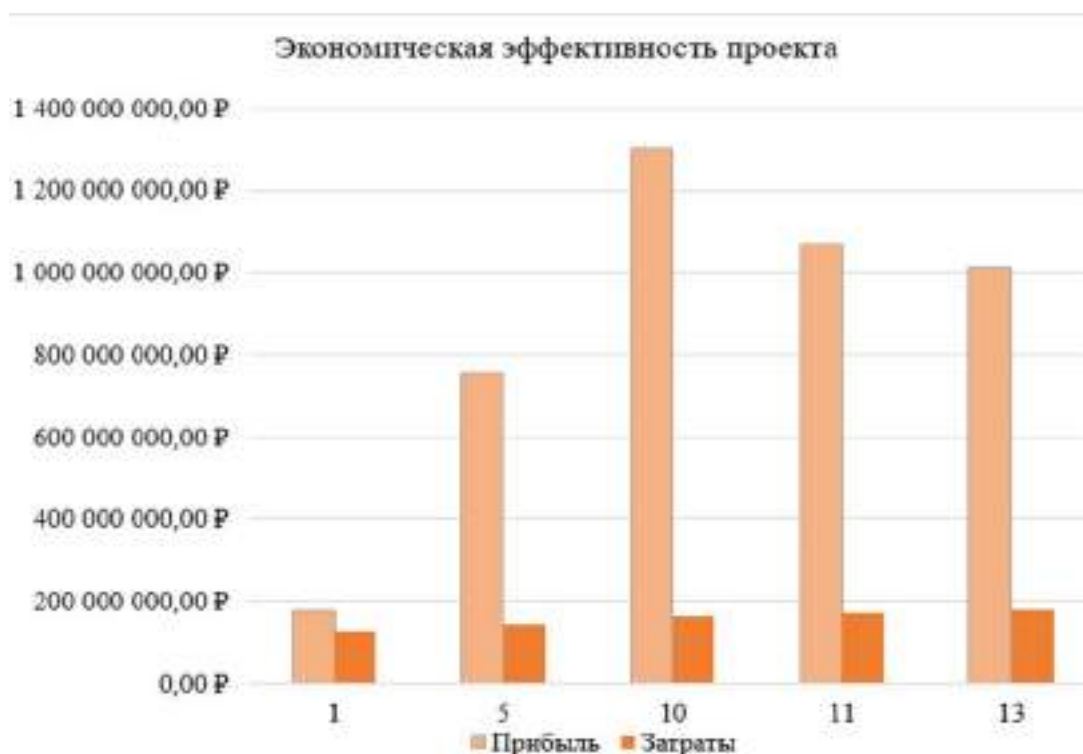


Рисунок 4 - Экономическая эффективность проекта

Библиографический список:

1. Гилаев Г. Г. [и др.] Гидроазрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах : учебное пособие. Санкт-Петербург, Москва, Краснодар: Лань, 2023. 18-20 с.
2. Гилаев Г. Г. [и др.] Гидроазрыв пласта в вертикальных и горизонтальных скважинах : учебное пособие. Санкт-Петербург, Москва, Краснодар: Лань, 2023. 198 с.

УДК 622.245.428

Цементирование под управляемым давлением

Джаббарова Г. В., Гулиев А. Ш.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Бурение под управляемым давлением (MPD) представляет собой передовую технологию и метод бурения, который обеспечивает более точный контроль давления бурения скважины во время буровых операций. Цель проекта заключается в повышении безопасности бурения, целостности скважин и эффективности бурения в сложных условиях. Технология MPD поддерживает давление бурения на точном и контролируемом уровне, часто немного выше или ниже естественного давления резервуара, чтобы предотвратить утечку или потерю буровой жидкости. Это позволяет контролировать динамическое давление на протяжении всего процесса бурения. MPD особенно полезен при бурении нестабильных, истощенных пластов, где сохранение целостности скважины имеет решающее значение [1]. В ситуациях, когда разница между давлением в порах и пластовым давлением мало, MPD помогает поддерживать безопасный баланс давления. В определенных ситуациях MPD позволяет бурить при давлении скважин ниже давления резервуара, что может быть полезным для будущей производительности скважины. MPD минимизирует риск нарушений управления скважиной, таких как выбросы, путем поддержания давления скважин в пределах безопасного диапазона. Помогает предотвратить коллапс скважины и потерю циркуляции, тщательно

управляя давлением. Оптимизируя контроль давления, MPD может повысить эффективность бурения и сократить время работы. Уменьшение числа проблем при бурении и снижение срока бурения могут привести к экономии затрат. MPD может уменьшить воздействие буровых операций на окружающую среду, сведя к минимуму потери буровой жидкости и выбросы. Управляемое бурение под давлением является ценной технологией, которая обеспечивает точный контроль давления в скважине, обеспечивая повышенную безопасность и эффективность при бурении в широком диапазоне геологических и эксплуатационных условий [2]. Интеграция технологии управляемого бурения под давлением (MPD) с такими процедурами, как цементирование хвостовиков, является стратегическим подходом к повышению эффективности, безопасности и успеха строительства скважин. MPD может использоваться в процессе цементирования для обеспечения более эффективной цементации. Это помогает поддерживать постоянное давление в скважине, минимизируя риск миграции жидкости или притока газа по мере перемещения цемента. Эта операция называется цементирование под управляемым давлением (MPC) [1, 4]. Осуществляя технологию MPD и MPC, операторы могут лучше управлять давлением в скважине, повышать эффективность строительства скважин и снижать риск [3]. Эта интеграция особенно ценна при работе в трудных геологических условиях или в ситуациях, когда точный контроль давления имеет первостепенное значение [5].

Срок службы скважины значительно удлиняется за счет соответствующей структурированной конструкции. Цементирование является неотъемлемым аспектом строительства скважин и играет важную роль в обеспечении структурной целостности, причем как процесс цементирования, так и качество цемента являются ключевыми факторами. Традиционный метод цементирования в пределах узкого оперативного диапазона может представлять собой проблемы, потенциально приводящие к коллапсу скважины. Эти проблемы могут привести к нежелательному проникновению цементного раствора в пласт. Подобно управляемому бурению под давлением, управляемое цементирование под давлением является решением, адаптированным к этому узкому рабочему окну.

Для моделирования процесса цементирования для глубокой скважины была проведена симуляция. Профили давления в резервуаре и гидравлического пластового давления были получены на основе реальных данных. Цель моделирования состояла в том, чтобы зацементировать скважину общей длиной 9144 метров, с башмаком предыдущей колонны, расположенной на глубине 6096 метров. Таблица 1 содержит данные измерений вязкости цемента, буровой жидкости и буферной жидкости, которые играют решающую роль в определении гидравлических аспектов цементирования.

Таблица 1- Входные параметры моделирования.

Число оборотов вискозиметра	Буферная жидкость	Буровой раствор	Цементный раствор
	Показания прибора		
600	0.00	70.00	0.00
300	47.00	40.00	61.00
200	40.00	29.00	45.00
100	30.00	19.00	31.00
6	15.00	6.00	15.00
3	14.00	5.00	14.00
Плотность, кг/м ³	1557.7	1557.7	1677.6

Потеря давления в затрубном пространстве является важным фактором в буровых операциях, и это особенно важно при расчете эквивалентной плотности циркуляции (ЭПЦ). ЭПЦ является ключевым параметром, используемым для оценки эффективной плотности, действующей на пласты во время буровых работ, учитывая, как статические, так и

динамические потери давления в кольцевом пространстве. На потери давления в кольцевом пространстве влияют такие факторы, как скорость потока, свойства раствора и геометрия скважины. Первый шаг заключается в определении скорости потока буровой жидкости, циркулирующей в скважине. Этот параметр может быть измерен или рассчитан на основе скорости насоса и размеров труб. Скорость в кольцевом пространстве — это скорость буровой жидкости в затрубном пространстве между бурильными трубами и стенками скважины.

Следующий шаг - определить потери давления в кольцевом пространстве.

Моделирование проводилось для скважины диаметром 21,59 мм с обсадной колонной диаметром 17,78 мм.

Проведенное моделирование процесса цементирования в глубокой скважине вводит несколько критических аспектов, которые в значительной степени способствуют успеху и эффективности операций по цементированию скважин. Ключевые компоненты этого обсуждения включают профили давления резервуара, гидравлическое переломное давление, вязкость жизненно важных жидкостей, потерю кольцевого давления и эквивалентную плотность циркуляции (ECD).

Моделирование начинается с построения профилей градиентов давления пласта и давления гидроразрыва. Это моделирование, основанное на реальных данных, обеспечивает фундаментальное понимание условий, предлагая представление о геологических проблемах, которые необходимо преодолеть в процессе цементирования (табл. 2).

Потеря затрубного давления возникает как ключевой фактор в буровых операциях. ЭПЦ, рассчитанная с учетом как статических, так и динамических потерь давления в кольцевом пространстве, становится ключевым параметром для оценки эффективной плотности, оказываемой на пласты во время бурения. На потерю затрубного давления влияют такие факторы, как скорость потока, свойства раствора и геометрия скважины, подчеркивая сложность процесса цементирования.

В представленном исследовании излагаются шаги, связанные с определением потерь давления в кольцевом пространстве, начиная с измерения или расчета скорости потока буровой жидкости, циркулирующей в скважине.

Таблица 2 - Начальные значения давления.

Глубина, m	Градиент давления	
	Пластовое	Гидроразрыва
0.00	0.80	0.90
1523.93	0.85	1.02
3047.85	0.90	1.30
4571.78	1.03	1.41
6095.70	1.15	1.48
6857.67	1.20	1.50
7619.63	1.32	1.51
8381.59	1.39	1.58
9143.55	1.30	1.52

Скорость в затрубном пространстве, представляющая скорость жидкости в пространстве между буровой трубой и обсадной колонной, имеет решающее значение для понимания и управления потерями давления.

Особенности моделирования, включая диаметр скважины 21,59 мм и диаметр колонны 17,78 мм, проливают свет на тонкости конструкции скважин. Эти детали имеют основополагающее значение для точного моделирования и имеют значимость в более широком контексте проектирования скважин и цементирования операций.

Результаты моделирования включают в себя важнейшие выводы, включая определение эквивалентной плотности циркуляции для буровой жидкости и буферной жидкости во время циркуляции. Кроме того, устанавливается плотность цементного раствора в кольцевом пространстве во время цементирования. Производительность насоса при указанных условиях, должна быть $57 \text{ м}^3/\text{ч}$ для буровых растворов и буферных жидкостей (рисунок 1, таблица 3) и в диапазоне $19 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $38 \text{ м}^3/\text{ч}$ (рисунок 2, таблица 4) для цементных растворов.

Это моделирование не только способствует теоретическому пониманию, но и предоставляет практические данные для оптимизации процесса цементирования в глубоких скважинах. Взаимодействие свойств жидкости, динамики давления и производительности насоса подчеркивает сложность операций и необходимость всеобъемлющего моделирования для обеспечения успеха и целостности в цементировании глубокой скважины.

Заключение

1) Проведено моделирование процесса цементирования глубокой скважины общей длиной 9144 метров, в то время как башмак предыдущей колонны находился на глубине 6096 метров.

2) Была определена эквивалентная плотность циркуляции буровой и буферной жидкости во время циркуляции ($1370\text{--}1470 \text{ кг}/\text{м}^3$).

3) Была определена эквивалентная плотность циркуляции цементного раствора ($1400\text{--}1500 \text{ кг}/\text{м}^3$).

4) На основе моделирования было установлено, что для буровых и буферных жидкостей производительность насоса в этих условиях будет составлять $57 \text{ м}^3/\text{ч}$, а для цементных растворов она может варьироваться от $19 \text{ м}^3/\text{ч}$ до $38 \text{ м}^3/\text{ч}$.

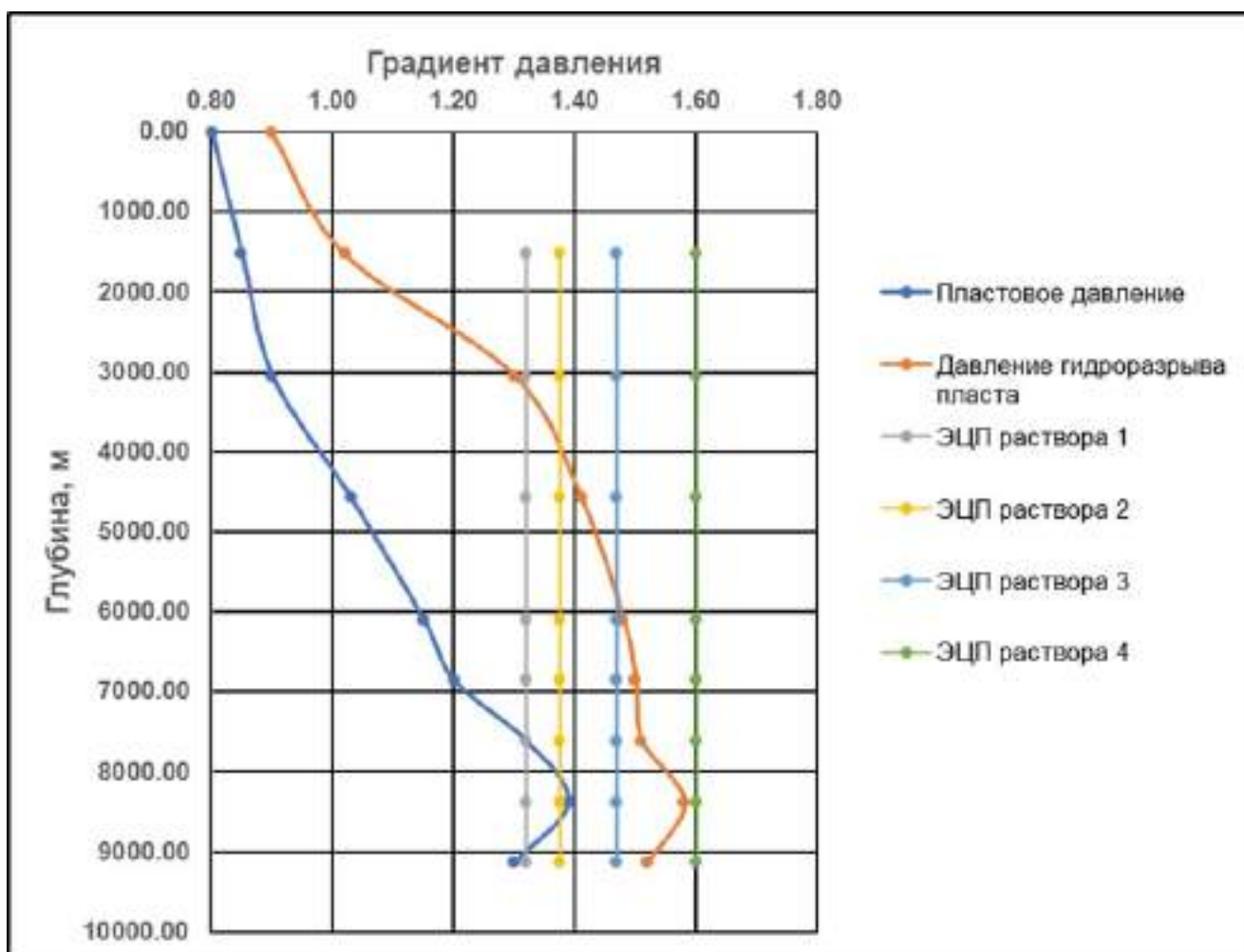


Рисунок 1 - Окно плотности бурового раствора.

Таблица 3 - Результаты моделирования (буферная жидкость и буровой раствор).

Объемный расход, м ³ /ч	Скорость в затрубном пространстве, v	p	ЭПЦ
19.00	88.51613	97.28641	13.18709
38.00	177.0323	389.1456	13.74836
57.00	265.5484	875.5777	14.6838
76.00	354.0645	1556.583	15.99343
95.00	442.5806	2432.16	17.67723
115.00	531.0968	3502.311	19.73521
134.00	619.6129	4767.034	22.16737

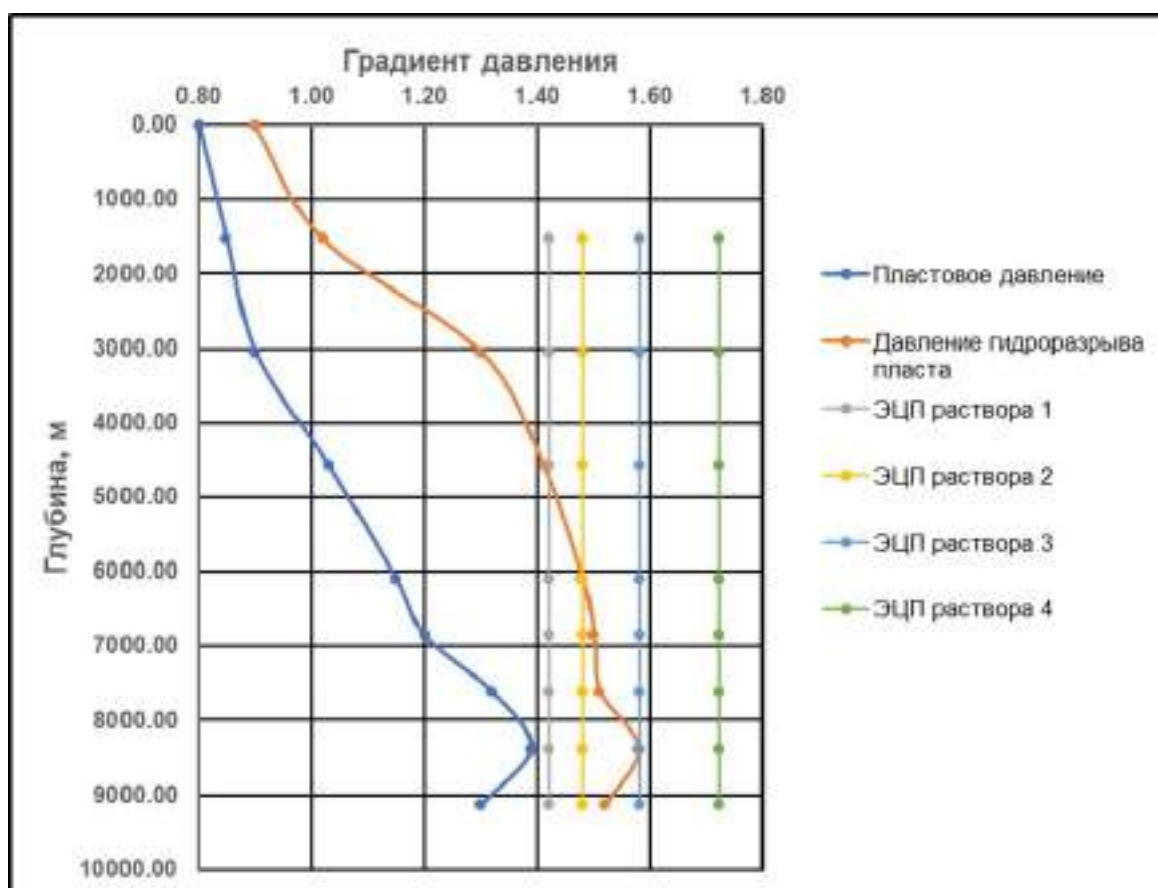


Рисунок 2 - Окно плотности цементного раствора.

Таблица 4 - Результаты моделирования (цементный раствор).

Объемный расход, м ³ /ч	Скорость в затрубном пространстве, v	p	ЭПЦ
19.00	88.51613	104.77	14.20148
38.00	177.0323	419.0799	14.80592
57.00	265.5484	942.9298	15.81333
76.00	354.0645	1676.32	17.22369
95.00	442.5806	2619.25	19.03702
115.00	531.0968	3771.719	21.25331
134.00	619.6129	5133.729	23.87256

Библиографический список:

1. Kaidarov, A., Magda, A., Samarin, A., Aliyev, F., & Kazakbayeva, Z. (2022). Managed Pressure Drilling and Managed Pressure Cementing: First Successful Implementation of Advanced Technologies for Unique Wells with Constant Inflow in Slim Drill Project. In SPE Annual Caspian Technical Conference (p. D021S010R003). <https://doi.org/10.2118/212108-MS>.
2. Mammadov, E., Osayande, N., Breuer, J., & Al-Hashmy, W. (2015). Predicting and Optimizing ROP in Competent Shale by Utilizing MPD Technology. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition (p. D011S005R004). <https://doi.org/10.2118/174805-MS>.
3. Samudera, G., Ali, H., Bin Musa, M. Z., Fauzi, H., Rubianto, I., Kumar, A. K., Hen, L. C., & Azrai, R. (2021). First Managed Pressure Cementing with 7" Liner Overcoming a Challenging ERD Well Offshore Madura. In IADC/SPE Managed Pressure Drilling & Underbalanced Operations Conference & Exhibition (p. D021S005R003). <https://doi.org/10.2118/206394-MS>.
4. Siddiqi, F. A., Riskiawan, A., Al-Yami, A., Elmarsafawi, Y., Jain, B., Louati, I., Martanto, R., & Taoutaou, S. (2016). Successful Managed Pressure Cementing With Hydraulic Simulations Verification in a Narrow Pore-Frac Pressure Window Using Managed Pressure Drilling in Saudi Arabia. In SPE Annual Technical Conference and Exhibition (p. D011S055R001). <https://doi.org/10.2118/182500-MS>.
5. Wilson, A. (2018). Managed-Pressure Cementing: Successful Deepwater Application. Journal of Petroleum Technology, 70(05), 81–83. <https://doi.org/10.2118/0518-0081-JPT>.

УДК 622.32

Организационно-экономические аспекты повышения эффективности работы нефтегазовой отрасли России /

Current problems of improving the efficiency of the oil and gas industry

Игнатская Л. Я.

*Воркутинский филиал Ухтинского государственного технического университета,
г. Воркута, Россия*

Аннотация. Рассматриваются организационные и экономические проблемы освоения запасов нефти, выявляются возможные пути решения задачи стабилизации и повышения эффективности нефтедобывающих предприятий.

Annotation. Organizational and economic problems of development of oil reserves are considered, possible ways to solve the problem of stabilization and increase the efficiency of oil producing enterprises are identified.

Ключевые слова: эффективность, рентабельность, затратность, налогообложение, стабилизация.

Keywords: efficiency, profitability, cost, taxation, stabilization.

Нефтегазовая промышленность является одной из базовых отраслей российской экономики, обеспечивающая валютные поступления в экономику, стабилизирующая торговый баланс и обеспечивающая функционирование всех других отраслей, а также способствующая росту благосостояния населения России.

В настоящее время функционирование мировой нефтегазовой отрасли, как и мировой экономики в целом, характеризуется разновекторными и противоречивыми процессами, оказывающими негативное влияние на деятельность не только национальных экономик, но и на деятельность предприятий, так как создаются дополнительные риски и угрозы, которые трудно просчитать. Нефтедобывающая отрасль вышла из зоны экономического комфорта, которая обеспечивала предсказуемость, значительные горизонты планирования, долгосрочные партнерские отношения с контрагентами.

С одной стороны, сохраняются риски приоритетного развития источников восполняемой энергии и снижения значимости углеводородов, с другой стороны, волатильность рынка энергоресурсов обусловлена падающими объемами добычи углеводородов не только с целью стабилизации цен, но и

сдерживающими факторами для инвестиций в отрасль, так как плохо просматривается перспектива востребованности углеводородов на длительные горизонты планирования.

Российский нефтегазовый комплекс функционирует в еще более сложных условиях, обусловленных санкционным давлением, геополитическими вызовами, к которым следует отнести наиболее болезненные факторы для российской нефте-, газодобычи:

- утеря традиционных рынков сбыта;
- нарушение логистических цепочек экспортных поставок углеводородов и на этом фоне неэффективность диверсификации газо- и нефтеснабжения в стране;
- ограничения в зарубежном инвестировании отрасли;
- запреты и ограничения в использовании зарубежных технологий, что обуславливает потребность в быстром развитии собственных технологий, ускоренных темпов импортозамещения;
- изменение структуры товарной номенклатуры экспортируемых нефте-, газопродукции (увеличение объемов сжиженного газа на фоне снижения доли экспорта трубного газа; повышение актуальности и товарной конкурентоспособности продуктов глубокой переработки углеводородов).

Кроме внешних факторов давления на деятельность предприятий нефтегазового комплекса, существуют внутренние объективные причины, побуждающие аккумулировать внимание на серьезные изменения в подходах к производственно-экономической деятельности отрасли.

Нефтегазовая отрасль России характеризуется высокой степенью монополизации, недостаточной прозрачностью и несовершенной организационной структурой управления, недостаточно развитой конкуренцией.

Изменившиеся тренды развития отрасли усугубляют отраслевые проблемы, которые приобретают возрастающую значимость. Как показывает анализ эффективности разработки запасов нефти, их структура меняется в сторону существенного увеличения доли низкорентабельных запасов (с 36% до 55%), а анализ разведанных запасов нефти может быть представлен следующей структурой: 75% - трудноизвлекаемые запасы, в том числе: 4% - малые толщины пластов; 13% - высоковязкие нефти; 14% - подгазовые зоны; 36% - малопроницаемые коллектора.

Следует отметить большой объем потребления природного газа промышленными предприятиями и населением. Нефтегазовая отрасль существенно зависит от компаний-монополистов.

Выделим две главные проблемы на сегодня в нефтепереработке в России:

1. низкая глубина переработки нефти.
2. получаемые нефтепродукты низкого качества, не соответствуют мировым стандартам.
3. неполная загруженность нефтеперерабатывающих заводов.

Обозначенные проблемы побуждают к формированию целостной стратегии организационных изменений не только нефтегазовой отрасли, но и формирования комплексного межотраслевого подхода к адаптации смежных отраслей.

Поскольку базовым фактором является потеря европейских рынков сбыта углеводородов, а, на перспективу, может произойти полный уход с европейского рынка, следует диверсифицировать экспорт, переориентируя торговлю на страны Юго-Восточной Азии, не фиксируясь только на рынках Индии и Китая. Фиксация на ограниченном количестве потребителей ставит в зависимость объемы реализации от конъюнктуры динамики экономических процессов в странах-потребителях.

Для диверсификации торговых отношений следует модернизировать логистические пути по ряду направлений.

1. Увеличение мощности нефтепровода «Восточная Сибирь – Дальний Восток», так как его низкая пропускная мощность привела к необходимости сокращения объемов добычи нефти. (Это один из факторов, способствующих сокращению объемов добычи нефти).
2. Решение организационных, производственных и технологических вопросов по наращиванию производственной мощности магистрального трубопровода «Сила Сибири».
3. Увеличение пропускной способности железных дорог (особенно актуальна проблема модернизации железных дорог, подвижного состава в Сибири и на Дальнем Востоке, которые

становятся основными маршрутами доставки углеводородов к основным и потенциальным потребителям в Юго-Восточной Азии).

Диверсификация сбыта углеводородов предполагает более активную, целенаправленную и долгосрочную стратегию развития внутреннего потребительского рынка газа и нефтепродуктов, интенсификации и ускорения динамики этих процессов.

Диверсификация производства и сбыта продукции предполагает развитие глубокой переработки нефти, увеличение производства сжиженного природного газа (СПГ).

Приоритетным направлением транспортировки нефти и газа всегда были трубопроводы. Таким приоритетам способствовало географическое положение страны и месторождений, быстрой окупаемости трубопроводных коммуникаций за счет значительных объемов перекачки, низким затратам (по сравнению с другими методами транспортировки) на обслуживание трубопроводов, наличие технологического опыта и другое.

Однако, резкие изменения географии потребителей, технологических особенностей и возможностей контрагентов, их инфраструктуры для принятия СПГ, предъявляют новые императивные требования к изменению технологии поставок. Уже сейчас возникла острая потребность в развитии производства сжиженного природного газа (СПГ).

Рынок СПГ должен стать для России новой точкой роста в энергетике, для этого страна имеет необходимые условия, в первую очередь значительную ресурсную базу. Россия обладает большими конкурентными возможностями на рынке СПГ и может стать одним из лидеров в его поставках.

Драйвером в развитии производства и транспортировки СПГ должен стать процесс динамичного освоения грузоперевозок по Северному морскому пути (СМП), который становится кратчайшим и безопасным направлением торговых транспортных средств. В настоящее время СПГ по Северному морскому пути доставляется в Китай и Индию.

В 2020-21 гг. Россия стала четвертым поставщиком СПГ в мире, уступая только Катару, Австралии и США. Ежегодные поставки СПГ из РФ составляли 29-30 млн т.

В 2022-23 годах международная торговля СПГ достигла 390-410 млн т в год, однако перспективы ее дальнейшего увеличения ограничены графиком ввода новых мощностей по производству СПГ в ближайшие несколько лет.

Перспектива развития технологий по производству и транспортировке СПГ и увеличения их объемов обусловлена не только потребностями внешнеторговых отношений. Внутренний рынок создает условия для увеличения потребности в СПГ. Основными внутренними рынками сбыта СПГ являются промышленные и гражданские секторы:

- эксплуатация карьерной техники в горно-рудной промышленности;
- эксплуатация грузового магистрального автотранспорта;
- проекты по снабжению природным газом удаленных от инфраструктуры жилых объектов;
- эксплуатация пассажирского автопарка;
- эксплуатация ведомственного железнодорожного транспорта
- генерация электроэнергии на удалённых объектах без инфраструктурного доступа.

Задача общества по развитию внутреннего рынка сбыта СПГ состоит в разработке и изготовлении образцов транспортной техники, реализации проектов социальной инфраструктуры в соответствии с программами Правительства, крупных государственных и частных компаний.

Для внедрения указанных экономически обоснованных проектов в первую очередь необходима поддержка на федеральном или региональном уровне ввиду значительных финансовых затрат на первом этапе реализации, указанные затраты в планируемом периоде строительства превышают финансовые возможности среднего частного бизнеса или конечного потребителя социальной инфраструктуры.

Определяя долгосрочную стратегию нефтегазовой отрасли, необходимо учитывать возможные изменения энергетической политики. Турбулентные процессы на энергетическом рынке, обусловленные конфронтационными международными явлениями, сняли остроту экологической повестки и негативного подхода к добыче углеводорода. Но понимание возможности возвращения к этому энергетическому тренду, низкая эффективность тепловой энергетики, растущие экологи-

климатические проблемы должны подготовить технологическую базу для обеспечения глубокой переработки нефти и газа. Создание водородной энергетики, позволит снизить количество экологически вредных выбросов в атмосферу, повысит эффективность энергетических систем, создаст технологическую основу для развития химической отрасли.

Рост производства водорода в мире в настоящее время обусловлен, прежде всего, растущими потребностями в нем как ценном химическом сырье для различных отраслей народного хозяйства, и прежде всего нефтепереработки, что объяснимо с точки зрения устойчивого роста потребления качественных нефтепродуктов в мире.

Глубокая переработка является одним из важнейших направлений повышения эффективности нефтегазовой отрасли и повышения ее конкурентной устойчивости, поскольку нефтеперерабатывающая промышленность России имеет серьезные технологические проблемы:

- низкая глубина переработки (около 70%);
- значительная изношенность основных фондов;
- недостаточные производственные мощности для нефтепереработки: в России функционируют 27 нефтеперерабатывающих заводов, около 200 мини НПЗ, часть из которых не имеют лицензий и не подключены к нефтепроводам;
- технологическая отсталость не обеспечивает качество нефтепереработки мирового уровня, поэтому значительная часть продукции экспортируется зарубежным потребителям как полуфабрикат;

Однако, решение всех задач требует технологического обновления на основе импортозамещения, которое невозможно без инвестиций. Поэтому возрастает роль государства в разработке и реализации планомерной и целенаправленной политики модернизации отрасли, рационализации структуры финансирования и инвестирования нефтегазовой отрасли.

Таким образом, в условиях ужесточающихся санкций, потребности суверенизации экономики России, нефтегазовая отрасль должна стать флагманом технологического развития на основе разработки и реализации инфраструктурных проектов нефтегазового комплекса России, обеспечивающих диверсификацию логистики и расширение рынков сбыта, на основе структурных и качественных изменений продукции отрасли, а так же разработки и производства высокотехнологичного, конкурентоспособного отечественного оборудования и технологий.

Библиографический список:

1. Баскова, М.Л. Анализ развития нефтяной отрасли России / М.Л. Баскова //Актуальные вопросы экономики и управления: материалы III Междунар. науч. конф. – М.: Буки-Веди, 2021. – С. 16-19.
2. Ларченко Л. В., Яковлева Т.В./ «Нефтегазовый комплекс России в новых условиях: геополитическая ситуация, диверсификация, формирование новых рынков сбыта», «Neftegaz.RU» (№1, Январь 2023);
3. Меркулов В.Н., Ткаченко Л.И. Проблемы управления нефтегазовым комплексом России с учетом влияния новых геополитических факторов // Вестник РГГУ. Серия: Экономика. Управление. Право. – 2022. – № 1. С. 61–65.
4. Нефтегазовый комплекс России – 2017 / Эдер Л.В., Филимонова И.В., Немов В.Ю., Проворная И.В., Мишенин М.В., Комарова А.В. и др. – Новосибирск, 2018. Том Часть 1 Нефтяная промышленность – 2017: долгосрочные тенденции и современное состояние.
5. Чуйко С.А. Основные направления совершенствования механизма формирования инвестиционной стратегии предприятий нефтегазового комплекса (процесс управления развитием нефтегазового комплекса) // Известия Волгоградского государственного технического университета. – 2017. – № 4 (77). – С. 142–149.
6. Шафранник Ю.К. Развитие нефтегазовой промышленности РФ: внешние и внутренние вызовы / Анализ и прогноз // Бурение и нефть. 2022. – № 5 – С. 9–12.

Перспективы внедрения технологии полимерного заводнения на объектах маловязкой нефти

Бязров Р. Р., Подопрigора Д. Г.

Санкт-Петербургский Горный Университет, г. Санкт-Петербург, Россия

На сегодняшний день одним из основных вызовов в области нефтегазового дела является поддержание стабильного уровня добычи жидких углеводородов. В качестве решения обозначенной проблемы могут выступать следующие механизмы: 1 – увеличение количества и площади участков, на которых осуществляется добыча нефти, за счет активных геологоразведочных работ; 2 – увеличение степени извлечения на уже существующих объектах добычи.

Говоря об увеличении степени извлечения нефти как правило подразумевают внедрение методов увеличения нефтеотдачи (МУН). Существуют различные классификации МУН (например, по агрегатному состоянию закачиваемого агента или по физическому процессу за счет которого происходит улучшение извлечения). При этом, пожалуй, наиболее распространенными группами методов являются тепловые, газовые и физико-химические МУН.

В настоящей работе акцент будет сделан на физико-химических МУН, в частности на технологии полимерного заводнения.

Технология полимерного заводнения реализуется за счет добавления сухого порошка полимера в нагнетаемую в пласт воду, который в свою очередь повышает вязкость закачиваемого агента, тем самым улучшая соотношение подвижностей вытесняющего и вытесняемого агента. Наглядно данный механизм представлен на рисунке 1.

Таким образом принято считать, что технология полимерного заводнения будет эффективна на тех объектах, где наблюдается серьезное различие подвижностей. Однако, не всегда преобладающим механизмом улучшения добычи нефти за счет применения полимерного заводнения является улучшение соотношения подвижностей. На рисунке 2 представлена выборка проектов полимерного заводнения, реализованных на сегодняшний день.

Из рисунка 2 можно заметить, что подавляющее большинство проектов выполнено на объектах, вязкость которых менее 10 мПа*с. На таких месторождениях, как правило, соотношение подвижностей является удовлетворительным. Согласно источнику [2] другим механизмом влияния полимерного заводнения на эффективность вытеснения является воздействие на контраст проницаемости. Также было установлено влияние вязкоупругих свойств на вытеснение остаточной нефти.

Существуют различные подходы к качественной и количественной оценке влияния вязкоупругого поведения полимеров на КИН. Данная связь между упругостью полимера и коэффициентом извлечения нефти основана на «эффекте вытягивания» (pulling effect), который, как предполагается, снижает капиллярные силы, удерживающие капли нефти в порах [3].

Режим течения полимерных растворов меняется в соответствии со скоростью сдвига: при низких скоростях сдвига преобладает ньютоновское течение, после первого критического значения происходит снижение кажущейся вязкости (псевдопластичное поведение), далее при достижении второго критического значения скорости сдвига течение становится дилатантным (повышение кажущейся вязкости). После того, как было достигнуто предельно возможное растяжение цепочек полимеров при высоких скоростях сдвига, наступает деградация молекул, приводящая к снижению кажущейся вязкости раствора [4]. Повышение кажущейся вязкости при высоких скоростях течения в поровом пространстве объясняется последовательным растяжением и сокращением молекул полимеров, происходящих при постоянном изменении поперечного сечения потока. Данное явление эластичной (упругой) турбулентности (elastic turbulence) способствует созданию поля колеблющегося давления, позволяющего освободить больше остаточной нефти. При этом, согласно [5] эластичная турбулентность наблюдается при определенном сочетании таких параметров, как проницаемость и пористость коллектора, молекулярный вес полимера. Иными словами, эластичная турбулентность, как и коэффициент нефтеотдачи, не зависят от концентрации полимера и не могут с абсолютной точностью определяться при лабораторных испытаниях в свободном объеме или при фильтрационных экспериментах на насыпных моделях.

Неблагоприятное отношение подвижностей > 1

Нагнетательная скважина



Добывающая скважина

Благоприятное отношение подвижностей < 1

Нагнетательная скважина



Добывающая скважина

Рисунок 1 – Влияние соотношений подвижностей на фронт вытеснения.

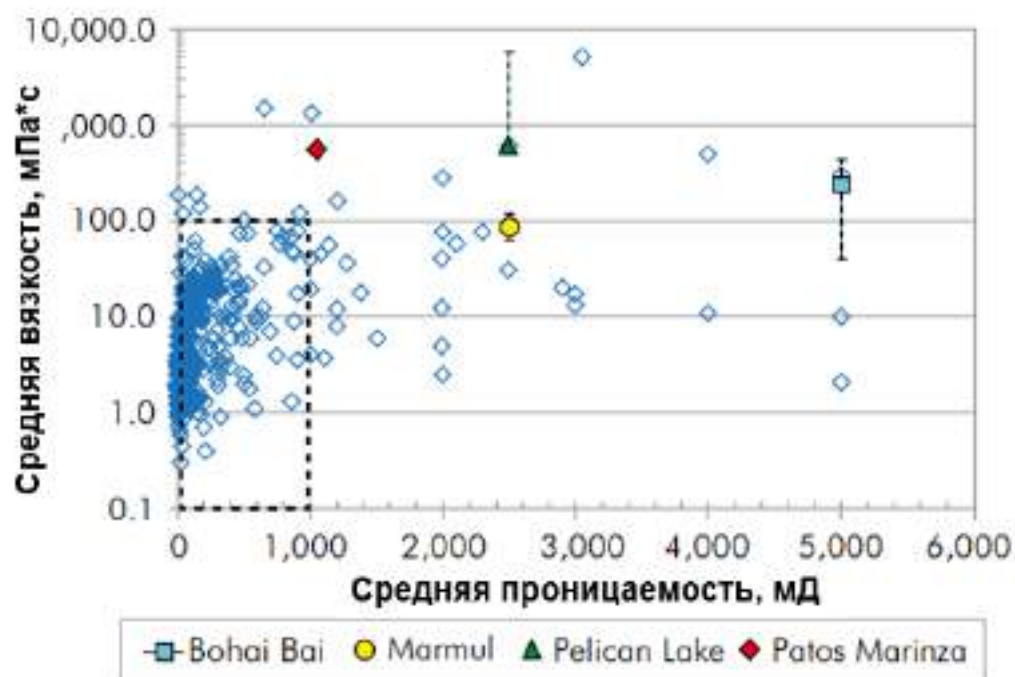


Рисунок 2 – Распределение проектов полимерного заводнения в привязке со значениями вязкости и проницаемости [1].

Однако, практически по всех реализованных проектах или в проектах, посвященных обоснованию технологии полимерного заводнения, этот механизм не учитывается, что делает прогнозируемый эффект на стадии планирования несколько заниженным. С другой стороны, понимание процессов, происходящих на микроуровне, при закачке оторочек полимера позволит также расширить область применения технологии на объекты с маловязкой нефтью.

Для подтверждения данной концепции нами были проведены исследования полимерных композиций.

Для приготовления полимерных растворов была использована модель воды, соответствующая по ионному составу применяемой в системе поддержания пластового давления на исследуемом объекте. Ионный состав воды, применяемой в системе поддержания пластового давления (ППД) на месторождении, представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Ионный состав воды системы ППД.

Название	Хлорид Cl^-	Сульфаты SO_4^{2-}	Кальций Ca^{2+}	Магний Mg^{2+}	Калий K^+
Концентрация, мг/л	14000	1,5	950	100	7760

Для тестирования были использованы образцы полимеров, которые являются идентичными по степени гидролиза, количество мономерных сульфонированных добавок, а отличаются лишь по значению молекулярной массы. Данные об образцах полимеров представлены в таблице 2.

Выбор следующих марок обусловлен тем, что на упругие свойства полимера, в первую очередь, влияет молекулярная масса. С повышением молекулярной массы упругие свойства полимера усиливаются.

Таблица 2 – Сводные данные по образцам полимеров.

Обозначение полимера	Степень гидролиза, %	Молекулярная масса, млн. Да	Количество сульфонированных мономеров, %
РАМ №1	30	8	0
РАМ №2	30	19,5	0

Далее были проведены реологические исследования образцов полимеров на ротационном вискозиметре. На рисунке 2 представлены кривые зависимости вязкости от концентрации полимера (при фиксированной скорости сдвига $7,34 \text{ с}^{-1}$ и постоянной температуре 25°C).

Далее выбранные образцы полимеров были протестированы в рамках фильтрационных исследований на образцах керна. Идея эксперимента заключалась в том, чтобы поочередно профильтровать через один и тот же образец керн два раствора одинаковой вязкости (исходя из полученной ранее зависимости вязкости от концентрации). Концентрация полимера РАМ №1 составила 1500 ppm, а полимера РАМ №2 - 900 ppm. При контрольных замерах вязкости перед проведением эксперимента были получены значения вязкости 4,9 и 4,8 мПа*с, соответственно.

Подготовка к эксперименту осуществлялась в соответствии с ОСТ-39-195-86 «Нефть. Метод определения коэффициента вытеснения нефти водой в лабораторных условиях». Перед закачкой растворов полимера предварительно производилась закачка модели воды (ионный состав представлен в таблице 1) до стабилизации давления и окончания выхода нефти. Краткие данные по эксперименту представлены в таблице 3.

На рисунке 4 представлена зависимость перепада давления от порового объема закачки, а также значения коэффициента вытеснения при закачке различных агентов вытеснения.

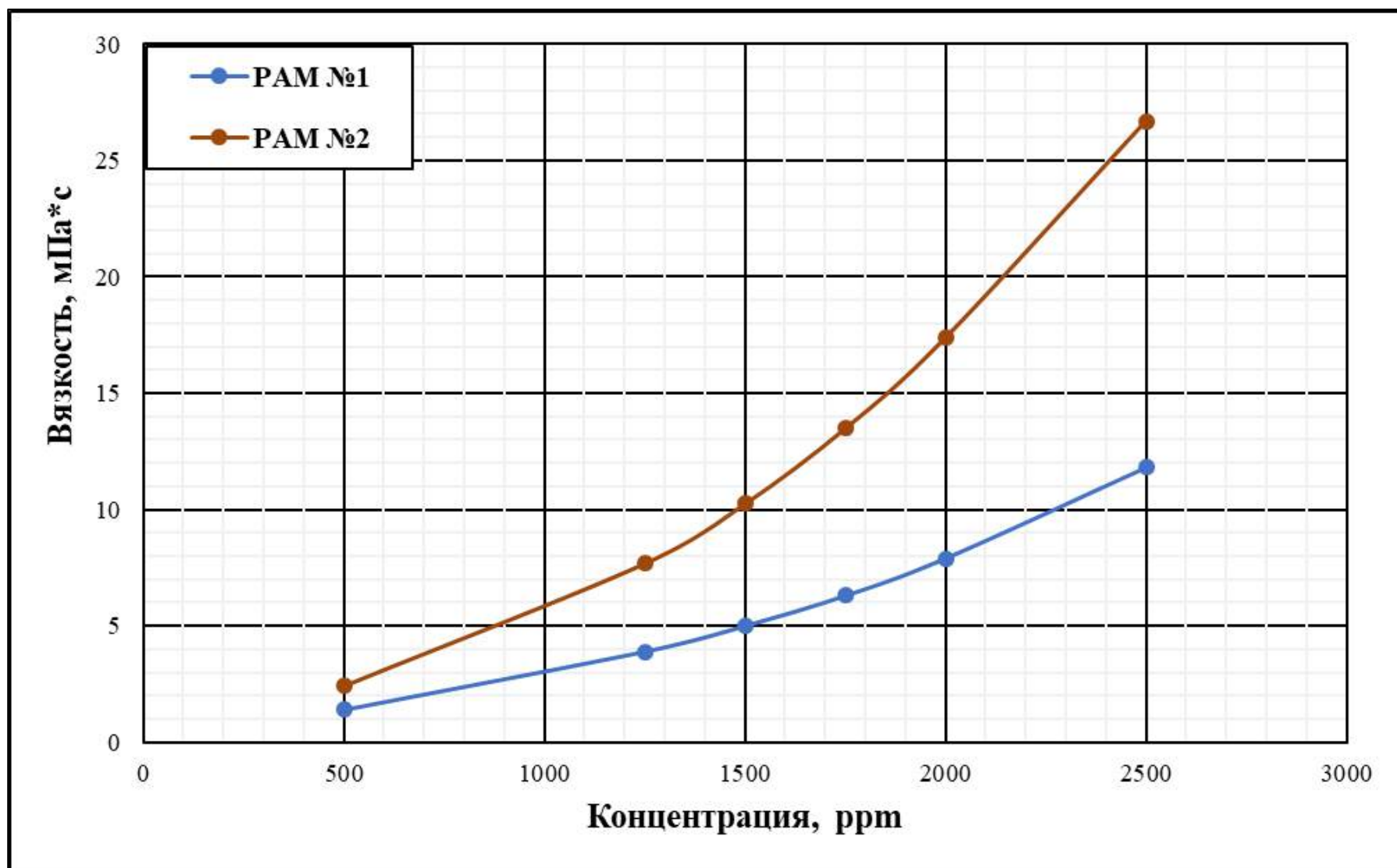


Рисунок 3 – Зависимость вязкости раствора от концентрации полимера.

По результатам исследования подтверждена эффективность вытеснения полимерных растворов относительно закачки воды для объекта маловязкой нефти. Было установлено, что при закачке более упругого полимерного раствора получено увеличение коэффициента вытеснения относительно менее упругого полимерного заводнения.

Таблица 3 – Краткие данные по эксперименту.

Параметр	Значение
Длина образца, см	3,35
Диаметр образца, см	3
Пористость, %	24,55
Проницаемость, мД	340,00
Вязкость нефти, мПа*с	9,1
Вязкость полимера, мПа*с	4,9/4,8
Скорость закачки, мл/мин	1

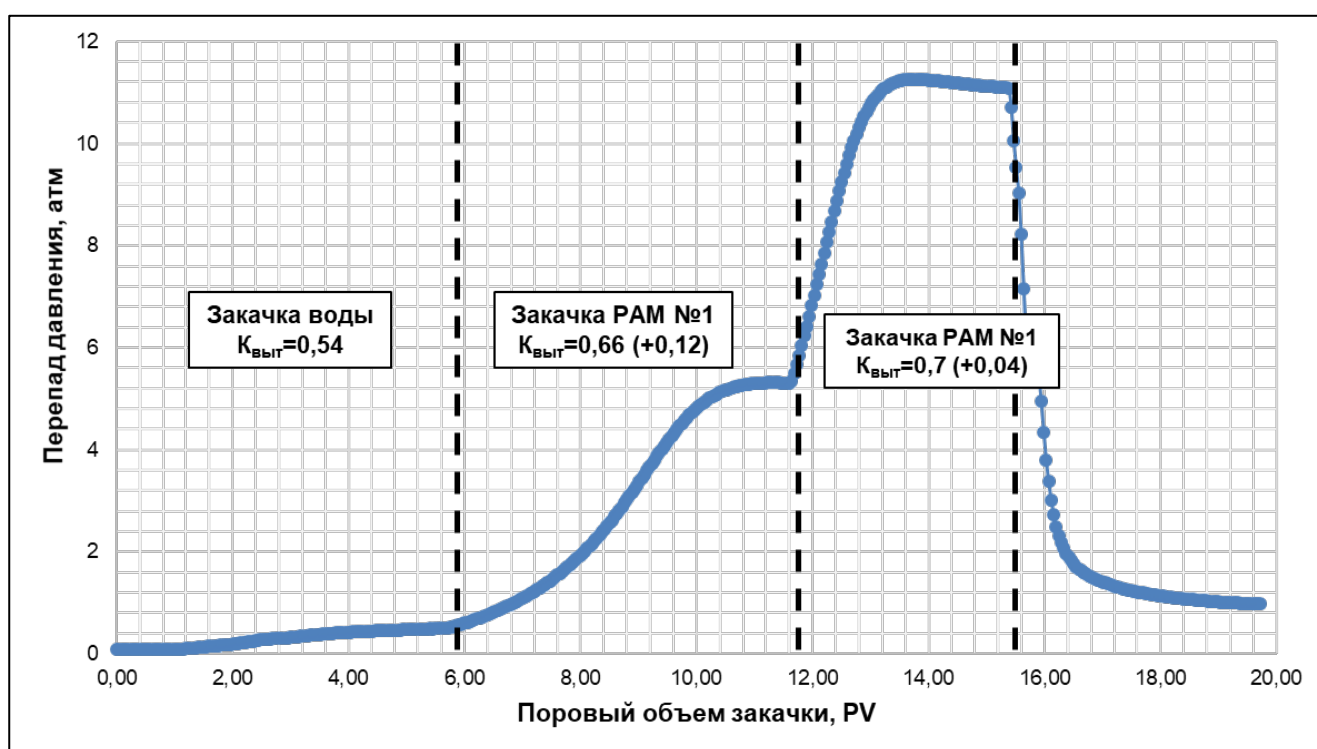


Рисунок 4 – Результат фильтрационного теста.

Библиографический список:

1. Manrique E., Ahmadi M., Samani S. Historical and recent observations in polymer floods: an update review //CT&F-Ciencia, Tecnología y Futuro. – 2017. – Т. 6. – №. 5. – С. 17-48.
2. Seright R. S. Potential for polymer flooding reservoirs with viscous oils //SPE Reservoir Evaluation & Engineering. – 2010. – Т. 13. – №. 04. – С. 730-740.
3. Wei B., Romero-Zerón L., Rodrigue D. Oil displacement mechanisms of viscoelastic polymers in enhanced oil recovery (EOR): a review //Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. – 2014. – Т. 4. – С. 113-121.
4. Azad M. S., Trivedi J. J. Extensional effects during viscoelastic polymer flooding: understanding unresolved challenges //SPE Journal. – 2020. – Т. 25. – №. 04. – С. 1827-1841.
5. Clarke A. et al. How viscoelastic-polymer flooding enhances displacement efficiency //SPE Journal. – 2016. – Т. 21. – №. 03. – С. 0675-0687.

Особенности контроля газоконденсатной характеристики залежей с низким содержанием конденсата

Рочев А. Н.¹, Шиков И. А.², Волков А. Н.²

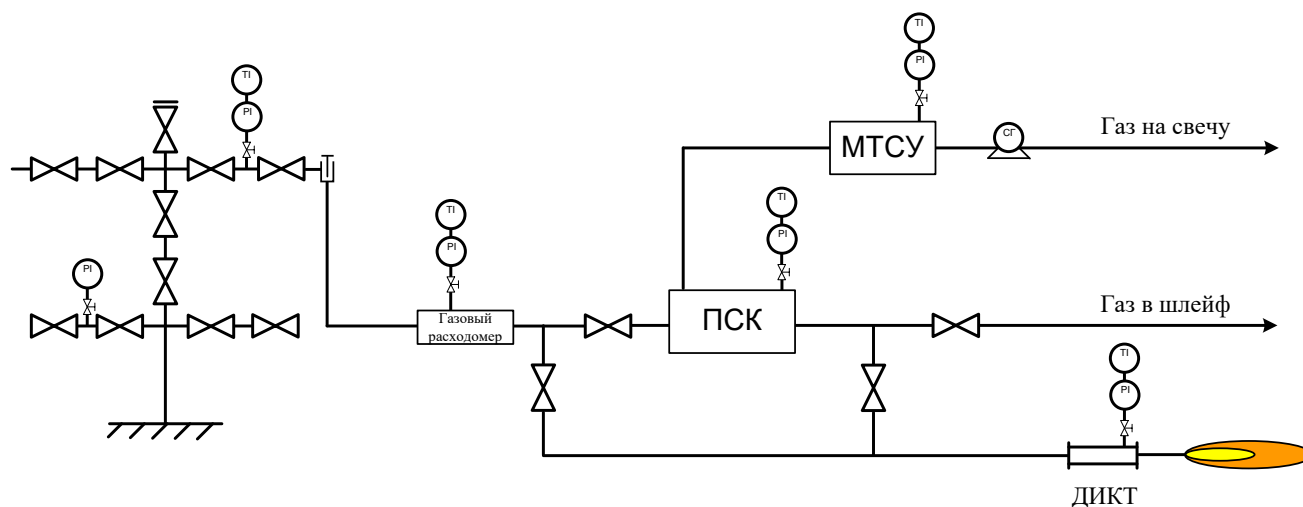
1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

2 - Филиал ООО "Газпром ВНИИГАЗ" в г. Ухта., г. Ухта, Россия

Для достижения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений необходим системный подход, базирующийся на методических положениях, регламентирующих выполнение технологических операций с учетом специфики и горно-геологических особенностей конкретного месторождения.

Несмотря на достаточно обширную нормативно-методическую базу в целом, до настоящего времени отсутствовали научно обоснованные положения по организации системного контроля газоконденсатной характеристика (ГКХ) в процессе разработки месторождений, характеризующихся низким содержанием конденсата в пластовом газе (ПГ). В этих условиях организации недропользователю было сложно определить оптимальную достаточность и необходимую комплектность выполняемых исследовательских работ, что могло приводить как к снижению информативности получаемых данных, так и к избыточной детальности проводимых исследований.

Объекты апт-сеноманских отложения Бованенковского НГКМ характеризуются низким содержанием конденсата. Промысловые газоконденсатные исследования (ГКИ) проводились как на этапе разведки, так и на этапе промышленной эксплуатации. Начиная с 2013 года исследования проводятся по технологической схеме, приведенной на рисунке 1.



Условные обозначения:

- (PI) - манометр образцовый; (CG) - счетчик газовый;
 ∇ - вентиль; ∟ - угловой дросселирующий клапан;
 (TI) - термометр; - задвижка

Рисунок **Ошибка! Текст указанного стиля в документе отсутствует.** – Принципиальная технологическая схема проведения исследовательских работ при проведении ГКИ.

ГКИ проводятся полнопоточным методом с привлечением оборудования для отбора части потока при отсутствии накопления в полнопоточном сепараторе: полнопоточный сепаратор – ПКИОС (или аналоги), отбор части потока – МТСУ (или аналоги).

По ряду скважин ввиду длительного накопления конденсата в сборнике МТСУ на режимах отбираются только пробы газа. При этом функции ПКИОС сводятся к контролю поступления, отделению и замеру дебита попутной воды.

При такой схеме исследования продукция скважины разделяется на потоки. Схема разделения на исследуемые потоки представлена ниже. В результате исследования проб газа сепарации и замера количества конденсата, отделившегося в ходе сепарации, рассчитывается содержание конденсата в пластовом газе.

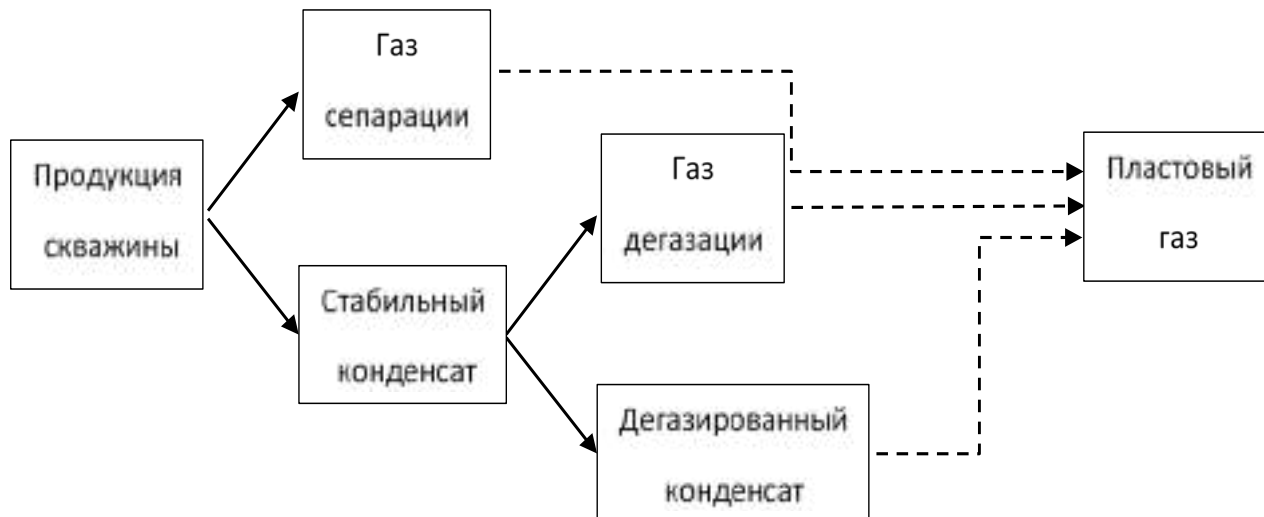


Рисунок 2 Схема разделения потоков продукции скважин в ходе ГКИ.

По результатам исследования апт-сеноманских отложений БНГКМ за почти десятилетний период накоплен массив данных по содержанию C_{5+} в пластовом газе. На рисунке 3 приведена зависимость содержания конденсата от величины пластового газа для четырех объектов БНГКМ. Здесь необходимо отметить, что в ходе исследований, проведенных на этапе промышленной эксплуатации достоверно установлено, что содержание конденсата в пластовом газе кратно превышает значения, определенные в ходе разведочного этапа. На графике видно, что в силу низкого содержания конденсата, четких зависимостей не прослеживается.

Для оценки представительности отобранных проб используются два критерия: критерий скорости выноса и критерий ХКХ. Результат фильтрации данных по этим критериям приведен на рисунке 4.

Таким образом, в результате проведения ГКИ и накопления данных по содержанию C_{5+} получена неоднозначная картина изменения.

Дальнейший анализ технологии проведения ГКИ показал, что в случае низкого содержания конденсата в ПГ, основная его доля находится в газе сепарации. Ниже на рисунке приведена зависимость доли компонентов C_{5+} (от общего числа C_{5+}), приходящихся на газ сепарации, от общего числа углеводородов C_{5+} в пластовом газе.

Как видно из графика, прослеживается закономерный тренд к росту доли УВ C_{5+} в газе сепарации с уменьшением содержания конденсата в ПГ.

Анализ зависимости доли УВ C_{5+} в ГС показывает, что по пластам ТП₁₋₆ и ХМ₁₋₂ доля УВ C_{5+} более 80 % в основной своей массе находится в ГС, для ТП₇₋₁₁ основная доля УВ C_{5+} в ГС находится в диапазоне 40 – 80 %. При содержании конденсата в ПГ в диапазоне 0 – 4 г/м³ доля УВ C_{5+} , определяемой в ГС, начинает диагностироваться от 50 %, при этом основная масса значений сконцентрирована в диапазоне 80 – 100 %. Это свидетельствует:

- об определяющей роли методика отбора проб ГС и режимах их отбора в итоговом значении содержания УВ C_{5+} в ПГ;
- о наличии определяющей доли УВ C_{5+} в газовой фазе, таким образом, дополнительным способом контроля ГКХ выступает отбор и анализ проб газа с устья скважин.

С целью проведения сопоставительной оценки результатов расчета состава ПГ по технологии ГКИ через полнопоточный сепаратор с результатами отбора газа с устья, в период проведения ГКИ свежины 3510 синхронно с отбором сепараторных проб отобраны пробы газа с устья скважины, исследованные в филиале ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта. По результатам расчета состава ПГ на основе лабораторных исследований сепараторных проб содержание УВ C_{5+} в ПГ составило $2,168 \text{ г/м}^3$, при этом содержание УВ C_{5+} в ГС составило $1,993 \text{ г/м}^3$, что соответствует 92 % от ПГ. В таблице 1 представлены основные результаты лабораторных исследований.

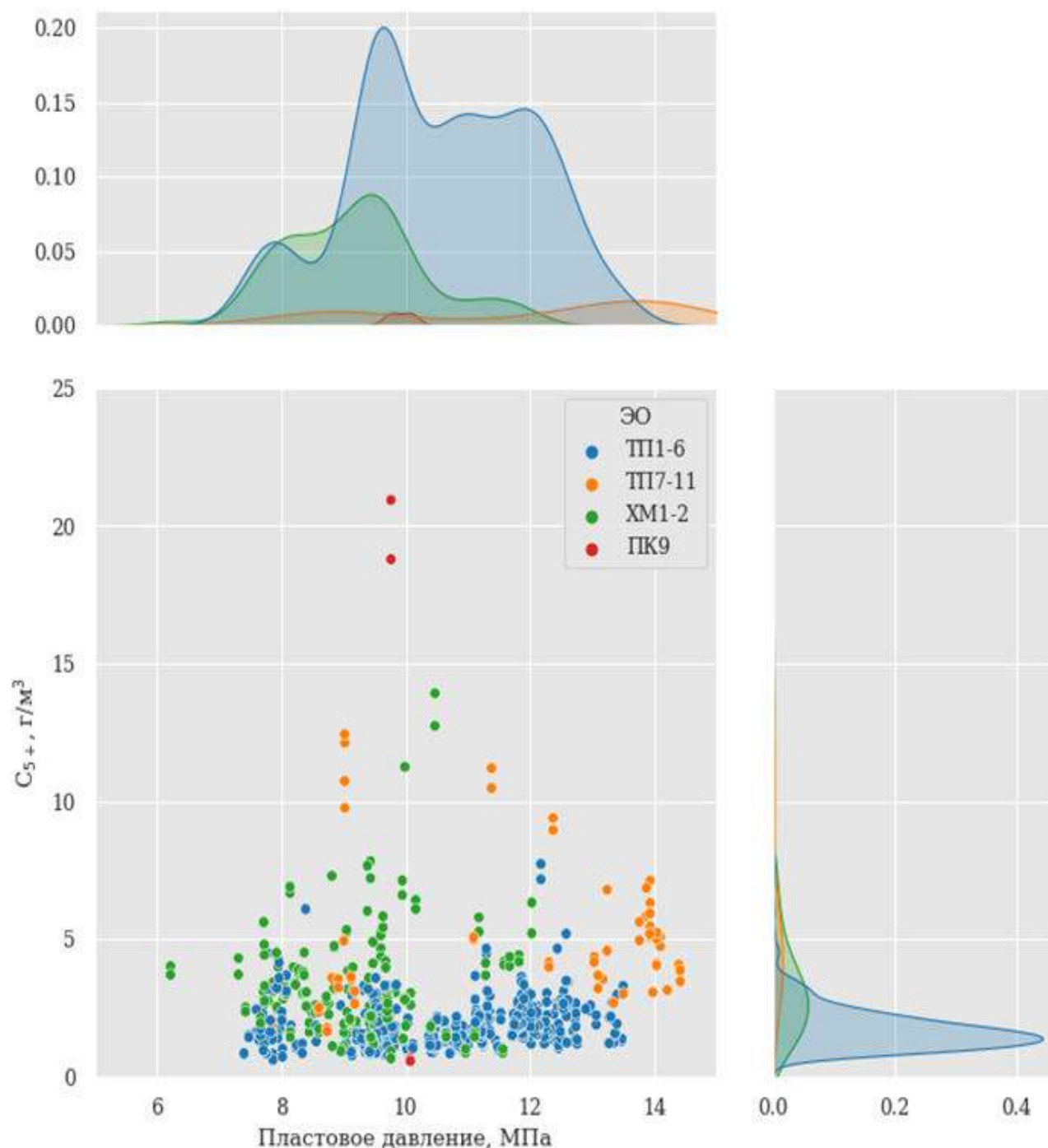


Рисунок 3 – Диаграмма рассеяния « $p_{\text{пл}}-C_{5+}$ » для ЭО.

Таким образом, проведенный анализ свидетельствует о высокой сопоставимости результатов и практической целесообразности устьевое отбора газа в поршневые контейнеры.

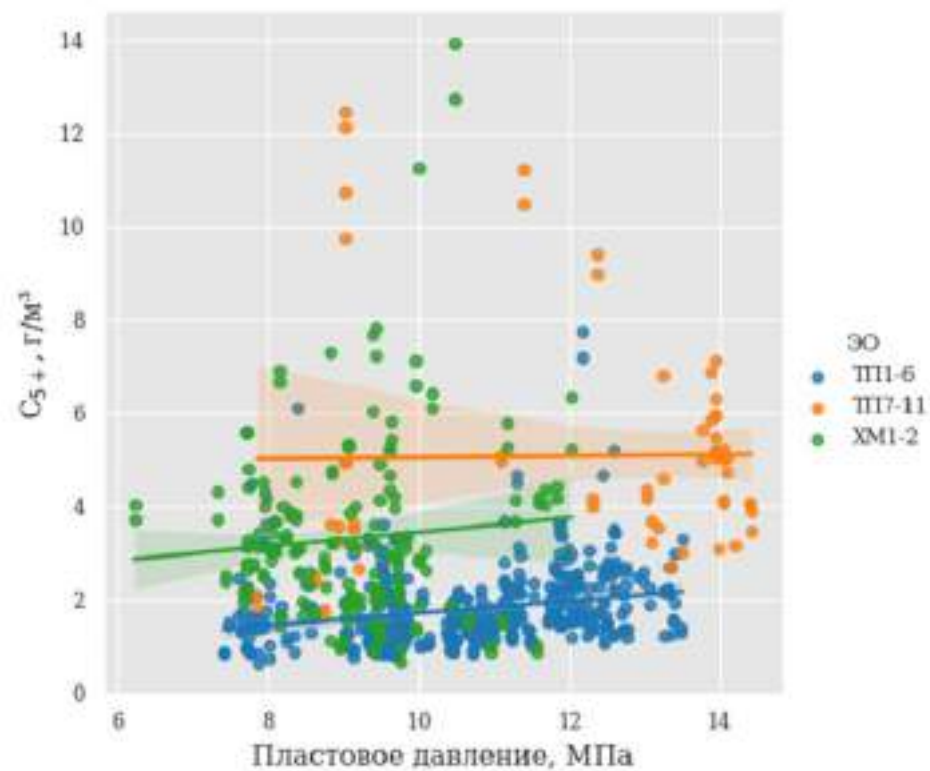


Рисунок 4 – Диаграмма рассеяния « $r_{пл}$ - C_{5+} » с нанесенными линейными зависимостями и 95 % доверительным интервалом по отфильтрованным данным.

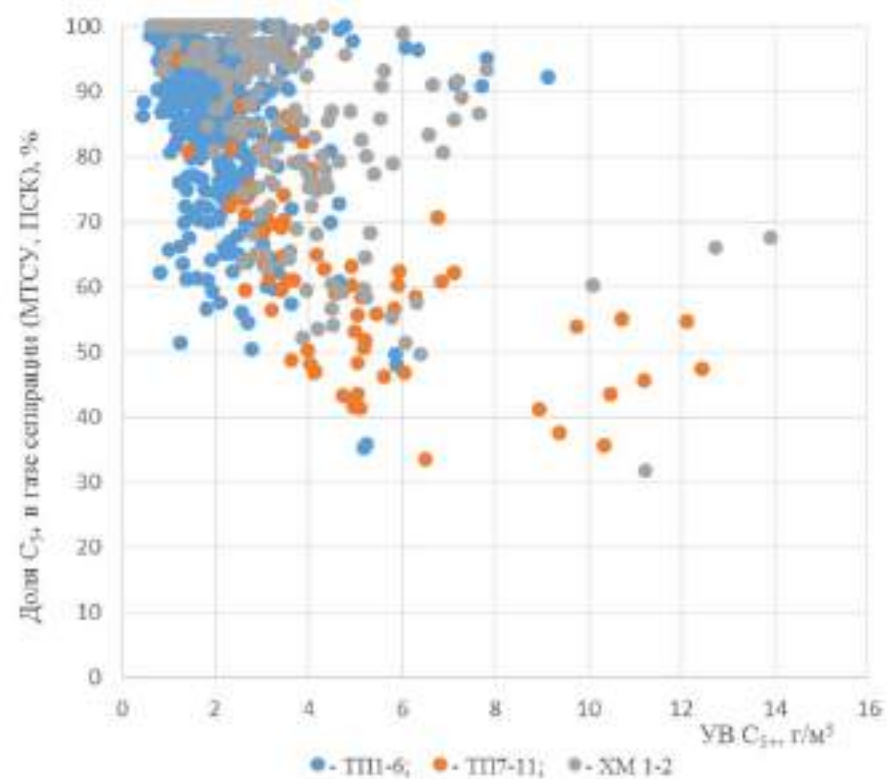


Рисунок 5 – Зависимость доли C_{5+} в ГС от общего содержания УВ C_{5+} в ПГ.

Таблица 1 - Результаты лабораторных исследований проб газа скв. 3510 пласт ТП7-11.

Компонент	Место отбора газа, тип пробоотборника, термобарические условия отбора				
	сепаратор МЗС в проточный контейнер, р _{отб} = 5,10 МПа, t _{отб} = 19,5 °С	устье в проточный контейнер, р _{отб} = 6,22 МПа, t _{отб} = 30,7 °С	устье в поршневой контейнер, р _{отб} = 6,22 МПа, t _{отб} = 30,7 °С	ГИП с сепаратора МЗС в проточный контейнер, р _{отб} = 5,10 МПа, t _{отб} = 17,7 °С	
				Содержание компонента, мол. %	
				1	2
CH ₄	95,4109	95,3765	95,3231	95,3684	95,272
C ₂ H ₆	3,2426	3,2447	3,2614	3,2504	3,271
C ₃ H ₈	0,051	0,0513	0,0513	0,0509	0,049
i-C ₄ H ₁₀	0,1165	0,1176	0,1188	0,1173	0,117
n-C ₄ H ₁₀	0,0071	0,0072	0,0073	0,0073	0,007
i-C ₅ H ₁₂	0,0076	0,0078	0,008	0,0079	0,008
n-C ₅ H ₁₂	0,0026	0,0027	0,0028	0,0026	0,002
C ₆ H ₁₄	0,0109	0,0127	0,0124	0,0161	0,009
C ₇ H ₁₆	0,013	0,0177	0,021	0,0165	0,01
C ₈ H ₁₈	0,004	0,0114	0,0152	0,0094	0,009
C ₉ H ₂₀	0,0039	0,0054	0,0102	0,0053	0,005
C ₁₀ H _{22+B}	0,0039	0,006	0,015	0,0087	0,003
C ₁₁ H _{22+B}	-	-	-	-	0,001
C ₁₂ H _{22+B}	-	-	-	-	0,0004
He	0,0052	0,0058	0,0046	0,0047	0,005
H ₂	0,0004	0	0	0,0003	-
N ₂	0,1971	0,1795	0,1903	0,1993	0,189
CO ₂	0,9233	0,9537	0,9586	0,9349	1,043
Сумма	100,0000	100,0000	100,0000	100,0000	100,0004
М, г/моль	16,88	16,90	16,93	16,91	16,92
Плотность, кг/м ³	0,70293	0,70395	0,70514	0,70395	0,704
Содержание УВ C ₅₊ , г/м ³	1,86	2,68	3,78	2,8	1,993

**Систематизация и хранение информации по месторождениям
для выполнения проектно-технологических документов на разработку месторождений
углеводородного сырья**

Есаулов П. С.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Создана программа для сбора, систематизации и хранения информации по месторождению (залежи), для быстрого доступа к промысловым сведениям, геологической информации, данным по разработке месторождения. Результатом работы данной программы является формирование «паспорта» месторождения с основными геолого-технологическими данными, а также создание шаблона протокола ЦКР.

Программный комплекс «Классификатор месторождений» в дальнейшем будет дополняться новыми модулями, совершенствоваться согласно потребностям и пожеланиям недропользователя.

Для удобства внесения данных разработана графическая оболочка программного продукта. Сам программный комплекс не требует установки на компьютер пользователя, так как представляет собой полноценное приложение со встроенными в него динамическими библиотеками. Классификация месторождений углеводородов производится в соответствии с действующими нормативными документами. Программный комплекс «Классификатор месторождений» имеет несколько алгоритмов проверки данных, которые были созданы для повышения качества и правильности вводимой информации.

Положительный информационный эффект достигается за счет сбора, обработки, хранения информации по месторождению в одном месте, т.е. в единой базе данных. Также возможность для пользователя сохранять полученные расчеты и копировать полученные результаты, например, сразу в отчет. Эффект же достигается от использования информации в систематизированной структуре, которая более понятна и доступна пользователю.

На сегодняшний день добавлены модули для просмотра LAS-файлов различных версий и текстовых кодировок. Также можно, при необходимости, изменять величину начальных геологических запасов того или иного вида углеводородов, если их значение не совпадает с утвержденным в протоколе.

Для «сухого» газа в приложении реализован расчет коэффициента сверхсжимаемости газа (Z) по нескольким методикам, для различных начальных и текущих термобарических условий месторождения (залежи):

- по уравнениям Холла-Ярборо (Hall-Yarborough), полученные на основе уравнения Стерлинга-Карнагана (Starling-Carnahan) [1];
- по уравнению Dranchuk-Purvis-Robinson [2], в котором используются коэффициенты корреляции;
- по корреляционной зависимости Beggs-Brill [2].

В программном комплексе реализован пересчет компонентного состава газа из массового в объемный [3], так как используемая классификация приведена в объемных величинах. Это было сделано для удобства пользователя и увеличения скорости работы с программным комплексом. Пересчет состава происходит на отдельной форме, после чего можно скопировать пересчитанные значения в соответствующие поля на главной форме.

Следующим главным дополнением было внедрение модуля для определения режима работы газовой залежи путем построения графика зависимости приведенного пластового давления $P_{пл}/Z$ от накопленной добычи газа $Q_{газ}$ (рисунок 1).

Для построения необходимо заполнить данные по начальному пластовому давлению и запасам газа по месторождению (залежи), накопленной добыче и соответствующим пластовым давлениям. Далее рассчитывается коэффициент Z и автоматически вычисляется приведенное пластовое давление $P_{пл}/Z$. После всего строится график зависимости. На графике будут отображены линии газового режима, фактические данные, указанные пользователем. Также можно добавить различные типы линий тренда для фактических данных с продлением на

указанное значение (работает только для линейного тренда). Имеется возможность узнать, в какой точке линейный тренд пересечет ось X. Также для линейного тренда добавлено вычисление уравнения прямой и величины достоверности аппроксимации (R^2).

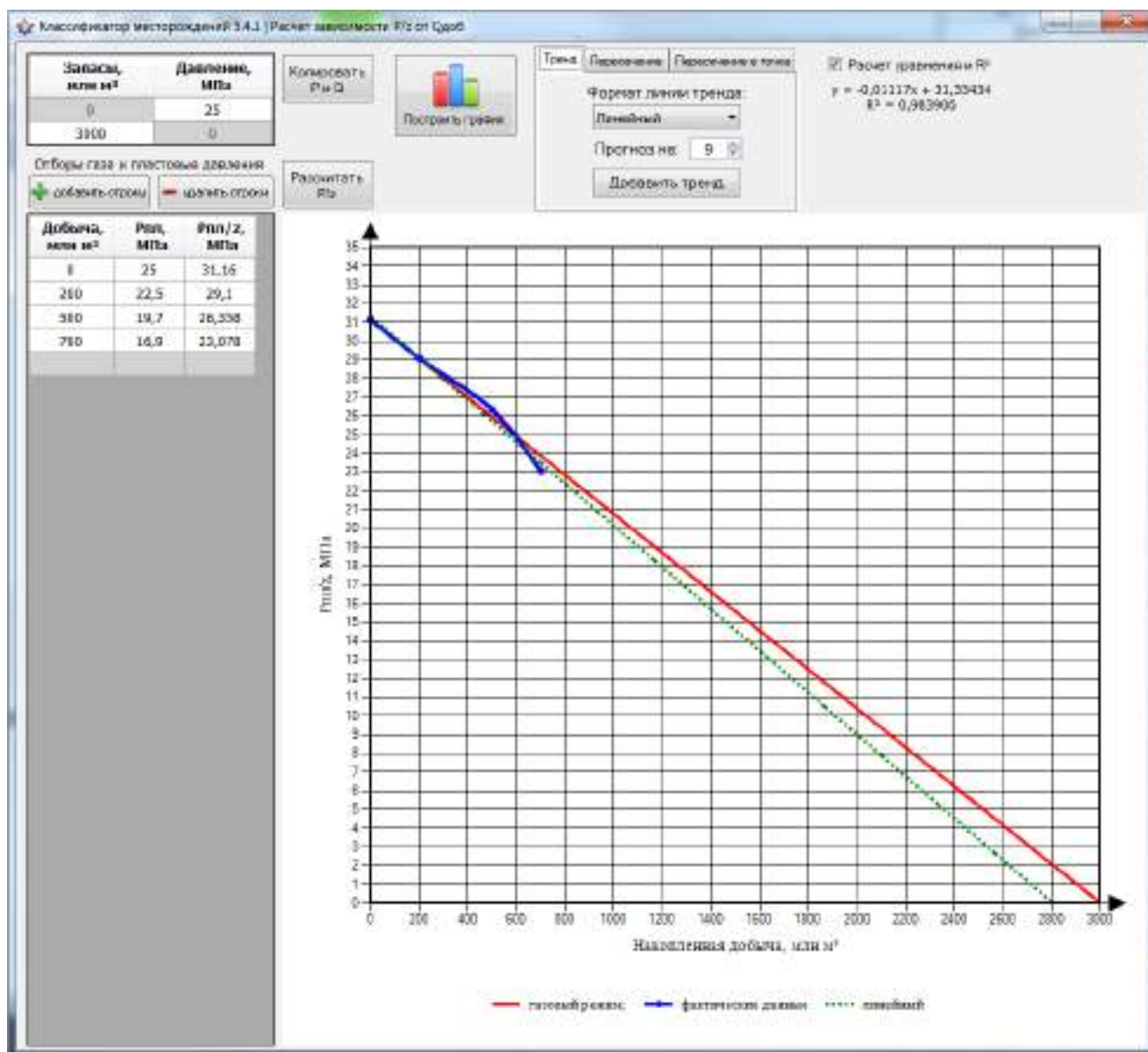


Рисунок 1 – Форма построения графика для определения режима работы газовой залежи.

Полученный график также можно сохранить или распечатать, изменить внешний вид для отдельных рядов графика.

На текущий момент внесены дополнения для расчета влагосодержания газа W , где используется две методики (Бюкачек [4] и СТО Газпром 3.1-3-010-2008 [5]) с выводом расчетных значений в таблицу (рисунок 2). Также реализован расчет плотности газовой смеси и ее относительной плотности по воздуху для различных термобарических условий.

Имеется возможность указать сведения о геологической и гидродинамической моделях, а для справочной информации – система сбора продукции скважин и ее подготовки (последняя была переработана в более удобный и наглядный интерфейс).

В 2018 г. данное приложение было зарегистрировано в Федеральной службе по интеллектуальной собственности (РОСПАТЕНТ), на что имеется свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ.

Программный комплекс «Классификатор месторождений» в дальнейшем будет дополняться

новыми модулями, улучшаться согласно потребностям и пожеланиям недропользователя, редактироваться в соответствии с изменениями в действующих нормативных документах, то есть будет вестись его полная поддержка со стороны разработчика данного приложения.

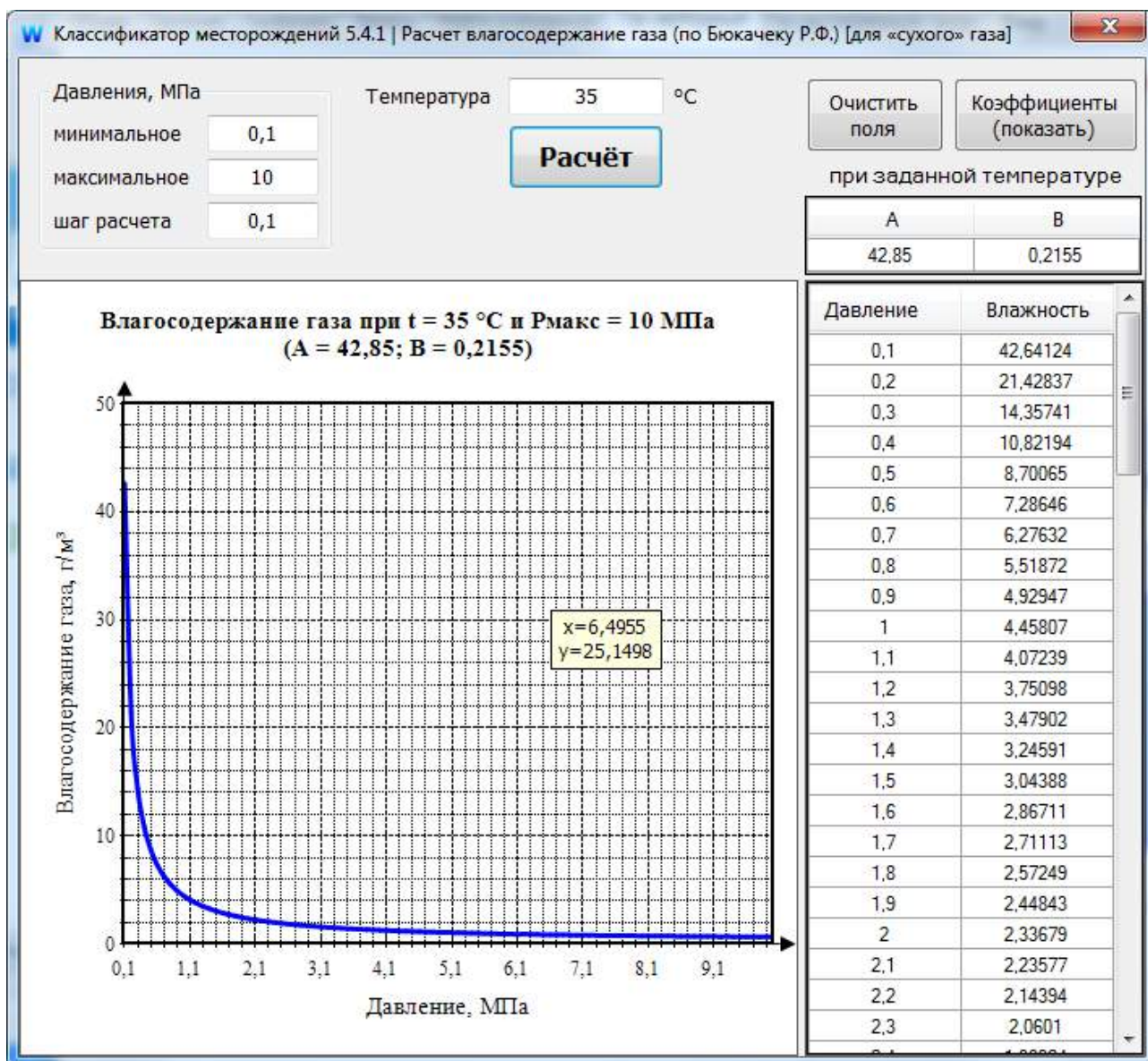


Рисунок 2 – Форма для расчета влагосодержания газа W.

На данный момент ведутся работы по созданию структуры сайта, где будут расположены само приложение, информация о нем. Также будет использован сервер для создания и ведения на нем базы данных, разделение прав доступа пользователей к ней. По окончании работ планируется доступ к базе данных как через само приложение, так и напрямую через сайт. Разделение прав доступа к информации, хранящейся в базе данных, предусматривает создание учетной записи для каждого пользователя с заданными правами только просмотра, либо просмотра, изменения и добавления информации. Для программирования backend-части сайта используется язык программирования Python 3.11 и фреймворк Django 4.2.9.

Библиографический список:

1. Дейк Л.П. Основы разработки нефтяных и газовых месторождений / Перевод с английского. – М.: ООО «Премииум Инжиниринг», 2009. – 570 с., ил. – (Промышленный инжиниринг).
2. Djebbar Tiab «Gas Reservoir Engineering». PE 4613 - Lecture notes. – 2000. – 603 p.
3. Коротаев Ю.П., Ширковский А.И. Добыча, транспорт и подземное хранение газа. Учебник

для вузов. – М.: Недра, 1984. – 487 с.

4. Ключов В.А., Щипачев В.Б. Технологические расчеты систем абсорбционной осушки газа. – Тюмень: ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2002.

5. СТО Газпром 3.1-3-010-2008. Методика расчета норм расхода химреагентов по газодобывающим предприятиям ОАО «Газпром». – М., 2009. – 46 с.

УДК 662.276.1

Оценка ввода новых скважин в разработку залежи на основе применения косвенных методов исследования

Мустафаев А. А., Лачинов М. Н.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация: По мере разработки нефтяных и газовых залежей происходит достаточное накопление информации о пласте и насыщающих его флюидов. Для осуществления анализа взаимодействия скважин, оценки влияния ввода в эксплуатацию новых скважин не работающие окружающие имеют достаточный информационный массив данных.

Ключевые слова: гидродинамическая связь, корреляционное отношение, уплотнение сетки скважин, карта изокор, гидропрослушивание, трассерные исследования

В [1] приводится анализ взаимовлияния скважин на основе промысловых данных. Целью оценки взаимовлияния нагнетательных и добывающих скважин является оценка эффективности работы системы ППД и обоснования решений по дальнейшему развитию системы поддержания пластового давления. Важным вопросом является определение вклада закачки каждой нагнетательной скважины в добычу окружающих добывающих. На основе полученных результатов возможна оптимизация системы ППД с точки зрения увеличения добычи нефти по залежи в целом. Традиционно применяемые прямые методы: проведение гидропрослушивания и трассерные исследования связаны со значительными экономическими затратами, а также не всегда эффективны ввиду геологических и технологических ограничений. Вследствие вышеуказанного актуальной является оценка взаимодействия скважин другими методами.

В качестве этих методов рекомендуется применение корреляционного анализа, в [1] для рядов данных с повторяющимися рангами используется модифицированный коэффициент корреляции. Другим рекомендуемым методом предлагается нейросетевой анализ, используемый в инжиниринге нефтегазовых резервуаров при решении задач в условиях неопределенности при оценке параметров пластовой системы и характера взаимодействия множества факторов, не поддающихся учету в промысловой практике [2, 3]. Нейросетевой подход [4] применяется при оценке вклада закачки в добычу окружающих скважин.

На основании корреляционного анализа была диагностирована хорошая гидродинамическая связь между нагнетательной и каждой из двух добывающих. Помимо коэффициента корреляции установлено время реагирования изменения дебита добывающих скважин в зависимости от закачки нагнетательными.

Нейросетевая модель корректно прогнозировала изменение дебита при изменении закачки, но некорректно при условии проявления новых факторов, ранее не влияющих на дебит.

На кафедре «Нефтегазовая инженерия» Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности сотрудниками, продолжающими исследования, начатые академиком А.Х.Мирзаджанзаде, для решения рассматриваемых задач применяется корреляционный анализ.

Указанный метод применяется для оценки степени тесноты статистической связи между двумя и более рядами данных. Корреляционный анализ при оценке гидродинамической связи между скважинами является зарекомендовавшим себя подходом. Обычно используют ранговый коэффициент корреляции Спирмена, главным преимуществом которого является независимость от вида распределения рассматриваемых параметров.

В данной работе наличие гидродинамической связи между скважинами диагностировалось на основе корреляционного отношения (КО) [5].

Сопоставление результатов оценки прямыми гидродинамическими методами: гидропрослушивание пласта, трассерные исследования и косвенных (расчет корреляционного отношения) показало, что с увеличением корреляционного отношения в диапазоне от 0 до 1 возрастает и степень взаимодействия между скважинами.

Анализ промысловых данных показал, что даже при наличии слабой гидродинамической связи и наличии зашумленности замеряемых дебитов добывающих скважин и объема закачки в нагнетательные, корреляционное отношение верно диагностирует наличие гидродинамической связи между скважинами, рассматриваемыми при значениях более 0,5.

Схема оценки гидродинамической связи на основе расчета гидродинамического отношения было следующее.

К примеру, рассматривается взаимодействие между 4мя скважинами, каждой из которых присваиваются номера 1,2,3,4.

Выбирается интервал времени, в котором нив одной из исследуемых скважин не проводились технологические мероприятия, например, приобщение к отбору углеводородов дополнительных горизонтов, гидроразрыв пласта, солянокислотная обработка, ввод рядом с анализируемыми скважинами новых скважин и др.

Скважину 1 рассматривают как реагирующую, а 2,3,4 – как возмущающие.

Затем осуществляется перебор, каждая из скважин рассматривается как реагирующая. Для каждой ситуации проводится расчет корреляционного отношения по программе, подготовленной на вышеуказанной кафедре. Рассчитанные значения проверяются с помощью критерия Фишера.

Расчет завершается построением карт равных корреляционных отношений по исследуемому участку, выделяются зоны с повышенным и пониженным корреляционными отношениями, даются рекомендации по бурению новых скважин в слабодренлируемых зонах.

Возможности рассматриваемой методики были апробированы при анализе уплотнения сетки скважин вновь разбуренной под №05 «свиты перерыва» V тектонического блока месторождения «Альфа» с точки зрения влияния ее на работу уже эксплуатируемых на этом участке скважин 01, 02, 03, 04.

Были рассчитаны значения корреляционных отношений до ввода в эксплуатацию скважины №05 и после. Данные приведены в таблице.

Таблица 1.

№	Номер скважины	КО до ввода новой скважины	КО после ввода новой скважины	Примечание
1	01	0,57	0,84	-
2	02	0,39	0,92	-
3	03	0,54	0,90	-
4	04	0,60	0,85	-
5	05	-	0,83	-

Анализ построенной карты равных корреляционных отношений, изокор, позволили выделить участок пласта со слабым взаимодействием (менее 0,5), что позволило предположить наличие застойной зоны в этой области пласта.

После бурения на указанном участке скважины №05 и ввода ее в эксплуатацию повысили значения корреляционного отношения для всех скважин, в том числе и для вновь введенной. На рис. 1а и 1б приведены карты изокор. Для периода до уплотнения КО существенно снижалось по мере приближения к скважине 02, то после ввода скважины №05 картина взаимодействия изменилась в обратную сторону и если раньше участок ввода скважины №05 рассматривался перспективным для разбуривания, то после ввода скважины №05 – это зона высокого взаимодействия.

Положительное влияние на повышение уровня взаимодействия наблюдается не во всех случаях.

Скважины 06, 07, 08 X горизонта V тектонического блока месторождения «Альфа» до уплотнения вновь введенными скважинами характеризовались значением корреляционного отношения выше 0,6, что диагностирует наличие гидродинамической связи.

После ввода новых скважин 09 и 10 корреляционное отношение действующих ранее скважин снизилось до величины менее 0,5, а вновь пробуренные №09 – 0,7, а №10 – 0,39 (рис.2).

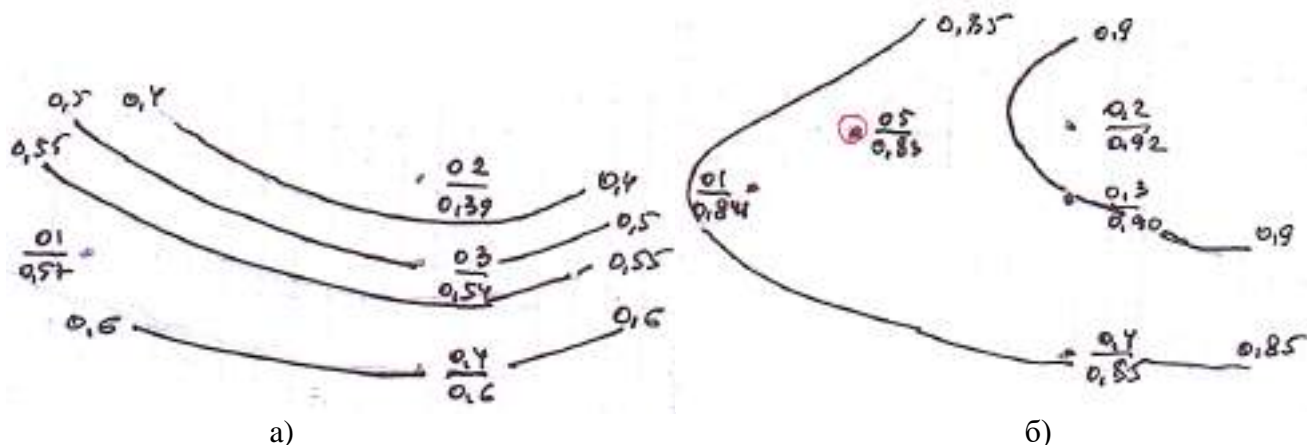


Рисунок 1.

Факт снижения КО после уплотнения объясняется тем, что ввод 2х новых скважин оказал негативное воздействие на перераспределение фильтрационных потоков в пласте, что привело к снижению скорости фильтрации и уменьшению взаимодействия скважин.

Данные по корреляционным отношениям до и после ввода новых скважин представлены в таблице 2.

Таблица 2.

Номер скважины	КО до ввода новых скважин	КО после ввода новых скважин
06	0,7	0,45
07	0,68	0,26
08	0,69	0,43
09	-	0,7
10	-	0,39

На рисунке 2 приведены карты изокор.

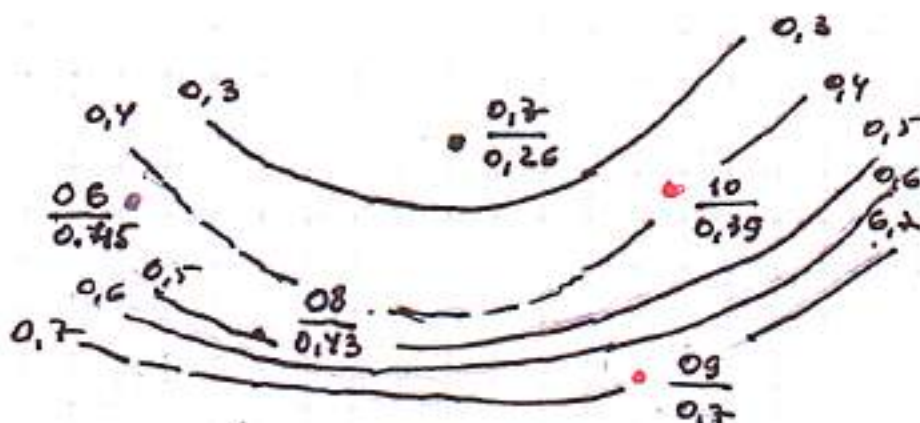


Рисунок 2 – Карта изокор.

Анализируя карту изокор можно видеть тенденцию изменения взаимодействия, по мере приближения к скважине 10 значение КО понижается, а ближе к скважине 09 повышается.

Интерес представляет изучение динамики корреляционного отношения после уплотнения сетки скважин. 4 скважины были введены в эксплуатацию в течении двух лет, через 7 месяцев после ввода последней из добывающих скважин была введена новая скважина №15. Рассмотрено изменение корреляционного отношения в течении 3х периодов после уплотнения сетки скважин (таблица 3).

Таблица 3

Номер скважины	Период после ввода новой скважины		
	КО 1	КО 2	КО 3
11	0,85	0,9	0,48
12	0,93	0,95	0,75
13	0,93	0,76	0,83
14	0,94	0,92	0,76
15	0,84	0,89	0,65

Анализировались скважины горизонта КС-2 V тектонического блока месторождения «Альфа». Анализ карт корреляционного отношения 2 и 3 периодов (рис.3) показал снижение КО до 0,48 при участии скважины №11. Рассмотренные данные указывают, что дальнейший ввод скважин в этой зоне прогнозируется неэффективным.

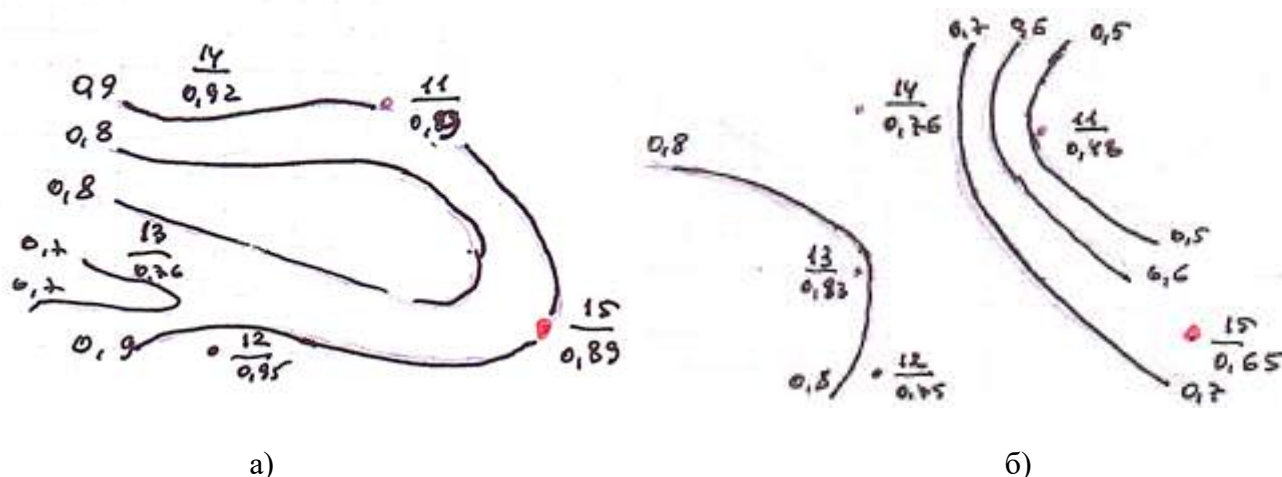


Рисунок 3.

Выводы

1. Прямые методы исследования гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными, а также между добывающими скважинами в нефтепромысловой практике бывают нерентабельными, а также ограниченными ввиду геологических и технологических причин.

2. В качестве альтернативы прямым методам (гидропрослушивание и трассерные исследования) в нефтепромысловой практике нашли свое применение косвенные (корреляционный анализ и нейросетевые модели).

3. На основе расчета корреляционного отношения по программе, подготовленной на кафедре «Нефтегазовая инженерия», выявлены значения корреляционного отношения, диагностирующего хорошую гидродинамическую связь между скважинами (на основе сопоставления корреляционного отношения и результатов исследований по гидропрослушиванию пластов).

4. На основе построенных карт равных корреляционных отношений (изокор) оценена эффективность уплотнения сетки скважин, выявлены слабодренированные зоны и даются рекомендации по вводу новых скважин.

Библиографический список

1. Анализ взаимовлияния скважин по промысловым данным. ЗАО «Ванкорнефть». К.Б.Королев, В.С.Котежников, К.Г.Сорокин, В.В.Караченцев. Материалы 13-й Международной научно-технической конференции 14-16 мая 2014 года, изд. Томского университета, с. 27-39
2. Lechner J., Zangl G. Treating uncertainties in reservoir performance prediction with neural networks// SPE 2005, #94357
3. Ali J.K. Neural networks: a new tool for the petroleum industry? // SPE 1994, #27561
4. Demiryurek U. Neural-network based sensitivity analysis for injector-producer relationship identification// SPE 2008 # 112124
5. Феретер Э., Ренц Б. Методы корреляционного и регрессионного анализа. М.-Финансы и статистика. 1983-304 с.

УДК 658.011.56

Контроль энергопотребления в нефтедобыче: роль интернета вещей и искусственных нейронных сетей

Цыпленков С. В.¹, Агафонов Е. Д.^{1,2}

1 - Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа, г. Красноярск, Россия

2 - Сибирский государственный университет науки и технологий имени академика М.Ф. Решетнева, г. Красноярск, Россия

В нефтегазовой отрасли последние годы отмечаются значительными изменениями, подталкиваемыми трендами в области интернета вещей (IoT), цифровизации и применения нейросетей. Эти технологические тенденции стали неотъемлемой частью стратегий развития и оптимизации процессов в добыче углеводородов.

Интернет вещей, внедренный в нефтегазовую отрасль, открывает новые возможности для мониторинга и управления различными аспектами производственных процессов. Сенсоры и устройства, соединенные в единую сеть, предоставляют операторам реальномасштабные данные о состоянии оборудования, условиях на месторождении и других параметрах. Это позволяет осуществлять более точное прогнозирование, оперативный контроль и, следовательно, повышение эффективности добычи.

Цифровизация в нефтегазовой промышленности также находит свое отражение в использовании современных информационных технологий и аналитики данных. Системы сбора, обработки и анализа информации в реальном времени становятся основой для принятия информированных стратегических и оперативных решений. Эффективное использование больших данных и аналитики позволяет не только оптимизировать текущие процессы, но и выявлять потенциальные улучшения, направленные на снижение затрат и повышение производительности.

В сфере применения нейросетей наблюдается стремительный прогресс. Искусственные нейронные сети, обученные на огромных объемах данных, становятся мощным инструментом для анализа и прогнозирования в нефтегазовой добыче. Этот подход позволяет выявлять сложные зависимости и паттерны, не всегда очевидные при использовании традиционных методов анализа. Применение нейросетевого подхода в анализе данных о расходах электроэнергии, например, может значительно улучшить точность определения факторов, влияющих на энергопотребление.

Современная нефтедобыча представляет собой сложную систему, охватывающую разнообразные технические и организационные аспекты, нацеленные на оптимизацию производства, снижение затрат и соблюдение экологических стандартов. В стремлении повысить эффективность этого ключевого сектора промышленности цифровая трансформация становится неотъемлемой составляющей его развития. В этом контексте внедрение цифровых технологий в нефтедобычу превращается в стратегическую необходимость [1].

Одним из критически важных элементов цифровой трансформации в нефтедобыче является система контроля энергоэффективности (СКЭ). Эта система выступает в роли интегрального инструмента, обеспечивающего автоматизацию и оптимизацию нефтедобывающих процессов [2].

Цифровая революция в нефтедобыче, поддерживаемая внедрением информационных и аналитических технологий, не только обеспечивает сбор, анализ и интерпретацию данных, но и резко улучшает принятие информированных решений. В этом контексте СКЭ выступает как ключевой инструмент, предоставляя средства для непрерывного контроля и управления энергоэффективностью всего нефтедобывающего процесса.

Применительно к добыче нефти, внедрение СКЭ приводит к значительным преимуществам, существенно влияющим на эффективность отрасли. Автоматизированный мониторинг и анализ энергопотребления обеспечивают непрерывный контроль и оперативную реакцию на изменения в энергопотреблении. Это позволяет не только эффективно использовать электроэнергию, но и предоставляет оперативные инструменты для адаптации к динамике производства.

Одним из ключевых преимуществ использования СКЭ является возможность оптимизации производственных процессов. Данные, собираемые системой, предоставляют информацию, необходимую для разработки планов сокращения энергопотребления и оптимизации производственных операций. Анализ этих данных открывает резервы по снижению энергозатрат и повышению эффективности производства [3].

Важнейшими аспектами эффективного управления в процессе механизированной добычи нефти. Использование СКЭ позволяет непрерывно собирать информацию о потреблении электроэнергии, работе оборудования и динамике производственных процессов. Эти данные, полученные в реальном времени, обеспечивают оперативный контроль и позволяют оперативно реагировать на изменения в энергопотреблении. Такой подход к сбору данных создает базу для оперативных управленческих решений, направленных на повышение эффективности энергопотребления и сокращение операционных затрат.

СКЭ также играет важную роль в снижении рисков и предотвращении сбоев в нефтедобывающих процессах. Путем выявления аномалий, связанных с энергопотреблением, система помогает предотвратить сбои в производственных процессах и снизить вероятность аварий. Это приводит к более стабильному и бесперебойному функционированию оборудования, что крайне важно для безопасности и эффективности нефтедобычи.

Еще одним важным аспектом применения СКЭ в нефтедобыче является его вклад в экологическую устойчивость. Снижение энергопотребления, достигаемое благодаря оптимизации с помощью СКЭ, способствует снижению выбросов углерода и, таким образом, содействует экологической ответственности в сфере нефтедобычи.

Интеграция данных и информированное принятие решений становятся неотъемлемой частью работы СКЭ, обеспечивая оперативное и информированное принятие решений для оптимизации энергопотребления и повышения эффективности. Таким образом, СКЭ представляет собой не только инструмент для экономии электроэнергии, но также содействует более устойчивой и экологически безопасной добыче углеводородов. Применение СКЭ в механизированной добыче нефти имеет значительный потенциал для дальнейшего развития, и этот потенциал можно рассмотреть в контексте нескольких важных направлений.

Интеграция с интернетом вещей: Одним из ключевых аспектов перспективного развития СКЭ является его интеграция с технологией интернета вещей (IoT). Это позволит системе расширить мониторинг параметров и устройств в режиме реального времени, обеспечивая более глубокий и всесторонний анализ данных. Интеграция IoT с СКЭ позволит эффективно собирать информацию о состоянии оборудования, изменениях в окружающей среде и других факторах, что в свою очередь обеспечит более точный и реактивный контроль над энергоэффективностью в реальном времени.

Применение более сложных моделей машинного обучения: Развитие нейросетевого анализа и использование более сложных моделей машинного обучения представляют собой еще одно важное направление. Прогресс в области машинного обучения открывает новые горизонты для анализа и прогнозирования энергоэффективности. Применение передовых методов машинного обучения, таких как глубокое обучение, позволяет системе автоматически выявлять сложные зависимости и паттерны в данных, улучшая точность анализа и способствуя более эффективной оптимизации производственных процессов [4]. Интеграция нейросетевого факторного анализа в состав СКЭ

дополняет сбор данных уникальным инструментом анализа. Нейросети, обученные на больших объемах данных, могут выявлять сложные зависимости и паттерны в удельных расходах электроэнергии, что традиционными методами трудно достичь. Анализ факторов, влияющих на энергопотребление, становится более точным и предсказуемым. Использование нейросетевого факторного анализа в интегрированной СКЭ существенно повышает достоверность контроля энергоэффективности. Эта методология позволяет автоматически выявлять скрытые зависимости и нелинейные взаимосвязи между различными факторами, влияющими на энергопотребление. Точность анализа данных при этом высока, что способствует точному определению факторов, оказывающих влияние на эффективность энергопотребления в процессе добычи нефти.

Улучшение метрологического обеспечения: Непрерывное улучшение метрологического обеспечения также является важным направлением развития. Внедрение более точных и надежных измерительных приборов, а также технологий калибровки, повышает точность и достоверность данных, собираемых системой. Это усиливает ее способность предоставлять точные и актуальные данные, что, в свою очередь, улучшает качество анализа и принятия решений.

Расширение области применения: Развитие СКЭ может привести к расширению ее области применения. Не только в нефтедобыче, но и в других отраслях, где энергоэффективность играет ключевую роль, таких как горнодобывающая промышленность и производство. Расширение сферы влияния СКЭ позволит эффективным методам управления энергопотреблением оказывать положительное воздействие на разнообразные промышленные секторы.

Система контроля энергоэффективности является важным инструментом в стратегии современной нефтедобычи и промышленности в целом. Внедрение передовых технологий, таких как IoT и более сложные модели машинного обучения, открывает новые перспективы для улучшения энергоэффективности и устойчивости производства. Улучшенное метрологическое обеспечение и расширение области применения делают СКЭ неотъемлемым компонентом в современной индустрии, где энергоэффективность и устойчивость играют решающую роль.

Библиографический список:

6. Шишкин А. Н. Повышение энергоэффективности в ОАО «НК Роснефть» //Материалы II Международного форума ENES Expo. – 2013.
7. Вейнблат А. В. и др. Аналитическая информационная система «Энергоэффективность нефтегазового предприятия». – 2018.
8. Цыпленков С. В., Агафонов Е. Д. Концепция комплексной системы контроля энергоэффективности механизированной добычи нефти //Известия высших учебных заведений. ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИКИ. – 2021. – Т. 23. – №. 4. – С. 180-196.
9. Цыпленков С. В., Агафонов Е. Д., Цыпленкова Д. И. Нейросетевой подход к ранжированию ранжированию факторов, влияющих на энергоэффективность добычи нефти //Интеллектуальные системы в производстве – 2022. – Т. 20. – №. 1. – С. 22-28.

УДК 622.27.621.52

Проведение лабораторно-экспериментальных и промысловых исследований с целью изучения геолого-физических условий в подземных хранилищах газа

Алиева О. А.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация. В статье изложены пути изучения геолого-физических условий созданного подземного хранилища газа; и даны сведения о проведении лабораторно-экспериментальных исследований для изучения коллекторских свойств пласта и физических свойств газа, а также промысловых исследований для определения параметров пласта. В работающих скважинах проводятся газодинамического методы исследования на стационарных и нестационарных

режимах работы и снимаются индикаторные диаграммы и кривые восстановления забойного давления газовых скважин, а в неработающих скважинах проводятся термодинамические методы исследования для изучения температурного режима газохранилища.

В статье также предлагается метод определения минимальной глубина для подземного газохранилища с учетом значений пластового, горного и гидравлического разрыва давлений.

Ключевые слова: подземная газохранилища, геолого-физическое условие, промысловые исследования, параметры пласта, лабораторные эксперименты, линия нарушения, тектоническим блок, индикаторная диаграмма, кривая восстановления давления, газодинамическое прослушивание.

Ведение. Геолого-физические условия подземного газохранилища характеризуются следующим: пластовое давление, пластовая температура, газопроницаемость пласта, коэффициент пористости пласта, коэффициент неоднородности пласта, фракционный состав пород, слагающих пласт и др.

Цель работы

Скважины, участвующие в пласте, делятся на следующие категории: газодобывающие, газонагнетательные и статически недействующие. В этих последних скважинах газ в пласт не закачивается и газ из пласта не добывается, то есть они не рабочие, это ликвидированные скважины [1,5]. Фракционный состав пород пласта, коэффициент неоднородности, коэффициент пористости, пробы пород (керна) отбирают из продуктивного пласта топором во время бурения скважин, изучают и определяют в петрографической лаборатории. Остальные параметры, перечисленные выше, определяются при исследовании скважин пласта стационарными и нестационарными газодинамическими методами. С другой стороны, пробы газа, отобранные для определения плотности (удельного веса) и вязкости пластового газа, определяются в лаборатории известными методами [4].

Выполнение работы

Газодинамическими методами исследованы скважины подземного газохранилища (ППГ) с отбором и закачкой газа. В основном эти методы бывают двух типов: стационарные и нестационарные методы. Стационарным газодинамическим методом производят индикаторную диаграмму, для этого 7-8 раз меняют режим работы скважины, измеряют дебиты и забойное давление; эта диаграмма принимается в виде параболической кривой и проходит через начало координат. При интерпретации используется следующее уравнение двумерного потока:

$$\Delta P^2 = aQ + bQ^2 \quad (1)$$

и подставив в уравнение прямой:

$$\frac{\Delta P^2}{Q} = a + bQ \quad (2)$$

Строится наклонная прямая уравнения (2) и графически определяются численные значения параметров, а и b; где а - угловой коэффициент прямой, b - длина отрезка прямой линии $\frac{\Delta P^2}{Q}$, отделенного прямой линией от оси ординат.

На основании найденных значений параметров, а и b определяют газодинамические параметры пласта-коллектора.

По этому методу исследуют газодобывающие скважины, так как полученные результаты дают более точные значения, чем газодобывающие скважины, то есть меньше ошибок. При исследовании работающей скважины газового пласта нестационарным газодинамическим методом извлекается кривая восстановления забойного давления, для этого глубинный манометр опускается в пробку скважины с помощью лубрикатора и скважина останавливается, кривая восстановления донного давления устанавливается по кривой, нанесенной на картограмму манометра. На этой кривой получается наклонный отрезок прямой; по взятым на нем координатам двух точек

графически определяются численные значения его углового коэффициента и части, отделяемой от оси ΔP^2 , а на основе вышеперечисленных параметров слоя их [2].

В таблице ниже представлена информация о предварительных результатах научно-измерительных работ, проведенных в скважине №255 Галмазского водохранилища.

Таблица 1 - Предварительные результаты научно-измерительных работ, проведенных в скважине №255 Галмаз.

Изыскательские и измерительные работы на скважине Калмаз №255 информация о предварительных результатах				Дата публикации: 10.12.2015
Скважинные данные Дно колодца 1684 м Фильтр 1557м-1547м МК 1гор. Эффективная толщина - ...м НКБ \varnothing 73мм – 1497м Операционный пояс \varnothing 146мм-1780м Результаты измерений Испытания НКБ с зарядом \varnothing 43мм – до 1465м				
Текущее состояние скважины	Глубина, м	Давление, атм.	Температура, °С	записывать
Колодец закрыт 07.12.2015 в 15 ⁰⁰	0	95,7	20,3	об окружающих колодцах информация
	1050	104,5	36,9	
	1250	106,3	39,6	
	1450	108,1	41,9	
Хорошо в течение 6 часов (час 15 ⁰⁰ –21 ³⁰) в режиме газа работал	$Q_{расход} = 7000-7700 \text{ м}^3 / \text{час}$ со штекером \varnothing 8 мм всего ...тыс. м^3 газа забрали			При добыче газа регистровали кривую падения давления, удерживая глубиномер на отметке 1450 м.
Давление в скважине измеряли после принятия решения 09.12.2015 в 15 ⁰⁰	0	104,1	22,4	Удерживая глубиномер на отметке 1450 м, в течение 39 часов регистровали кривую восстановления давления
	1050	113,6	38,2	
	1250	115,3	41,2	
	1450	117,1	43,2	

В целом исследование температурного режима газового пласта проводят только в неработающих газовых скважинах, то есть находящихся в статическом состоянии. С этой целью производят замеры температуры на разных глубинах максимальным термометром. Измерения следует проводить сверху вниз, а не снизу вверх (чтобы получить правильные результаты). Измерения проводятся в неработающих скважинах, расположенных на разных участках газового пласта, с целью корректного определения средней рассеянной температуры пласта [4].

Строится карта изотерм газовой залежи, измеряются площади между соседними кривыми изотерм в гектарах с помощью прибора, называемого пантографом, и рассчитывается значение средней температуры рассеянного слоя:

$$t_{lay} = \frac{\frac{t_1 + t_2}{2} \cdot h_1 + \frac{t_2 + t_3}{2} h_2 + \dots + \frac{t_{n1} + t_n}{2} \cdot h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n} \quad (3)$$

$$P_{lay} = \frac{\frac{P_1 + P_2}{2} \cdot h_1 + \frac{P_2 + P_3}{2} h_2 + \dots + \frac{P_{n1} + P_n}{2} \cdot h_n}{h_1 + h_2 + \dots + h_n} \quad (4)$$

Сроки восстановления необходимо определять по кривым восстановления забойного давления в газовых пластовых скважинах, так как они необходимы при решении некоторых практических задач.

Метод ликвидации столбов воды и конденсата на забое газовых скважин целесообразно применять в подземных хранилищах газа [3,7].

Известно, что величина горного давления рассчитывается по следующей формуле:

$$P_{dag} = \frac{H \gamma_{or.x.\xi}}{10} \quad (5)$$

где H - глубина газовой залежи, м, $\gamma_{cp.y.g} = 2,6 \Gamma / \text{см}^3$ - из бензобака средний удельный вес всех горных пород, лежащих над земной поверхностью.

Горное давление делится на две части, а именно:

$$P_{dag} = P_{lay} + P_{sk} \quad (6)$$

где $P_{пл.}$ - пластовое давление, $P_{ск.}$ - это давление на скелет породы.

Подземный резервуар газа (ПРГ) может быть создан в следующих слоях: в отработанном месторождении чистого газа и в слоях, состоящих из сухих пород, их прочность (мощность), коэффициент пористости и проницаемость должны быть максимально высокими. Эти склады имеют разные эксплуатационные характеристики, которые в основном состоят из следующего.

В подземном газохранилище, выбранном из отработанного месторождения чистого газа, на дне газодобывающих скважин может скапливаться только столб воды и механические смеси, на дне подземного газоконденсата, созданного в отработанном газе, может образовываться и газоконденсатный столб. -конденсатные месторождения; водяной столб и механические смеси скапливаются на дне газовых резервуаров, созданных в сухих пластах. Для их отмены используются известные методы [4,7].

60-70 атм. для закачки сухого газа из скважин в ПХГ перекачивается компрессорными машинами компрессорной станции, создающей давление на устье скважины. Необходимо определить минимальную глубину создания создаваемого газоносного пласта с учетом горного давления и давления гидроразрыва пласта.

Если давление закачки газа значительно превышает пластовое давление этой минимальной глубины, то в породах до самой поверхности образуются трещины и весь газ из пласта может выбрасываться в атмосферу [8]. Если используются компрессорные машины мощностью 100 лошадиных сил, то минимальное значение глубины хранения будет больше. Отсюда ясно, что чем глубже подземный резервуар газа, тем лучше.

Результат.

Таким образом, на основании пластовых давлений, определенных в газовых скважинах, методом треугольника строится карта изобар и определяется среднее рассеянное пластовое давление.

На основании значений горного давления и пластового давления гидроразрыва определяется минимальная глубина гидроразрыва пласта, которая может быть допущена для создания газовой залежи.

Библиографический список:

1. Akhundova N.R, Aliyeva O.A.//Determination of the exact daily gas intake volume of an unfinished flatbed gas injection well according to the degree of opening of the formation in the underground gas storage (GAS)//, Today we finally received the third review for your article. The review is positive, so the article will be published NAFTA-GAZ, 10.18668/NG.2023.09.04, 2023, no 9, Pp. 592-595.
2. О.А.Алиева //Определение основных технических показателей накопленного запаса в подземных газохранилищах, созданных в нефтяных месторождениях с газовой шапкой // Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, 2022, 06-07.22ст.41-45.
3. Рубин Г.Н. Геолого-технологический контроль подземных хранилищ газа: учебник для ВУЗов. - М. Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина, 2018, с.207.
4. Akhundova N.R, Aliyeva O.A.//Determination of the exact daily gas intake volume of an unfinished flatbed gas injection well according to the degree of opening of the formation in the underground gas storage (GAS)//, Today we finally received the third review for your article. The review is positive, so the article will be published NAFTA-GAZ, 10.18668/NG.2023.09.04, 2023, no 9, Pp. 592-595.
5. Мустафаев С.Д., Алиева О.А., Алиев А.С. Влияние движения подошвенной воды, накопленной в водяной ловушке на рабочий режим подземного газохранилища // Азербайджанское нефтяное хозяйство, Баку, 2019, с.19-21
6. Масленицин С.А.//Анализ результатов исследований газоконденсатных скважин // Сборник материалов 3 Международной научно-практической конференции, Новосибирск, 1 марта 2013, с.32-35
7. Ф.С.Исмаилов, Э.М.Аббасов, З.С.Гадиров //Определение рабочего режима работы скважин на начальном этапе процесса закачки газа и Гарадагское подземное хранилище газа //Азербайджанское Нефтяное Хозяйство//, 2018, №12, с.14-17
8. Салаватов Т.Ш., Исмаилов Ф.С., Османов Б.А. "Технология скважинной добычи нефти", учебник, Баку, 2012, с.538.

УДК 622.276

О методах восстановления приемистости нагнетательных скважин

Аббасова С. В., Wang Jiao Jiao

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан

Методы восстановления приемистости нагнетательных скважин представляют собой важный этап в процессе добычи нефти и газа. Их применение позволяет увеличить дебит скважин, улучшить их эффективность и продлить срок эксплуатации. Для достижения проектных показателей в разработке нефтяных месторождений ключевую роль играет эффективная работа нагнетательных скважин. Поддержание пластового давления через закачку воды играет ключевую роль, особенно в условиях постоянно меняющихся пластовых условий, экономических затрат и строгих экологических стандартов.

Уменьшение пропускной способности нагнетательных скважин обусловлено следующими причинами: набуханием глинистых пород при взаимодействии с пресной водой или определенными химическими реагентами; сменой минерализованной воды на пресную в процессе закачки; коагуляцией призабойной зоны твердой фазой промывочной жидкости при ремонтных работах; повышенной остаточной нефтенасыщенностью призабойных зон скважин, которые до нагнетания добывали нефть.

На многих месторождениях Азербайджана снижение приемистости связано с засорением пор призабойной зоны пласта (ПЗП). Это происходит из-за отложений продуктов коррозии, солей, эмульсии, набухания глины в ПЗ при закачке пресной воды, а также отложений после обработки химреагентами.

Чтобы поддержать пластовое давление и компенсировать отборы пластовой жидкости используют пресную воду вместе со сточной водой. Однако, из-за различий в минеральном составе и химических свойствах, пресная вода может вызывать изменение структуры пород, такое как разбухание глин. В результате пласты с высоким содержанием глины под воздействием пресной воды не только кольтматируются механическими частицами, но и начинают разбухать, что приводит к снижению приемистости. В таких случаях требуется проведение обработки призабойной зоны (ОПЗ).

Смешение пластовых вод залежей может привести к нарушению сульфатного равновесия, вызывая осаждение сульфида железа и сульфата кальция. Это приводит к перенасыщению воды карбонатами, часть которых выпадает в осадок, образуя кольтматирующий слой в ПЗП. Нестабилизированные сточные воды могут содержать сульфатвосстанавливающие бактерии (СВБ), способствующие образованию осадков сульфида железа и карбоната кальция в породе.

Мехпримеси в сточных водах могут иметь различное происхождение. Часть из них попадает в воду вместе с добываемой жидкостью из продуктивных горизонтов. Основная их часть образуется из-за нарушения солевого равновесия, коррозии металлов, окисления закисного железа или внесения пресной технической воды.

Проведение минералогического анализа механических примесей сточных и пластовых вод, позволяет выявлять наличие глинистых частиц, карбонатов, окиси и гидроокиси железа, особенно если в пластовых водах преобладает железосодержание. Органические вещества, такие как смолы, парафины и асфальтены, также присутствуют в составе механических примесей. Нефть в сточных водах обычно представлена в эмульгированном состоянии. Наличие нефтяных эмульсий в призабойной зоне пласта существенно снижает пропускную способность нагнетательных скважин. Эффективность также уменьшается, если набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде превышает их набухаемость в пластовой воде данного месторождения.

Таким образом, преобладающей причиной уменьшения приемистости нагнетательных скважин становится использование неподготовленных различных технических, пластовых и пресных вод с высоким содержанием мехпримесей, а также не учет совместимости химического состава этих вод.

Для восстановления и улучшения пропускной способности нагнетательных скважин используются как физические методы очистки ОПЗ, так и химические методы с использованием различных реагентов [1]. Вот краткие описания различных методов ОПЗ:

1. Гидроразрыв пласта:

- Метод создания трещин в пласте с использованием воды под высоким давлением.
- Увеличивает проницаемость пласта и повышает приемистость скважины.

2. Кислотная обработка:

- Применяется для удаления отложений в пласте, снижающих приемистость.
- Кислота реагирует с отложениями, улучшая проницаемость пласта.

3. Промывка скважины:

- Использует специальные химические растворы для удаления отложений и загрязнений в скважине.

- Помогает восстановить приемистость пласта и улучшить производительность скважины.

4. Введение проникающих агентов:

- Вводит поверхностно-активные вещества, снижающие поверхностное натяжение между нефтью (или газом) и пластовыми породами.

- Улучшает проницаемость пласта и приемистость скважины.

5. Ультразвуковое воздействие:

- Использует ультразвуковые волны для воздействия на пласт и удаления отложений и загрязнений.

- Помогает восстановить приемистость пласта и улучшить производительность скважины.

Опыт применения этих методов свидетельствует о возможности повышения эффективности эксплуатации месторождений и увеличения добычи нефти и газа.

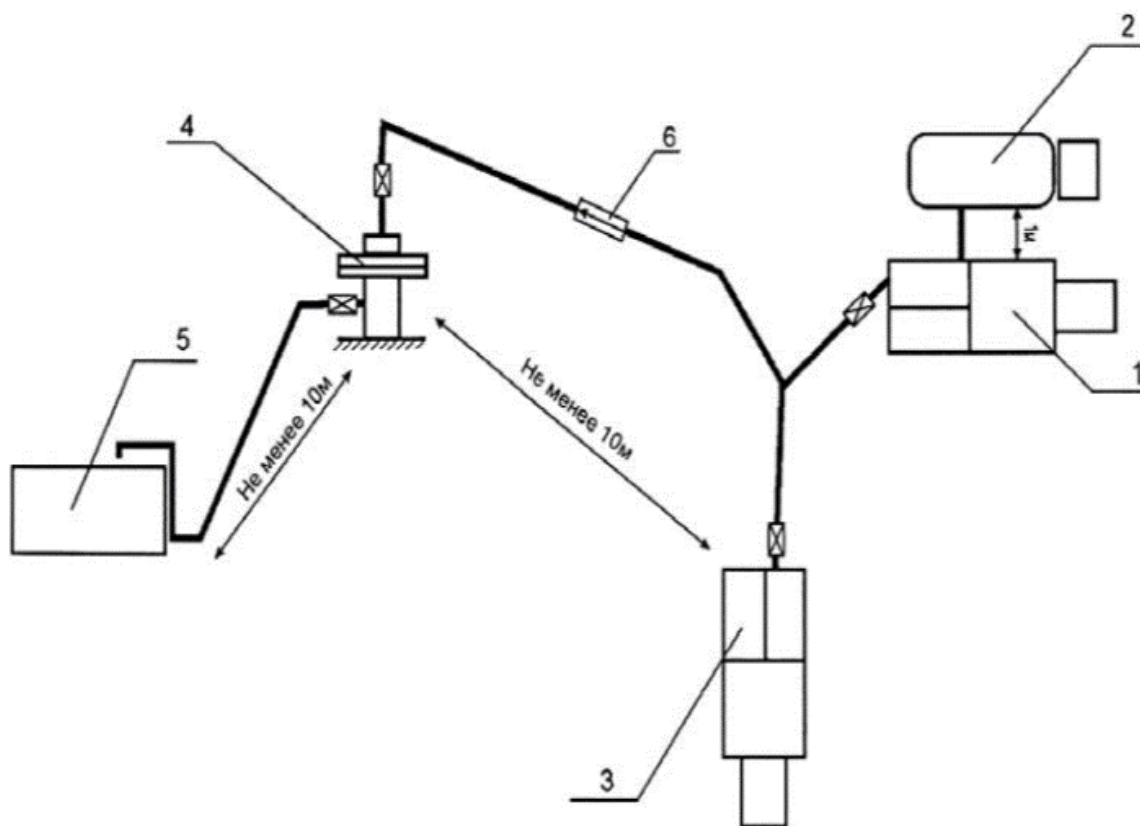
Рассмотрим успешный опыт применения некоторых методов на месторождениях Азербайджана.

Так, применяемая технология с использованием микроэмульсионной системы не только эффективно улучшает призабойную зону пласта от различных отложений, включая солевые отложения и остатки буровых растворов, но также после нейтрализации сохраняет высокие нефтевытесняющие свойства [2]. Эффективность этой системы для повышения нефтеотдачи пласта существенно увеличивается, если предварительно отобрать пробу осадка из обрабатываемой скважины и, на основе лабораторных исследований, корректировать компонентный состав системы.

Глинокислотная обработка (ГКО) скважин включает применение смеси соляной (HCl) и фтористо-водородной (плавиковой) кислот (HF). Для успешного применения глинокислоты необходимо, чтобы в породах отсутствовали карбонаты, или их содержание было минимальным (менее 0,5%). При обработке нагнетательных скважин, где есть отложения продуктов коррозии и взвешенных веществ в пристволенной части пласта и на забое, которые хотя бы частично растворяются в соляной кислоте, рекомендуется предварительно проводить очистную обработку с использованием соляной кислоты. Для эффективной работы глинокислоты, которая воздействует на цементирующий силикатный материал, оптимальный объем следует определить опытным путем, избегая дезагрегации пород и разрушения пласта.

Для первичных обработок рекомендуется использовать объем в пределах 0,3–0,4 м³ кислоты на 1 м толщины пласта. Если породы пласта трещиноваты, объем для первичных обработок можно увеличить до 0,75–1,0 м³ на 1 м толщины.

Средний оптимальный состав кислотного раствора: 8,0% HCl и 4,0% HF. Рекомендуется не снижать концентрацию HF ниже 3,0% для песчаников с небольшим содержанием глинистого материала, а для песчаников с высоким содержанием глины и других алюмосиликатов можно принять верхний предел в 10,0% HCl и 5,0% HF.



1 — насосный агрегат, 2 — автоцистерна, 3 — кислотный агрегат, 4 — устье скважины,
5 — желобная емкость, 6 — обратный клапан

Рисунок 1 - Технологическая схема обвязки оборудования при закачке глинокислоты.

Исследования показали, что концентрации HF в диапазоне от 2,5% до максимум 8,4% изучены для определения влияния температуры на скорость основной реакции. Зависимость скорости реакции от температуры явно проявляется: при 50°C эффективность реакции в два раза меньше, чем при 65°C, и при 80°C она почти в два раза больше, чем при 50°C. Результаты этих испытаний на кварцевых стеклах показаны на графике:

Комбинированные обработки включают совмещение кислотной обработки с другими геолого-техническими мероприятиями, что способствует увеличению производительности скважины.

Для обработки нагнетательных и эксплуатационных скважин используют глинокислоту, особенно в случае продуктивных горизонтов из песчаников или песчано-глинистых пород с низким содержанием карбонатных пород. Эта кислота не рекомендуется для обработки карбонатных пород или сильно карбонизированных песчаников из-за образования слизистого осадка фтористого кальция (CaF_2), который может закупоривать поровые каналы. При необходимости обработки песчаников, сцементированных карбонатами, сначала рекомендуется провести солянокислотную обработку, а затем глинокислотную. При такой обработке пласта скорость закачки, особенно соляной кислоты, должна быть минимальной.

Глинокислота обладает уникальной способностью растворять глинистые частицы и даже, в некотором объеме, кварцевый песок. После обработки грязевой кислотой глины теряют свою способность к разбуханию и снижению проницаемости.

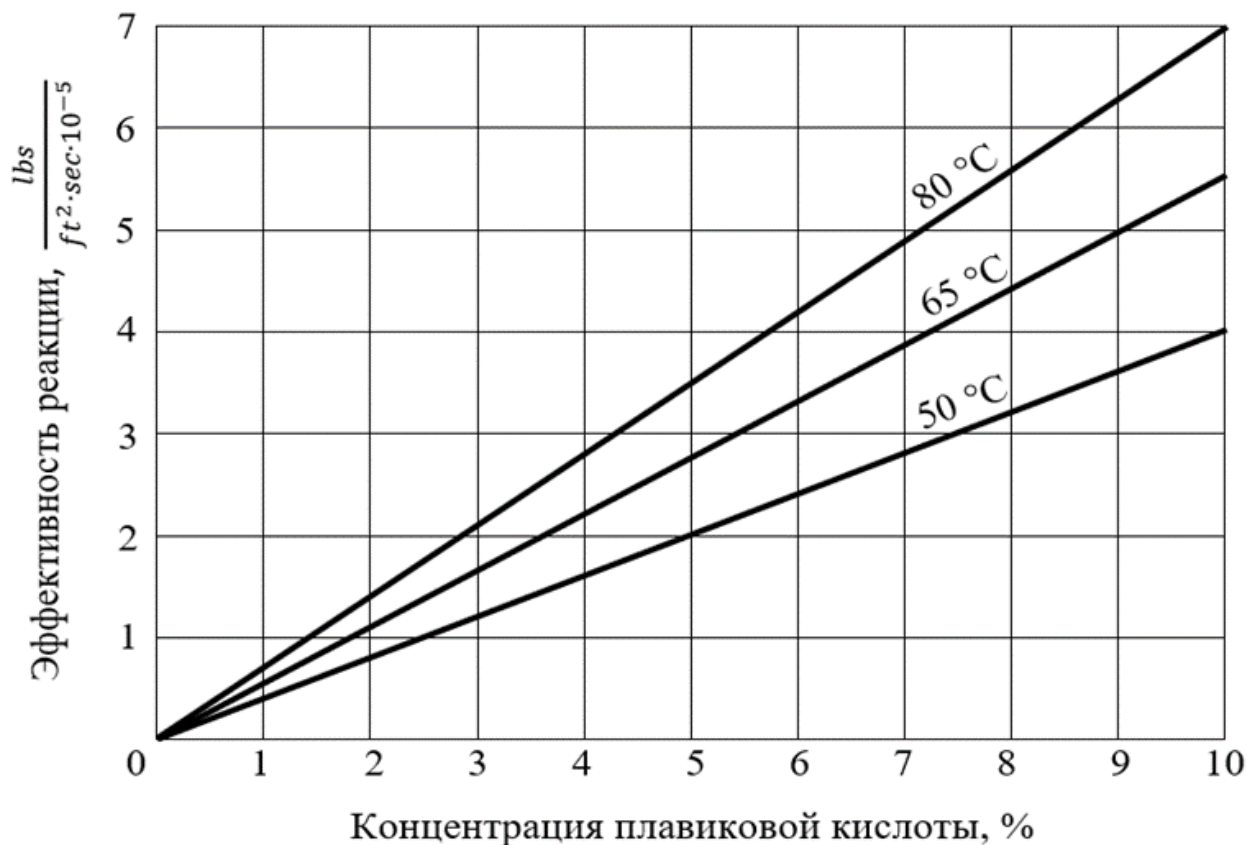


Рисунок 2 - Влияние температуры на скорость реакции

Так, с помощью механических, гидравлических и ультразвуковых генераторов волн давлений в пористой среде проводится виброволновое депрессионно-химическое воздействие (ВДХВ) [3]. Колебания давления, вызванные вибратором, приводят к появлению микротрещин в породе, уменьшению вязкости нефти, разрушению пространственной структуры смол и парафинов. Это также увеличивает подвижность границы раздела воды и нефти, снижает поверхностное натяжение на границе раздела этих фаз, повышает смачиваемость породы водой и увеличивает скорость капиллярного впитывания воды в нефтенасыщенную пористую среду.

Система заводнения для поддержания пластового давления на поздних стадиях разработки требует постоянно возрастающих объемов воды, что приводит к применению сточных вод и увеличению давления закачки [4, 5]. В результате контакта с химически активными сточными водами и высокого давления, проявляется коррозия эксплуатационной колонны в нагнетательных скважинах. Порывы в эксплуатационной колонне могут привести к значительным экологическим и финансовым проблемам при их ремонте.

Комплексная защита по увеличению срока службы нагнетательных скважин включает катодную защиту обсадных колонн, НКТ с внутренними полимерными покрытиями, пакеры, антикоррозионную жидкость на нефтяной основе и герметизацию резьбовых соединений НКТ, что предотвращает коррозию и порывы.

В эксплуатации нагнетательных скважин герметично установленный пакер играет важную роль. Его задача - предотвратить движение жидкости в межтрубном пространстве. Это особенно важно для сохранения помещенной в межтрубе антикоррозионной жидкости. Такой подход обеспечивает защиту эксплуатационной колонны не только от высокого давления, но и от коррозии.

Итак, с целью повышения эффективности глинокислотных обработок необходимо учитывать литолого-петрофизические и геолого-промысловые характеристики коллектора. Этот подход позволяет повысить успешность проведения ГКО до 85–90%. Наибольшее влияние на эффективность этого метода оказывают объем используемого реагента, мощность пласта и его фильтрационно-емкостные свойства. Дополнительные факторы влияния могут включать концентрацию кислоты, пластовую температуру и образование нерастворимых или нереакционноспособных побочных продуктов.

Успех обработок и средний прирост на одну скважину в значительной степени зависят от правильного выбора скважины и соблюдения технологии ремонта. Применение глинокислотных обработок в зависимости от степени загрязнения призабойной зоны является ключевым для повышения эффективности ремонтов.

Повышение приемистости скважин после обработок способствует улучшению работы добывающих скважин.

Анализ эффективности глинокислотных обработок в нагнетательных скважинах показывает положительные результаты, на терригенных коллекторах, особенно на низкопроницаемых глинизированных коллекторах, подчеркивая перспективность этого метода в восстановлении приемистости скважин. Рекомендуется комплексное использование методов обработки призабойной зоны, включая закупорку пор высокопроницаемых пластов и очистку пор низкопроницаемых глинокислотой для объектов с высокой расценненностью.

Библиографический список:

1. М. Кристиан, С. Сокол, А. Константиnescу. Увеличение приемистости скважин. М.: Недра, 1985, 184 с.
2. Nayan Gupta, Kuldeep Laxmanbhai Chanchlani, Pramod Kumar Jain. Mitigation of Injectivity Loss in Polymer Injector Wells at North Kadi Field of Mehsana. Publisher: International Petroleum Technology Conference, February 21–23, 2022. Paper Number: IPTC-22312-MS, <https://doi.org/10.2523/IPTC-22312-MS>
3. Jaber Taheri-Shakib, Hassan Naderi, Yaser Salimidelshad, Seyed Ahmad Hosseini. The Effect of Ultrasonic Wave on the Removal of Inorganic Scales: NaCl and KCl. Paper presented at the Offshore Mediterranean Conference and Exhibition, Ravenna, Italy, March 29-31, 2017. Paper Number: OMC-2017-692
4. Р.Б. Фаттахов, А.А. Арсентьев, Е.Ф. Захарова. Закачка технологической жидкости для поддержания пластового давления на месторождениях ОАО «Татнефть». Альметьевск: АГНИ, 2009, 88 с.
5. Ю.В. Зейгман. Эксплуатация систем поддержания пластового давления при разработке месторождения. Уфа: УГНТУ, 2007, 232 с.

Оценка эффективности заводнения на основе амплитудно-частотной характеристики процесса добычи

Мамедов А. В., Султанова А. В., Наджафзаде Т. Э.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация. В настоящее время изучение взаимодействия скважин реализуется посредством определения расчетных значений коэффициента корреляции двух соседних эксплуатационных объектов. Однако, такой анализ интерференции не показывает удовлетворительных результатов для скважин, которые расположены на значительном расстоянии друг от друга по причине неоднородности пластов.

Описываемый далее подход с применением «диффузионной аппроксимации» позволяет описывать технологические процессы, реализуемые для повышения эффективности разработки месторождений.

Ключевые слова: аппроксимация, частота, нефть, вода, «мобильная вода», колебания, диффузия, зависимость

Одним из основных вопросов процесса добычи нефти является своевременное регулирование как текущих отборов, так и процесса водного воздействия на пласт.

Колебательный характер временных рядов измерений дебитов нефти, воды и жидкости несет информацию о состоянии и поведении пластовой системы. Анализ особенностей колебательных процессов технологических показателей работы скважин, расположенных по всей площади месторождения в целом, позволяет своевременно диагностировать изменения состояния системы.

В настоящее время анализ взаимодействия скважин в процессе разработки нефтяных месторождений основан, в частности, на расчете коэффициента корреляции двух соседних скважин. Однако из-за неоднородности пласта данный подход не позволяет учесть возможность взаимодействия скважин, расположенных на значительно больших расстояниях.

Предлагаемый принцип основан на анализе колебаний основных показателей технологических показателей процесса разработки - отборов нефти и воды, динамики объемов закачки и «подвижной воды» (разницы между объемом закачиваемой в пласт воды и водоотбора) с учетом амплитудно-частотных характеристик одновременно действующих скважин на всем эксплуатационном объекте в целом.

Такой подход позволяет принимать решения о регулировании различных процессов не для отдельных скважин, а для групп скважин, статистически хаотично охватывающих пластовое пространство. Состав групп меняется со временем в связи с переходом скважин из одной группы в другую. Таким образом, предлагаемый подход позволяет учесть не только неоднородность системы, но и влияние неравновесности [1, 2].

Процесс разработки нефтяных месторождений представляет собой сложный процесс, регламентируемый комплексными работами, такими как уплотнение сетки скважин, проведение широкого комплекса геолого-технических мероприятий и т. д. С этой точки зрения разработка и эксплуатация месторождений требует комплексного подхода, представляющего собой диффузионное приближение, позволяющее учесть изменение характеристик пласта по сечению во времени, т.е. проследить изменение коэффициента диффузии ($m^2/\text{сек}$) по мере изменения поля развития.

Вышеупомянутое позволяет принимать своевременные обоснованные решения по управлению и контролю разработки месторождений нефти и газа путем регулирования отбора по группам скважин на всем месторождении [3].

В теории временных рядов связь между спектральной плотностью и частотой колебаний используется в виде:

$$S(f) = A^2(f) \quad (1)$$

здесь f значение частоты флуктуаций, A^2 значение квадрата амплитуды колебаний.

Из анализа этой зависимости видно, что исходные данные могут быть описаны следующими процессами: с увеличением частоты колебаний (при этом малые амплитуды соответствуют высоким частотам) спектральная плотность уменьшается; при уменьшении частоты колебаний (сопровождаясь большими амплитудами) спектральная плотность увеличивается [4].

Такие периоды, изменение которых сопровождается альтерацией средних значений амплитуд, могут соответствовать преобразованию структуры системы. Анализ размеров этих характеристик показывает, что

$$\begin{aligned} [A] &= L; \quad [\omega] = T^{-1}; \quad [A\omega] = LT^{-1}; \\ [A^2\omega] &= L^2 T^{-1}; \quad [A\omega^2] = LT^{-2} \end{aligned} \quad (2)$$

Размерный анализ является основой выявления характерных особенностей колебательного процесса поведения объекта управления: увеличение скорости приводит к хаотическим колебаниям; увеличение скорости переноса площади (процесс диффузии) приводит к изменению степени пульсаций потока, что свидетельствует о наличии неравновесности рассматриваемых систем. Далее, увеличение ускорения потока свидетельствует об интенсификации колебательных процессов.

Одним из основных вопросов процесса добычи нефти является своевременное регулирование как текущих отборов, так и процесса водного воздействия на пластовую систему [4, 6].

Колебательный характер временных рядов измерений дебитов нефти, воды и жидкости несет информацию о состоянии и поведении пластовой системы. Анализ особенностей колебательных процессов технологических показателей работы скважин, расположенных по всей площади месторождения в целом, позволяет своевременно диагностировать изменения состояния системы пласт-скважина без применения специальных гидродинамических исследований и своевременного регулирования режимы работы групп скважин и процесс заводнения.

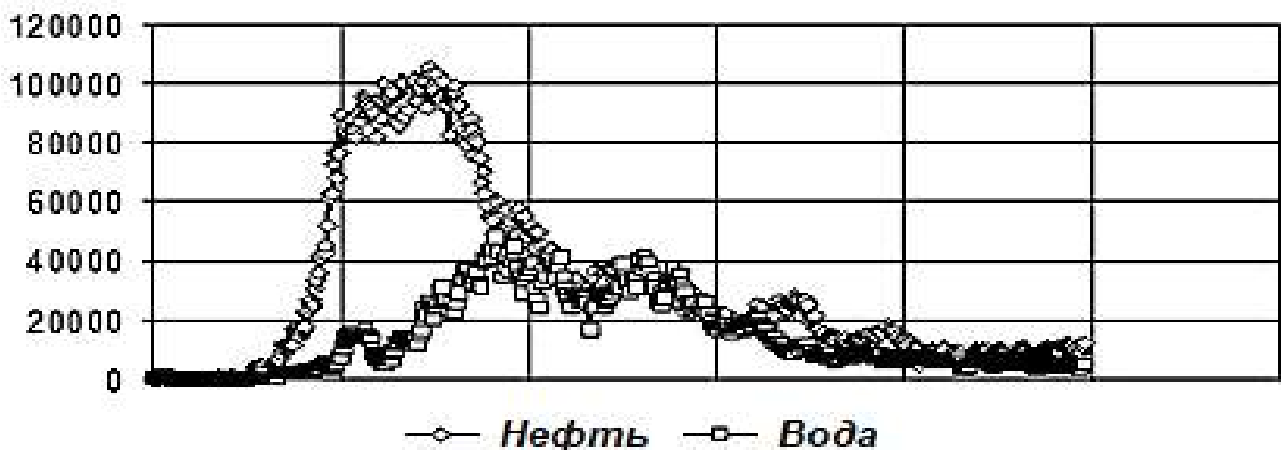


Рисунок 1 – Динамика добычи нефти и воды.

Данная задача решается на основе анализа колебаний основных показателей технологических показателей процесса разработки - добычи нефти и воды, динамики объемов закачки и «подвижной воды» (разницы между объемом закачки воды в пласт и водоотбор), а также с учетом амплитудно-частотных характеристик одновременно эксплуатируемых скважин

по всему производственному объекту в целом. Такой подход позволит принимать решения по регулированию различных процессов не для отдельных скважин, а для групп скважин [5].

Предложенный подход апробирован на информационном массиве технологических показателей разработки месторождения «Нефтяные Камни».

Анализ фонда добывающих скважин с точки зрения амплитудно-частотных характеристик динамики нефти, воды, «подвижной» воды и заводнения, а также удельных соотношений добытой нефти к объему закачанной воды, в пласт (показатель эффективности воздействия воды) позволяет рассматривать разработку как процесс, аналогичный диффузии.

Динамика этих коэффициентов позволяет судить о ведущей роли отдельных компонентов в процессе эксплуатации.

Как показывает опыт различных физических процессов, колебания технологических показателей вследствие наличия внешних и внутренних воздействий на систему содержат в себе наличие малоамплитудных высокочастотных колебаний - фликкер-шума, который является предвестником глобальных изменений состояния изучаемых систем. По-видимому, происходит наращивание определенных степеней свободы системы, пока, наконец, гармоничные пульсации не отражаются на столь же совершенной в данных условиях структуре [7].

Выводы

Процессы самоорганизации, а также переходы от одной структуры к другой сопровождаются нарушением симметрии. Процессы самоорганизации, связанные с необратимыми изменениями, приводят к разрушению старых и возникновению новых структур пластовой системы в процессе эксплуатации месторождений.

Анализ вытеснения нефти показывает, что по скорости изменения дебитов нефти и доли воды (вторые производные от накопленных дебитов) характер распределения промысловых данных, с использованием теории сложных систем на примере месторождения, позволяет сделать заключение:

С момента появления воды в скважинах (ускоренный рост дебита нефти сменяется равномерным, т.е. движение нефти замедляется и переходит на равномерную фильтрацию с постоянной скоростью и наоборот. Это необходимо учитывать при заводнении нефтяного месторождения.

При воздействии на залежь необходимо учитывать динамические характеристики диффузионных процессов, происходящих в пласте.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х. Алиев Н.А. , Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку, МВНА, 1997, -408с.
2. Салаватов Т.Ш. , Мамедов А.В. Анализ текущего состояния режимов работы компрессорных скважин на основе энтропийного подхода. Москва, Территория «Нефтегаз» № 8, 2007, с.34-41.
3. Мамедов А.В. , Келоглу В.Ю. О необходимости системного подхода в эксплуатации скважин газлифтным способом. Известия ВУЗов, «Нефть и газ», № 8,1988, с.20.-31.
4. Мирзаджанзаде А.Х. ,Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Москва-Ижевск, ИКИ, 2004, -368с.
5. А.В.Мамедов, А.М.Нагиев. Научные основы создания эффективных систем разработки месторождений углеводородов ТРАНСПОРТ и ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ и УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ISSN 0131-4270. Москва, Вып. 1, 2015, с.37-42.
6. А.В.Мамедов, Р.Б.Мамедзаде, А.М.Нагиев Системный подход к оценке воздействия на залежь СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ-2014, МО РФ, УГНТУ, Октябрьск, 2015, с.151-157.
7. А.В.Мамедов, А.М.Нагиев Анализ характерных особенностей энергетического состояния системы «пласт-скважина» Сборник трудов "Хазарнефтегаз - 2014", Баку, 2014, с.106-109.

Снижение затрат на эксплуатацию рудничных электроустановок в горных выработках нефтешахт

Панфёрова М. Ю.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», НШПП «Яреганефть», пгт. Ярега, Россия

Ярегское месторождение – одно из старейших в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции – уникально по величине запасов и особенностям состава углеводородного флюида. Его эксплуатация началась еще в 1939 году. Именно в этом году была построена Нефтешахта №1 и добыта шахтным способом первая нефть.

Нефтешахтное предприятие является уникальным производством, и включает в себя ряд особенностей:

- Ограниченное количество номенклатуры электрооборудования. Не многие отечественные производители выпускают рудничное электрооборудование;
- Отсутствие постоянного контроля за параметрами работы электрооборудования;
- Особые условия труда (отсутствие естественного освещения, ограниченность пространства, взрывоопасная среда, высокие температуры, повышенная влажность, наличие нефтесодержащей жидкости).

За время производственной деятельности на Ярегских шахтах – на сегодня их три – получено свыше 32 млн тонн нефти. На сегодняшний день, протяженность горных выработок составляет более 100 километров.

Цель данной работы заключается в повышении категории надежности нефтешахт и в снижении затрат на эксплуатацию рудничных электроустановок в горных выработках нефтешахт.

1. Краткое описание проблемы

Одной из особенностей нефтешахты является отсутствие постоянного контроля за параметрами работы электроустановок – это отрицательная особенность. Так как все электроустановки находятся под землей, единственный способ контроля параметров работы, защит и блокировок рудничного электрооборудования – это регулярный осмотр электроустановок. Данный способ затрачивает огромное количество времени, в виду значительной протяженности горных выработок, и имеет низкую эффективность, так как не всегда удастся выявить неисправность электроустановки и предупредить возникновение аварийной ситуации. В случае выхода из строя основного электрооборудования не всегда имеется такая возможность заменить его на резервное, в виду его отсутствия.

В 2020г руководством НШПП «Яреганефть» было принято решение о проведении технического обслуживания (далее ТО) и технической ревизии (далее ТР) каждый квартал, в виду участвовавшие аварийных отключений электроустановок. При проведении данных работ обесточивают уклонный блоки, нефть перестает выкачиваться и утекает в пласт.

В виду отсутствия возможности ремонта рудничного электрооборудования каждый год приобреталось новое, при этом затрачивались огромные средства Общества. Был проработан вопрос с Заводом-изготовителем на капитальный ремонт рудничного электрооборудования.

Электроустановки, применяемые в горных выработках, должны соответствовать условиям их применения. Основные требования, предъявляемые к электроустановкам, согласно Приказу от 29.12.2020г № 61888 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»:

- Оптимальный размер и масса
- Особенности условий эксплуатации (п.132, п.2128);
- Специальное рудничное исполнение (п.150, п.2120);
- Возможность транспортировки по горным выработкам (п.1815);
- Возможность быстрого монтажа и демонтажа (п.2134).

Данные требования обязательные, не соответствие хотя бы одного из пунктов, влечет за собой риск возникновения аварийной ситуации в нефтешахте.

Контроль за электроустановками осуществляется при помощи ТО и ТР. ТО производится без вскрытия электрооборудования.

Во время проведения данных работ, производится отключение электроэнергии, погружные насосы перестают откачивать нефть. На этот случай на уклонных блоках предусмотрены зумпфовые скважины (место, где скапливается нефть в случае остановки электроустановок). Не все уклонные блоки оборудованы такими скважинами (8 из 14 уклонных блоков не оборудованы зумпфовыми скважинами). Те уклонные блоки, на которых нет таких скважин, нефть просто уходит в пласт, т.е. получается упущенная добыча нефти. Разрабатываются и корректируются организационно технические мероприятия, в которых указываются плановые потери по добыче нефти, во время проведения работ, в которых возможны потери по добыче.

Ежегодно разрабатываются Технологические карты по ТО и ТР рудничного взрывозащищенного электрооборудования. В них указывается вид работ, полное описание проводимых мероприятий, специалисты и их количество, время проведения работ.

По мимо, технологических карт также руководствуются такой документацией как:

- Правила устройства электроустановок. Издание 7 (далее ПУЭ);
- Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности (далее ПБНГП). Приказ от 29.12.2020г № 61888 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности»;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (далее ПТЭЭП). Приказ от 12.08.2022г № 811 «Об утверждении правил технической эксплуатации электроустановок потребителей электрической энергии»;
- Руководство по ревизии, наладке и испытанию подземных электроустановок (актуализация 01.01.2021г);
- Паспорт и руководства по эксплуатации рудничного электрооборудования от Завода-изготовителя;
- Производственная инструкция по осмотру и ревизии взрывобезопасного электрооборудования ИПЭО-74-22 от 25.03.2022г.

Для внешнего электроснабжения нефтешахтных предприятий проектируется не менее двух цепей питающих линии электропередач (далее ЛЭП). При выходе из строя одной из них, оставшиеся в работе линии должны обеспечить нормальную работу всех электроприемников.

Питание электроприемников I, II, III категорий по надежности электроснабжения должно осуществляться в соответствии с ПУЭ.

Все элементы системы электроснабжения (основные и резервные) следует проектировать таким образом, чтобы они находились под напряжением при нормальных режимах работы электроустановок, а резервные функции выполнялись лишь в аварийных ситуациях.

На сегодняшний день, в НШПП «Яреганефть» электроснабжение нефтешахты осуществляется через главную поверхностную подстанцию (далее ГПП), с помощью двух независимых кабельных линий, которые подключаются к центральной подземной подстанции (далее ЦПП), в состав которой входит КРУВ. Через КРУВ происходит непосредственное распределение электроэнергии на участковые подземные подстанции, а именно КТПВ. С этих подстанции электроэнергия поступает на электроприемники, которые непосредственно участвуют в процессе добычи нефти. В качестве примера на рисунке 1 представлена принципиальная схема электроснабжения уклонного блока 1Т-1 Нефтешахты №3.

Как видно из рисунка 1 в уклонном блоке не предусмотрено резервное электрооборудование, т.е. в случае выхода из строя КТПВ, снабжающей электроэнергией оборудование, находящееся в уклонном блоке, процесс добычи остановится. В таблице 4 приведены сведения, где необходима резервная подстанция.

Питать резервное электрооборудование будет резервная кабельная линия, монтаж которой будет производиться силами электротехнического персонала НШПП «Яреганефть».

За счет контролирования параметров работы электрооборудования имеется возможность сократить объемы проведения ТО и ТР. Согласно руководству по эксплуатации КРУВ и КТПВ данные работы должны проводиться не менее 1 раза в 6 месяцев. Что касается остального электрооборудования, то согласно руководству по эксплуатации ПВИ, АВШ, АОШ ТО и ТР должны проводиться раз в квартал.

В случае обнаружении отклонений параметров работы, срабатывании защит или блокировок электрооборудования данное программное обеспечение поможет диспетчеру определить на каком электрооборудовании произошел сбой, и какая защита или блокировка отработала. Благодаря этому диспетчер сможет оперативно предпринять необходимые действия, дабы не допустить развитие аварийной ситуации.

В виду обеспечения нефтешахты резервным электрооборудованием, появилась возможность исключить потери по добычи нефти при проведении ТО и ТР. При проведении данных работ необходимо обесточить проверяемое электрооборудование. Как следствие, остановка насосов, которые непосредственно выкачивают нефть. Это можно избежать путем перевода на резервное электрооборудование. Пока основное электрооборудование будет находиться в обесточенном состоянии, уклонный блок будет питаться от резервного, насосы будут продолжать качать нефть, не зависимо от времени отключению основного электрооборудования.

В дополнении некоторое рудничное электрооборудование будет оснащено узлами учета электроэнергии, которые в дальнейшем позволят:

- Определять точки потерь энергетических ресурсов;
- Сократить сроки подготовки отчетности по расходу и планированию энергетических ресурсов;
- Выявлять причины несоответствия расходов энергетических ресурсов нормативам;
- Повысить качество прогнозов затрат на энергетические ресурсы для целей бюджетирования.

Данные мероприятия приведут к рациональному использованию электроэнергии и энергоэффективной работе рудничного электрооборудования.

3. Заключение

Согласно энергетической политики ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» (далее Политика) предприятие должно:

- Обеспечивать бесперебойное и надежное энергоснабжение ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» путем использования энергоэффективного оборудования и технологий;
- Повышать эффективность в использовании и потреблении энергии на основе внедрения современного энергоэффективного оборудования, приборного обеспечения, автоматизированных систем технического и коммерческого учета потребления энергии, информационно-аналитических систем;
- Осуществлять мониторинг, измерение и анализ основных характеристик использования и потребления энергии с применением современных технических средств учета и анализа;
- Осуществлять приобретение энергоэффективного оборудования и услуг при ведении производственных процессов и проектную деятельность в соответствии с настоящей Политикой и Технической политикой Группы «ЛУКОЙЛ» в области энергетической эффективности.

Данное предложение способствует реализации всех перечисленных выше пунктов Политики.

31.08.2023г был составлен акт о проведении опытно-промышленного испытания (далее ОПИ), которое показало положительный результат.

После реализации данной идеи на предприятии появится постоянный контроль за работой рудничного электрооборудования, что в свою очередь позволит вовремя предупредить возникновение аварийных ситуаций и позволит сократить затраты на ликвидацию последствий. Также исключатся потери по добыче нефти вовремя проведения ТО и ТР, что принесет дополнительной доход Обществу.

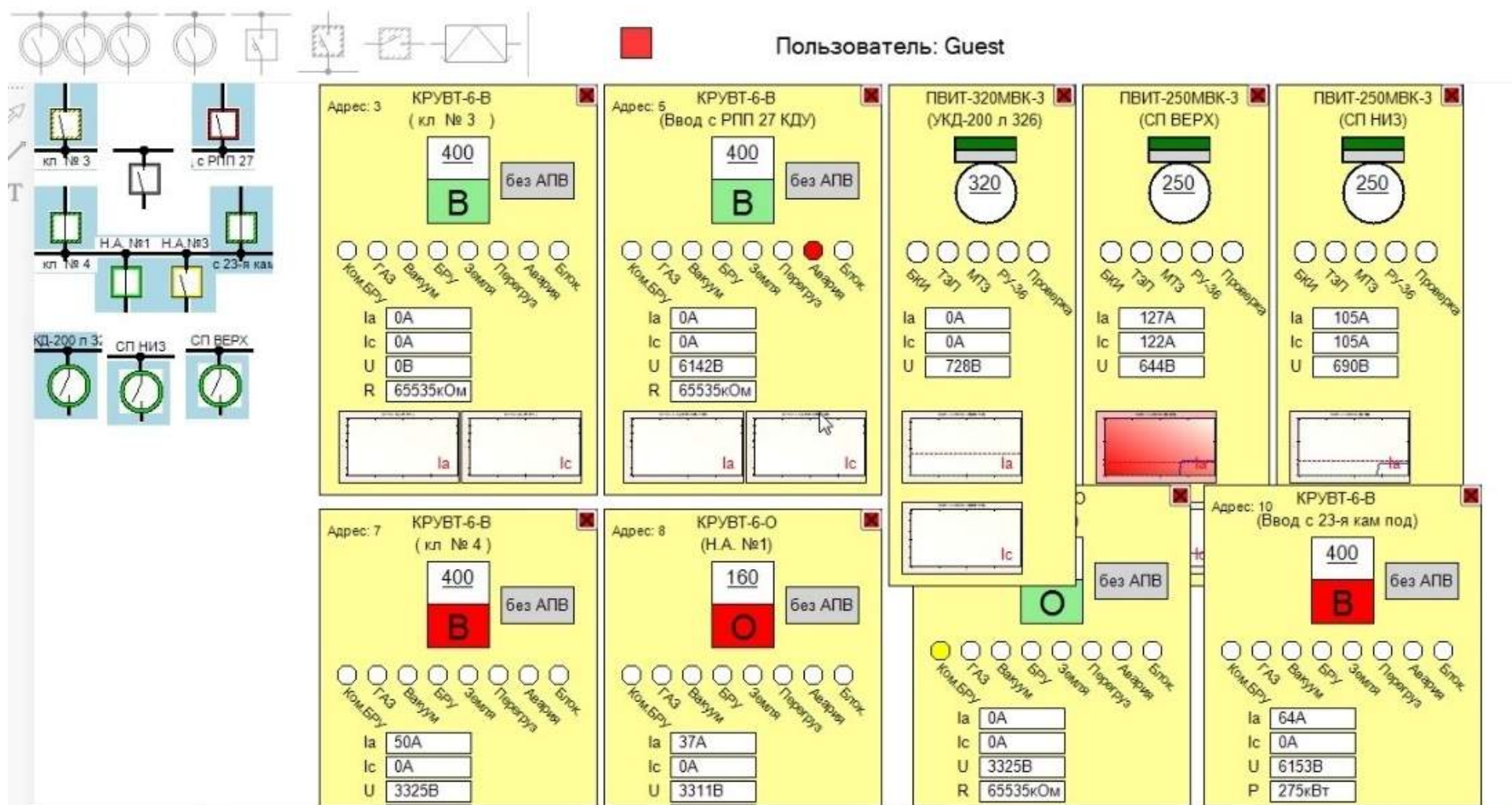


Рисунок 2 – Программное обеспечение для вывода информации с электрооборудования.

Библиографический список:

1. Марков, С.И. Электрооборудование и электроснабжение горных предприятий: учебное пособие в 3-х частях /С.И. Марков – Екибастуз: ЕКИТИ, 2011. – 198 с.
2. Руководство по ревизии, наладке и испытанию подземных электроустановок шахт / Сост.: В.А. Чумаков, М.С. Глухов, Э.Р. Осипов и др. Под ред. В.В. Дегтярева, Л.В. Седакова. Утв. Минуглепромом СССР 18.02.88. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра, 1989, 1989 – 614 с.
3. Лоскутов, А.Б. Автоматизированная система контроля и учеба электроэнергии / А.Б. Лоскутов, А.И. Гардин, А.А. Лоскутов Под ред. Т.В. Третьякова – Нижний Новгород: Типография НГТУ, 2018. – 84 с.
4. Правила устройства электроустановок. – 7-е издание – М.: Изд-во НЦ ЭНАС, 2003. – 330 с.
5. РД 16.407-2000 Электрооборудование взрывозащищенное. Ремонт. – 50 с.

УДК 622.276

Методы прогнозирования пескопроявлений в процессе эксплуатации скважин

Алирзаев С. Ш.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Пескопроявления являются нежелательными явлениями наблюдаемые в процессе добычи нефти или газа. Данный вид проявления оказывает отрицательное влияние на работу внутрискважинного и поверхностного оборудования. Значительный вынос песка может способствовать обрушению стенок ствола скважины в призабойной зоне и образованию песчаных пробок в стволе скважины. Эти проблемы затрагивают почти 70% нефтяных и газовых скважин [1].

Выделяют множество факторов вызывающие пескопроявления у скважин. Эти факторы в основном связаны с геологическим строением коллектора, типом заканчивания скважины, режимом добычи и др. Увеличение концентрации песка в скважинной продукции зависит от: степени консолидации пласта, вязкости добываемой продукции, дебита и обводненности скважины, порового давления и т. д. При выборе метода борьбы с пескопроявлениями важно учитывать вышеперечисленные факторы поскольку от этих факторов зависит выбор более эффективного метода предотвращения поступления песка в скважину [2].

Выделяют следующие категории пескопроявлений в процессе эксплуатации: катастрофический, непрерывный и временный.

Катастрофический вид пескопроявления в основном связан с высокими скоростями притока нефти или газа, что в результате вызывает осложнения в процессе эксплуатации такие как образовании песчаных пробок, отказу поверхностного и внутрискважинного оборудования и т. д. Данный вид проявления считается наихудшим поскольку он наблюдается при избыточной добычи.

Непрерывный вид пескопроявления наблюдается в процессе добычи углеводородов из слабо консолидированных пластов и при отсутствии метода предотвращения выноса песка. Этот вид категории наблюдается на протяжении всей эксплуатации.

Временный вид пескопроявления в основном наблюдается после перфорации скважины, кислотной обработки и во время очистки скважины [4].

Прогнозирования выноса песка является одним из главных этапов в анализе и оценки продуктивного пласта с помощью, которого определяется надлежащий метод борьбы с пескопроявлениями. Для прогнозирования пескопроявлений можно использовать следующие методы: каротажный анализ, исследования образцов керна, освоение скважины, моделирование.

Каротажный анализ. Существует различные виды каротажных исследований каждый из которых имеет свое назначение. Для прогнозирования выноса песка широко применяется каротаж пористости и акустический каротаж, благодаря которому выясняются пласты склонных к пескопроявлениям. С помощью акустического каротажа регистрируется время прохождения звуковой волны через пористую структуру коллектора. Если полученное значение времени

прохождения звуковой волны короткое, составляющее менее 50 мкм то это указывает на то, что пласт имеет высокую плотность и низкую пористость. Если время прохождения звуковой волны долгое, то это указывает на пласты с низкой плотностью и высокой пористостью [2].

Инструмент акустического каротажа может быть оснащен специальными передатчиками или источниками служащие для генерации определенного типа импульса. Базовая форма и тип, который является общим для всех видов акустического инструмента, является источник монополя. Данный источник создает волны аналогичные волновой картине, создаваемой камнем брошенную в воду, но в трех измерениях.

Источник акустического инструмента генерирует определенный импульс энергии, который воздействует на пласт. В твердых породах продольные волны или P – волны, генерируют поперечные волны или S – волны, которые по времени достигают позже. В менее плотных породах, обладающих большой пористостью поперечные волны преломляются в пласте и могут не достигать приемника. Волны Стоунли приходят позже по времени чем продольные и поперечные волны (рисунок 1). Современные инструменты имеют несколько приемников, если расстояние между приемником и передатчиком увеличивается, то звуковой сигнал поступает позже [3].

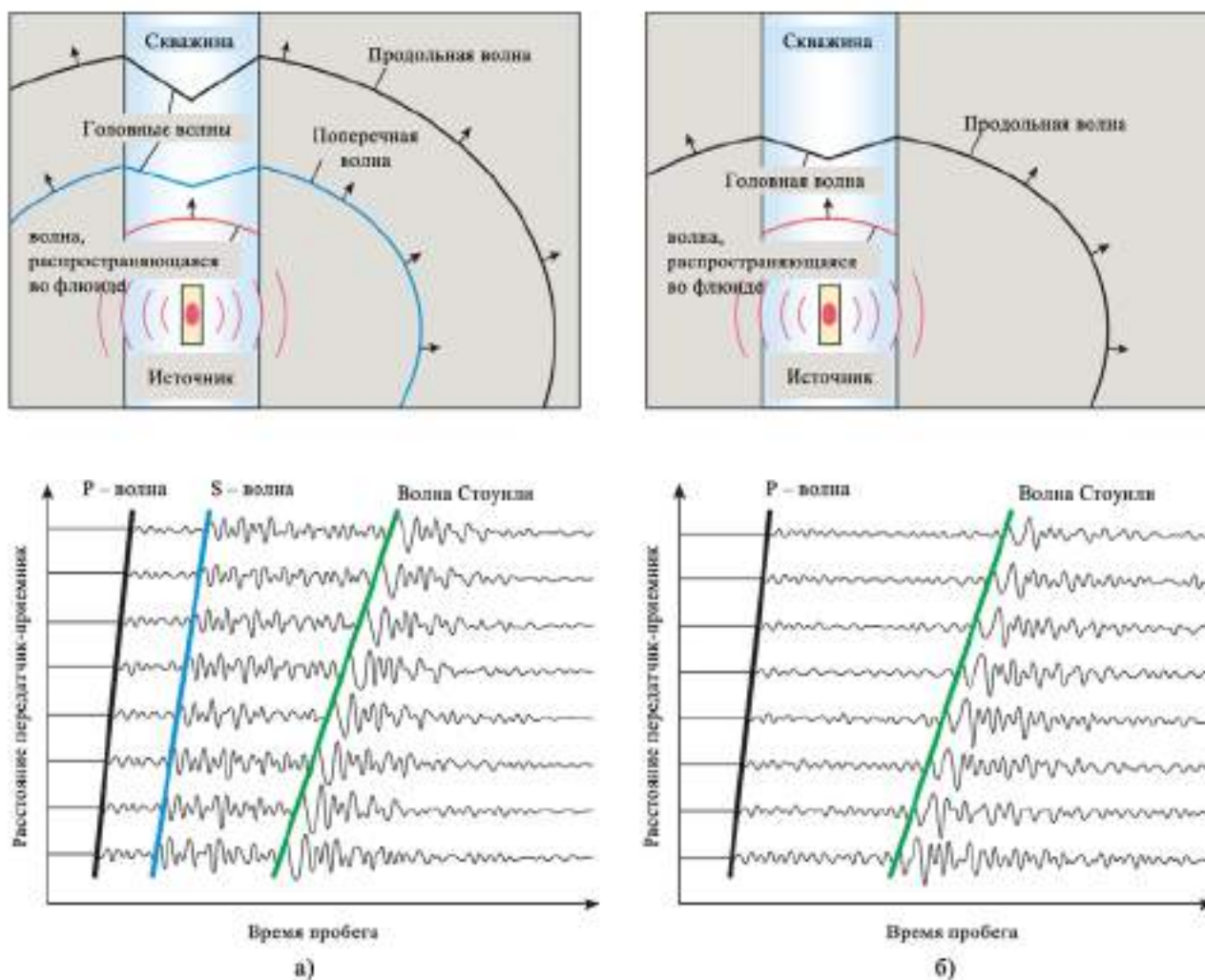


Рисунок 1 – Распространение звуковой волны в пласте, быстрое (а) и медленное (б)..

Для прогнозирования также используются устройства плотностного и нейтронного каротажа, которые указывают на твердость и пористость коллектора. На высокую пористость пласта указывают значения низкой плотности. Основное назначение нейтронного каротажа

является показатель пористости. Для того чтобы определить вероятность пескопроявления проводится анализ результатов акустического, плотностного и нейтронного каротажа.

Показатель пористости пласта используют для установления необходимого метода борьбы с пескопроявлениями. В случае если пористость выше 30%, то требуется метод контроля над выносами песка поскольку степень консолидации пласта является малой, в отличии от случая, где пористость менее 20% что указывает на хорошую степень консолидации пласта. Путем анализа каротажных диаграмм можно получить показатели пористости, а также путем лабораторного анализа образцов керна.

Исследования образцов керна. Одним из надежных методов прогнозирования пескопроявлений является исследования образцов керна. С помощью колонкового бурения на участке продуктивного пласта отбирается образец керна, который затем исследуется в лабораторных условиях и устанавливаются определенные данные, которые необходимы для выбора более эффективного метода борьбы с поступлением песка в скважину. Существуют различные виды исследований образцов керна в лабораторных условиях, основными из них являются испытания на твердость по Бринеллю и на прочность при неограниченном сжатии.

Исследования по Бринеллю основаны на измерении твердости и уплотнённости образца посредством вдавливания сферического индентора с определенной силой на протяжении 10–15 секунд с целью создания углубления [2]. Данный вид исследования рассчитывается как функция приложенной силы, диаметра вдавливания и диаметра индентора. Исследования на твердость по Бринеллю представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Степень консолидации основанная на исследованиях твердости по Бринеллю.

Классификация	Твердость (кг/мм ²)	Геологический эквивалент
Консолидированный	10-30	При увеличении предела прочности подвергаются разрушению
Рыхлый	5-10	Может легко подвергаться разрушениям при определенной силе воздействия
Частично консолидированный	2-5	Могут легко подвергаться разрушениям
Неконсолидированный	<2	Отсутствуют вяжущие вещества

Освоение скважины. Данный вид прогнозирования заключается в постепенном увеличении дебита скважины до максимально допустимого пока не будет наблюдаться значительный вынос песка [1,2]. Применяют различные программные обеспечения в геомеханике которые служат для прогнозирования пескопроявлений. Однако применяют в основном быстрые индикаторы как индикатор пористости и времени распространения звуковой волны (таблица 2).

Таблица 2 – Индикаторы для прогнозирования пескопроявлений

Прочность пласта	Пористость	Распространение звуковой волны (секунды)	Неограниченная прочность на сжатие (Мпа)
Слабый	> 0.3	> 120	<2.758
Средний	от 0.2 до 0.3	от 50 до 90	от 2.758 до 6.875
Высокий	0.2	< 50	7.584

Моделирование. Используя различные стратегии аналитических и эмпирических отношений, создаются множество моделей для прогнозирования пескопроявлений вместе с

этим проводят тестирования физических моделей и разрабатываются множество численных моделей. Применяя некоторые физические модели, можно прогнозировать объемный вынос песка, однако, эти модели дороги и трудоёмки.

Большое преимущество получили аналитические модели поскольку они обладают системой быстрой обработки данных и относительно просты в использовании. Численные модели представляют собой мощный инструмент, применяемый для прогнозирования пескопроявлений и одновременно может быть интегрирован с определенными аналитическими корреляциями что в свою очередь дает возможность получить более точные результаты. Данные, которые были получены в результате экспериментов, также могут быть использованы для калибровки и проверки численных моделей.

Моделирования, связанные с выносом песка задействованы два механизма: гидромеханическая неустойчивость, которая связана с градиентами давления и механическая неустойчивость, связанная с разрушением ствола скважины в призабойной зоне. Численные методы, включающие в себя механическое моделирование, подразделяют на дискретный и континуальный подход.

Дискретный подход является одним из ценных инструментов при моделировании пескопроявлений, однако его применение относительно ограничено которые касаются крупномасштабных задач поскольку требуются мощные вычислительные установки. Калибровка модели также является трудоемким и сложным поскольку состоит из определенного ряда неопределенностей. Эти неопределенности создают условия, при котором невозможно разработать модели с точными расположениями зёрен как у реального исследуемого физического объекта.

Континуальный подход рассматривает исследуемый объект как непрерывная система и в этом случаи возникает необходимость составления и решения дифференциальных уравнений. Этот подход говорит о том, что исследуемый объект не может быть разделен на малые части для исследований. Разрабатываются и усовершенствуются модели, которые сочетают в себе как дискретный, так и континуальный подход.

Стратегии контроля над пескопроявлениями в основном зависит от анализа методов прогнозирования. Для повышения эффективности методов контроля необходимо совершенствовать различные методы прогнозирования [2].

Для борьбы с пескороявлениями были разработаны множество методов. Их в основном подразделяют на механические и химические [1].

Механический метод борьбы основан на использовании различных скважинных фильтров, щелевых хвостовиков, гравийной набивки которые предотвращают поступления песка в скважину. Были разработаны множество типов скважинных фильтров каждый из которых имеют свою специфику применения. Применяют в основном скважинные фильтры с проволоочной обмоткой, керамические, гравийные и другие фильтры специально разработанной конструкции. Другим распространенным механическим методом является установка щелевых хвостовиков. Эффективность метода борьбы в значительной степени зависит от типа заканчивания скважины и его исполнения [1,2].

Химический метод основан на применении различных химреагентов, которые служат для укрепления призабойной зоны скважины. Связывающим реагентом в основном является смола. Для ускорения и активации системы применяют различные виды добавок [4].

Применяют также метод технического обслуживания, который заключается в регулярной очистке поверхностных оборудования и промывки скважины, которые предотвращают образования песчаных пробок. Однако этот метод используются в конкретных пластовых условиях при котором наблюдается малый вынос песка и дебит скважины является низким. Широкое применение получили также комбинированные методы борьбы с пескопроявлениями [1,4].

Таким образом были определены эффективные методы прогнозирования пескопроявлений которые позволяют предотвратить значительный вынос песка. Данный вид исследований позволяет выбрать более эффективный метод борьбы с пескопроявлениями.

Библиографический список:

1. Robabeh Asadpour, Mahmood Bataee, Babak Moradi, Zakaria Hamdi, A Short, Review of Sand Production Control, Journal of Review in Science and Engineering, JRSE (2021), 13 pages.
2. Hisham Ben Mahmud, Van Hong Leong, Yuli Lestariono, Sand production: A smart control framework for risk mitigation, Journal of Petroleum 6 (2020), Pages 1-13.
3. J. Alford, M. Blyth, E. Tollefsen, J. Crowe, J. Loreto, S. Mohammed, V. Pistre, A.R. Herrera, Sonic Logging While Drilling – Shear Answers, Oilfield Review Spring 2012: 24, no.1, Pages 4-15.
4. Omohimoria Charles, Udeagbara Stephen, Eme Onyekazi, Comparative Study of The Sand Control Methods Used in The Oil Industry (Case Study of the Niger Delta), International Journal of Scientific & Engineering Research, Volume 7, Issue 8, August-2016, Pages 1497-1506.

УДК 622.276.24

Осложнения, возникающие в вязко-пластичных глинах, подвергающихся релаксации в процессе бурения

Асадова Г. Ш.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Известно, что разрушение пород, происходящее в результате деформации стенок скважины приводит к обвалам и обрушениям, что в свою очередь приводит к снижению технико-экономических показателей бурения, а в некоторых случаях и к ликвидации скважины. Так как на большинстве месторождений Азербайджана основную часть (для некоторых месторождений до 90 %) геологического разреза составляют глинистые отложения, то эта проблема в регионе является очень актуальной. В настоящее время в Азербайджане и зарубежом по этому вопросу выдвинуты некоторые предложения и проведены различные мероприятия.

Эти работы, в зависимости от регулирования напряжения, подразделяются на три направления: давление в стволе скважины, фильтрация и регулирование физико-химических процессов. Сущность мероприятий, проводимых во втором и третьем направлениях, заключается в добавлении в буровой раствор специальных ингибиторных добавок. Однако, так как большинство этих добавок производится зарубежом, это обстоятельство может создавать серьезные проблемы.

В связи с этим, за последние годы в Гобустанском районе, Кюрсянги, Чарлы и Джейрангёль - на площадях, где бурятся глубокие скважины, было собрано, систематизировано и проанализировано большое количество информации. В первую очередь на основании кавернограмм были выявлены интервалы имеющихся осложнений. Затем были проанализированы соответствующие этим интервалам каротажные диаграммы и все показания режимов бурения и растворов. На основании каротажных диаграмм была определена пористость слоёв, составляющих разрез скважины. В то же время, был установлен химический и минералогический состав пластовых вод. Анализ информации показал, что в интервалах, где интенсивно образуются каверны, глинистые слои сменяются проницаемыми слоями. Однако, деформациям подвергаются только глинистые слои.

В тоже время, несмотря на различные технологические факторы в различных скважинах интенсивность и характер возникновения каверн имеют сходную картину.

Проникающие слои, сменяют в разрезе скважины глинистые слои. Ясно, что в этих промежутках наряду с условиями напряженности горных пород и химическими процессами, на интенсивность деформации большое влияние оказывают также и процессы фильтрации. Поэтому на плотность бурового раствора в стволе скважины влияет разница давлений, возникающих в порах слоёв пород и трещинах.

Однако, в системе скважина - пласт если нет гидродинамической связи, давление, возникающее за счёт плотности бурового раствора и других показателей, приобретает уравнивающее свойство.

При условии существования гидродинамических связей, в результате давления в трещинах глинистых слоёв, меняется присущее горным породам давление.

Таким образом, для предотвращения деформаций наряду с изменением плотности бурового раствора, регулирование гидродинамических взаимодействий в системе скважина-пласт также имеет большое значение.

Необходимо отметить, что в регулировании гидродинамических взаимодействий состав пор в проникающих породах, имеет определённое значение (например, минеральный состав пластовых вод).

На основании кавернограмм для определяемых интервалов, сведения о минералогическом составе пластовых вод были собраны и систематизированы.

На большинстве проанализированных площадях (Зардаб, Агджабеди, Хасанлы, Джафарлы, Шыхбагы и др.) пластовые воды являются кальций-хлорного и гидрокарбонатного типа. Несомненно, что при бурении этих слоёв для предотвращения деформации стенок скважины необходимо проводить различные мероприятия. Наряду с этим, в последние годы из-за недостатка химических реагентов, состав буровых растворов, используемых на всех площадях практически идентичен. По этой причине, выбор рецепта бурового раствора проводился с одной целью. Поэтому собранные в последние годы данные не дают возможность судить об эффективности систем буровых растворов.

Таким образом, на основании анализа собранной информации, стало возможным сделать следующие выводы:

С целью предотвращения деформации стенок скважины в процессе бурения, большое значение имеет плотность, а также другие структурно-механические и реологические показатели бурового раствора. Они, наравне с действующим на забой давлением, имеют большое значение для регулирования имеющихся в системе скважина-пласт гидродинамических взаимодействий.

Регулирование этого взаимодействия возможно вести в двух направлениях:

- фильтрация бурового раствора и регулирование реологических свойств отфильтрованной части.
- проницаемость проницаемых пород регулируется добавлением в буровой раствор различных химических добавок.

Известно, что на напряжённое состояние горных пород, слагающих стенки скважины, сопровождающее процесс бурения, влияют различные факторы, в том числе значение, возникающего в скважине гидродинамического давления и его изменение, а также фильтрация, структурная механика, реологические свойства и физико-химические показатели буровых растворов.

В результате, происходит деформация стенок скважины и связанные с этим осложнения.

На нефтяных месторождениях Азербайджана встречаются различные типы осложнений из основных видов осложнений, настоящая исследовательская работа посвящена предотвращению образования каверн и приводящих к их развитию осыпанию, разрушению и обвалу горных пород.

Мероприятия могут быть проведены лишь после комплексного изучения литологии горных пород, минерализации, тектонических нарушений и других показателей. Опыт показал, что исследовательские мероприятия, создают возможность для получения ещё большего эффекта. Одновременно, для уменьшения проницаемости горных пород или интенсивности гидродинамического взаимодействия с горными породами, в последние годы ещё больший эффект демонстрирует производимый в Азербайджане предложенный AzərNSTLI новый, содержащий группы кислот полимер. Несомненно, если во время бурения наблюдаются осыпания разрушения и обвалы горных пород, в первую очередь делаются попытки увеличить противодавление, оказываемое на стенки скважины, то есть увеличить плотность бурового раствора. Но в связи с различными геологическими и технологическими причинами, выполнение этого мероприятия чаще всего невозможно, или в результате его исполнения возникают другие осложнения (поглощение раствора, гидроразрыв пластов и т.д.)

В таких условиях предпочтительнее регулировать физико-химические процессы путём внесения в состав бурового раствора различных добавок.

В настоящее время в связи с деформацией горных пород для предотвращения осложнений, основываясь на механизме воздействия, в двух направлениях идет поиск добавок и ведутся исследовательские работы. Первое из них это использование различных химических реагентов, регулирующих химические процессы, а второй - использование регулирующего процесс фильтрации растворимого в воде полимера.

В последние годы в Азербайджане проводилось два вида исследований:

- регулирование противодавления на стенки скважины за счёт изменения плотности раствора;
- для предотвращения осыпания глинистых сланцев замена ионов кальция.

Однако по этой проблеме на основании анализа собранной на практике информации, для предотвращения осложнений, связанных с деформацией пород, проводимые принимаемые меры подразделяются на следующие виды:

1. Мероприятия, суть которых заключается в регулировании противодавления на горные породы:

- изменение плотности бурового раствора;
- регулирование гидродинамической связи между горными породами и скважиной для поддержания разности давлений.

2. Мероприятия, направленные на предотвращение деформации породы путём добавления в состав бурового раствора ингибитора:

- регулирование ионов натрия и калия путём использования химических реагентов и в результате, предотвращение гидротизации глинистых пород.
- регулирование гидротации пород путём использования полимерных добавок.

3. Использование нефте-эмульсионных растворов с целью предотвращения гидротизации горных пород.

4. Поддерживание на высоком уровне давления, равного давлению на стенки скважины, путём предотвращения гидротации горных пород уменьшением проницаемости горных пород, путём добавления в буровой раствор водорастворимых полимеров.

В связи с этим, согласно календарному плану, для различных перспективных площадей Азербайджана были проведены исследования условий возникновения осложнений, возникающих в результате деформации горных пород.

Применяемые на производстве реагенты были классифицированы и их эффективность была проанализирована путём сравнения физико-химических, реологических и гидродинамических свойств. Была выявлена эффективность новых реагентов.

Основная задача применения бурового раствора в строительстве скважин это создание в скважине гидростатического давления, предотвращение возможности проникновения в скважину флюида и осыпания горных пород, влекущих за собой в результате такие серьёзные осложнения, как нарушение устойчивости стенок скважины осыпания горных пород, смещения и прочие.

Оптимальное регулирование давления в стволе скважины является одним из основных условий строительства скважины.

Выбор плотности бурового раствора, исходя из «Единых правил бурения нефтяных и газовых скважин», проектируется на 15-10%, а на глубине 1200м. на 5-10% больше давления репрессии.

Вторым основным предназначением бурового раствора является предотвращение возникающих в результате потери устойчивости ствола скважины осложнений осыпания горных пород, смещения, предусмотренные в Единых правилах. Поэтому, для пород, которые могут подвергаться релаксации (текучесть вязко-пластичных глин), выбор плотности бурового раствора должен быть сделан с точки зрения полного обеспечения устойчивости ствола скважины.

На площадях Прикуринской равнины и Бакинского архипелага, в результате имеющих место во время бурения скважин нефте-газо-водопроявлений, наблюдались снижение

плотности бурового раствора, посадки и затяжки инструмента, закупорка, и даже коэффициент гидростатического давления выбросов превысил коэффициент пластового давления.

Далее отмечается, что на указанных площадях имевшие место осложнения, то что флюиды, находящиеся в коллекторах имеющих форму линз, имеют аномально высокое пластовое давление, является причиной того, что пластовые давления этих коллекторов равны давлению в порах глин. На основании этого Б.Л. Александров и другие исследователи пришли к выводу, что резкое изменение давления в коллекторе даёт возможность успешно проводить бурение в системе скважина-пласт. За неимением измеренных значений порового давления, для предотвращения деформации неустойчивых глин Надкирмакинской свиты, во время бурения используется для определения минимальной плотности бурового раствора, эмпирическая формула

$$\rho_p = 2\rho_n - 2,05 - \frac{28,9}{H \cdot 10^{-2}}$$

Здесь ρ_n – средняя плотность поверхностных пластов, г/см³;

H – глубина залегания пластов, м.

При проектировании технологического процесса, в промежутках залегания не опорных пород, при определении плотности бурового раствора необходимо ввести поправку, учитывающую реологические свойства породы

$$\Delta\rho = \frac{E[\varepsilon] T_R}{g \cdot H (1 + \nu) \cdot \Delta t}$$

здесь E – модуль Юнга горных пород, МПа;

ν – коэффициент Пуассона породы;

T_R – время релаксации пород, час;

g – ускорение свободного падения, м/с²;

[ε] – относительная деформация ствола;

Δt – время, прошедшее между последним долблением и началом осложнения.

Учитывая поправку раствора, минимальная плотность будет:

$$\rho_p = \rho_n - + \Delta\rho$$

В Азербайджане для неустойчивых пород верхней глинистой свиты (1200–1320м.); при значениях модуля Юнга –200МПа; времени релаксации –2,33дня(55часв); допустимой деформации ствола–6%; времени, затрачиваемом на один рейс долота – 2 дня(48часов); минимальной плотности бурового раствора ρ –1,48 г/см³, учитывая плотность бурового раствора, ожидаемые осложнения, давления и температуры различных стратиграфических формаций, для проектируемых скважин в настоящей работе даются рекомендации выбора приемлемой плотности бурового раствора.

Библиографический список:

1. Асадова Г.Ш. «К вопросу эрозионного воздействия бурового раствора на стенки скважины при бурении в глинистых отложениях.» Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ВНИОЭНГ, Москва,3,2013.
2. Асадова Г.Ш. «Борьба с осложнениями, связанными с деформацией стенок ствола скважины при бурении» Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море, ВНИОЭНГ, Москва,6,2013.
3. Новые технологии для бурения глинистых и солевых отложений.Neftegaz.ru 2015. No.6
4. ANALYSIS OF THE DEEP DRILLING TECHNOLOGY IN UNSTABLE FORMATIONS AT THE SEMYRENKY GAS CONDENSATE FIELD A.K.Raptanov1,V.V.Ruzhenskyi1 , B.I.Kostiv1 , M.A.Myslyuk , V.M.Charkovsky SOCAR Proceedings Special Issue No.2 (2021) 052-064

Перспективы применения газовых методов с целью повышения коэффициента извлечения нефти

Мамедова Е. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Ключевые слова: увеличение нефтеотдачи, углекислый газ, нефть, соляная кислота, ПАВ.

Как показывает нефтяная практика, крупные нефтяные месторождения, хотя и находятся на стадии завершения разработки, большая половина углеводорода остается в пласте. Для увеличения нефтеотдачи необходимо применение инновационных эффективных технологий. В статье рассматриваются газовые методы, в частности, получение углекислого газа в пласте, состоящего из карбонатных пород.

В последние годы внимание нефтяников уделено выбору методов по увеличению коэффициента нефтеотдачи нефтяных пластов с трудноизвлекаемыми углеводородами, так как их доля неуклонно растет.

К трудноизвлекаемым можно отнести как малоподвижные запасы, т.е. нефти с высокой вязкостью и содержанием парафинов, так и нефти с низкой газонасыщенностью ($<200 \text{ м}^3/\text{т}$).

При заводнении основная часть пластового углеводорода остается не выработанной по причине взаимной нерастворимости нефти и воды. В микронеоднородном пласте на водонефтяном контакте образуются капиллярные силы нефти и воды, градиенты капиллярного давления, блокирующие остаточную нефть.

На нефтяных месторождениях Апшерона для решения проблемы повышения эффективности разработки, а в частности увеличения коэффициента нефтеотдачи проводятся промысловые исследования по получению в пластовых условиях углекислого газа.

По результатам экспериментов по взаимодействию углекислого газа с такими флюидами, как нефть, морская и пластовая вода в определенных условиях (давление и температура), наибольший эффект показала система «углекислый газ - пластовая вода» [1,2].

Известно, что углекислый газ (CO_2) обладает способностью в пластовых условиях хорошо растворяться как в воде, так и в нефти, тем самым применяется в качестве вытесняющего агента с высокой эффективностью. Газ, растворяясь в заводненном участке, проникает к блокированному углеводороду, расширяет его и делает нефть подвижной.

В нагнетательные скважины ПО «Азнефть» проводили закачку в пласт 21% раствора соляной кислоты (HCl) с целью выделения углекислого газа. Для более полной продавки всего объема кислоты в наиболее удаленную зону пласта использовали сульфанол (раствор поверхностно-активного вещества).

Дальнейшая закачка пластовой воды позволяет ускорить процесс фильтрацию кислотного раствора в пласте [3,4,5].

Процесс закачки воды в пласт и дальнейшая ее миграция по пласту в сторону добывающей скважины, ускоряя продвижение, закаченного ранее раствора соляной кислоты и ПАВа наглядно изображен на рисунке 1.

Ежедневно проводились замеры и фиксация промысловых приборов скважин, подвергающиеся исследованиям как до, так и после проведения мероприятия. Полученные параметры показали, что в разные дни приемистость скважин была различна. Это объясняется тем, что со временем в призабойной зоне происходит накопление нерастворимыми солями, что ухудшает проницаемость пласта в данном участке. Этот процесс является причиной препятствия стабильному эффективному нагнетанию воды в пласт.

Рассмотрим, как изменилась приемистость трех нагнетательных скважин (№ 57, 81 и 730) после проведения работ по нагнетанию химреагента и воды.

По скважине №57 до проведения мероприятия приемистость составляла до $7 \text{ м}^3/\text{сут}$, а после закачки раствора достигла $140 \text{ м}^3/\text{сут}$.

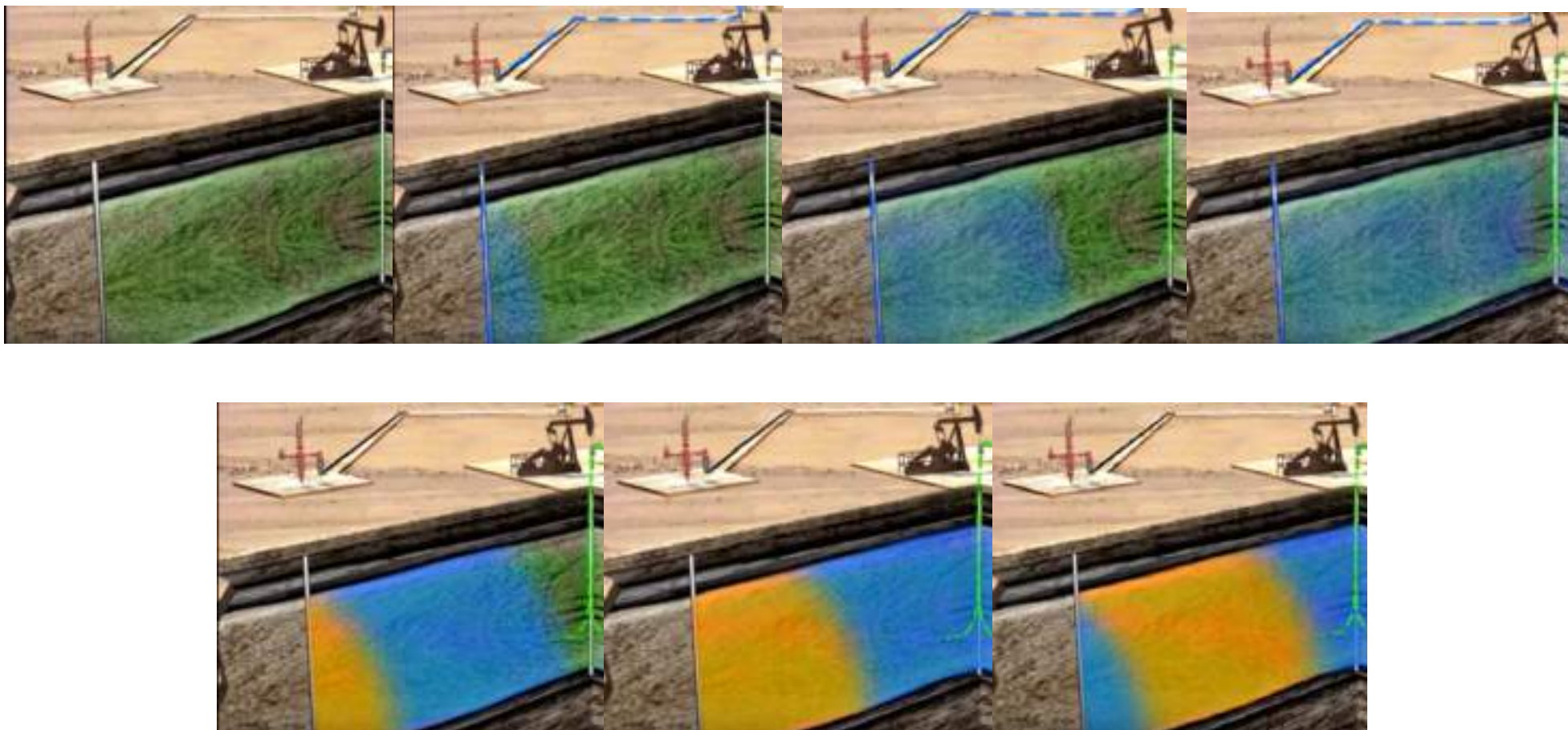


Рисунок 1- Процесс фильтрации водонефтяного контакта соляной кислоты и сульфанола (раствора ПАВ).

По скважине № 81 максимальное значение приемистости изменялось в пределах от 10 до 12 м³/сут., после проведения работ достигла 230 м³/сут.

Суточное показание нагнетания воды по скважине № 730 первоначально достигало 180 м³/сут., а затем возросла до 240 м³/сут. На первых двух скважинах (№57 и № 81) первоначальная приемистость показывала столь низкие показатели по причине ремонтных работ, приводящих к кальматации призабойной зоны, а также повышением давлением нагнетания на устье.

Результаты проведенных работ показали, что нагнетание соляной кислоты привело к очищению призабойной зоны в исследуемых скважинах, что в свою очередь повысило поглотительную способность данной зоны пласта и увеличило объем закачиваемого водного агента в нагнетательные скважины.

На рисунке 2 отображен характер изменения приемистости испытуемых скважин.

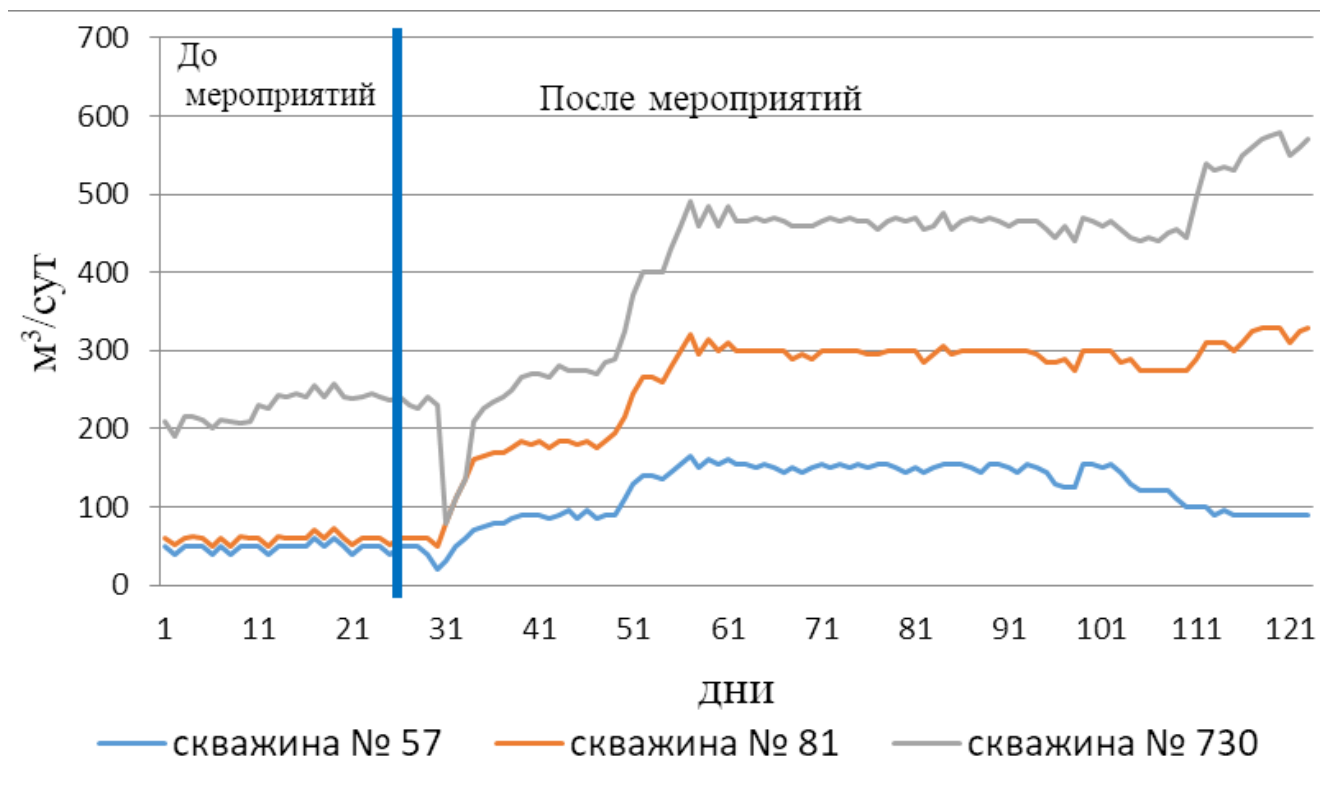


Рисунок 2 - Приемистость скважин до и после проведения мероприятия.

Проведенный в течение трех месяцев процесс закачки воды дает возможность проанализировать, как изменилась среднесуточная приемистость скважин № 57, 81, 730.

В первой скважине среднесуточный показатель повысился на 55 м³/сут., во второй скважине объем закачки воды увеличился в среднем на 60 м³/сут., а в скважине №730 – на 40 м³/сут. По подсчитанным итогам, объем суточного нагнетания воды в пласт увеличился на 155 м³/сут.

В результате, мероприятие, проведенное по данным нагнетательным скважинам, дает основание полагать, что увеличение числа нагнетательных скважин, подверженных проведению мероприятия приведет к увеличению объема нагнетаемой воды в пласт и предотвратит процесс резкого снижения пластового давления.

Поддержание пластового давления, в свою очередь, поддерживает первоначальные свойства пластовой нефти.

Для каждой из трех нагнетательной скважины были выбраны по две реагирующие эксплуатационные скважины, по которым проводились замеры дебитов, также до и после проведения закачки химических растворов соляной кислоты, сульфанола и воды.

Отмечено, что процесс выделения углекислого газа наблюдался по всем исследуемым участкам.

Таблица 1 - Оценка прироста добычи за три месяца.

№ нагнетательных скважин	№ реагирующих добывающих скважин	Полученная эффективность по месяцам, в тоннах			
		I месяц	II месяц	III месяц	Общее по месяцам
57	7	2.1	2.9	2.5	7.5
	83	1.4	2.8	2.6	6.8
730	89	1.4	2.9	2.6	6.9
	152	-	-	-	-
81	1140	-	-	-	-
	1216	1.8	3.0	2.7	7.5
Общее по месяцам		6.7	11.6	10.4	28.7

Как видно из табличных данных на воздействие на скважину №57 отреагировали обе добывающие скважины. Причем, по скважине № 7 прирост по дебиту за три месяца составил 7,5тонн, а по скважине №48 – 6,8 тонн.

Реагирующая скважина №89 откликнулась на закачку в скв. №730 и увеличила добычу за текущий период на 6,9тонн. Однако, скв. № 152 не отреагировала на проведенный процесс нагнетания.

На закачку соляной кислоты и раствора ПАВ в скв. №81 ожидался отклик добывающих скв. №№ 1140 и 1216. Положительный результат получили только от скв. №1216 – 7, тонн, вторая скважина прироста добычи не дала, что также говорит об отсутствии гидродинамической связи между ними.

Таким образом, образуемый в пласте углекислый газ (CO₂) при закачке в пласт соляной кислоты (HCl) и последующего раствора сульфанола, в качестве поверхностно-активного вещества, эффективно повлиял на повышение коэффициента нефтеотдачи пласта.

Выводы

В статье показано, что закачка в карбонатные пласты раствора соляной кислоты и сульфанола способствуют выделению углекислого газа. Образованный объем двуокиси углерода увеличивает охват пласта и является эффективным вытесняющим агентом. Рассмотренный в статье вопрос получения CO₂ в пласте при закачки соляной кислоты и сульфанола, показал эффективность применения данного метода.

По результатам промысловых исследований, проведенных на трех нагнетательных скважинах ПО «Азнефть», эффективность от дополнительно полученного углекислого газа составила 28,7 тонн за три месяца.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х., Алиев Н.А., Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтяных месторождений / Баку. Изд-во “Элм”, 1997, 407с.
2. Кокорев В.И. Газовые методы – новая технология увеличения нефтеотдачи пластов // Нефтепромысловое дело. – Москва, 2009. – № 11. – С. 24-26.
3. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи пластов нефтяных месторождений //Успехи химии. 2007. Т.76 (10). С.1034 – 1052.
4. Алварado В., Манрик Э. Методы увеличения нефтеотдачи пластов. Планирование и стратегии применения. – М.: ООО «Премиум-инжиниринг», 2011. – 244 с.
5. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. – М.: Недра, 1985 – 308 с

Моделирование аналитического инструмента для оценки технологической эффективности от промышленного внедрения газового эжектора

Сивкова М. В.¹, Елизаренко И. И.¹, Першин Н. А.²

1 - Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

2 - Тюменский государственный университет, г. Тюмень, Россия

Промышленное внедрение газового эжектора в условиях эксплуатации добывающих скважин на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, обуславливает проведение комплексной оценки технологической эффективности, направленной на достижение оптимальной динамики добычи углеводородов.

В настоящее время существуют методические подходы к определению основных факторов и критериев, влияющих на уровень эффективности от реализации технико-технологических мероприятий на выделенных объектах разработки [1]. Однако данные решения не предусматривают расчет целого ряда показателей, что свидетельствует об ограниченном анализе динамических характеристик эксплуатации месторождения. Очевидно, что используемые подходы не позволяют сформировать многокритериальную оценку результатов промышленного внедрения новых технологий в условиях скважин, работающих как на объект с низконапорным природным газом (ННГ), так и на объект с высоконапорным природным газом (ВНГ) [2].

Следовательно, для оценки технологической эффективности газового эжектора необходим универсальный набор аналитических расчетов технологических показателей разработки исследуемых объектов. Известно, что приведенные расчеты определяют технологический режим работы скважины и параметры его оптимизации, а также профиль добычи по единичной скважине. Это является основным принципом создания инструмента по оперативной оценке технологической эффективности внедрения газового эжектора, который реализуется стандартными средствами VBA в MS Excel.

Аналитические расчеты основных технологических показателей разработки объектов с ННГ и ВНГ основаны на методе материального баланса и уравнения притока газа к скважине [3].

Формирование физических и теоретических основ к определению технологических показателей разработки выделенных эксплуатационных объектов обуславливает набор принципиальных закономерностей и формул инструмента.

Для реализации аналитических расчетов, характеризующихся многовариантным подбором и динамикой изменения в зависимости от других величин (например, во времени) имеет смысл условного деления структуры вычислений на этапы, которые состоят из функциональных блоков – решений тех или иных параметров (Рисунок 1).

Организация вычислительных операций осуществляется на основе сценария макроса в VBA (MS Excel), что обеспечивает высокую скорость подбора параметров и решения уравнений с несколькими переменными для функциональных блоков этапа инициализации расчетов.

Рассмотрим возможности функциональных блоков общих этапов инструмента (Рисунок 2).

1. Параметры пласта. Характеризуются величиной начальных запасов газа, фильтрационно-емкостных свойств (эффективная проницаемость и открытая пористость) и глубиной залегания продуктивного пласта, а также эффективной газонасыщенной толщиной.

2. Термобарические условия. Определяются принятыми величинами стандартных давлений и температур, критических давлений и температур, а также начальным пластовым давлением и пластовой температурой.

3. Физико-химические свойства газа. Задаются компонентным составом природного газа, его молярной массой, относительной плотностью по воздуху, а также динамической вязкостью в пластовых условиях.

4. Дополнительные параметры. Определяются для этапа инициализации расчетов и включают следующие величины: радиус контура питания, радиус скважины, параметры НКТ (коэффициент макрошероховатости, глубина спуска, внутренний диаметр).



Рисунок 1 – Общая структура вычислений инструмента.

К данному блоку также относятся дополнительно вычисляемые значения, необходимые для технологических показателей разработки объектов ННГ и ВНГ, а именно средней коэффициент сверхсжимаемости, средняя пластовая температура, коэффициент гидравлического сопротивления и безразмерные коэффициенты θ и s [4].

5. Коэффициенты фильтрационных сопротивлений. Аналитически рассчитываются по одной из трех методик: теоретические формулы, описанные В.Н. Щелкачевым; ввод дополнительного коэффициента β , учитывающего пористость пласта; решения через D-фактор [5].

Различные подходы к определению коэффициентов фильтрационных сопротивлений позволяют оценить влияние данных величин на дебит газовой скважины, который является решением уравнения притока газа к забою скважины при одном неизвестном.

6. Устьевое давление и критический расход газа. Характеризуются функциями определения давления на выходе из эжектора по четырем представленным методикам и массового критического расхода ННГ.

7. Итоговая таблица результатов расчета. Представляется в виде основных технологических показателей разработки по отдельно взятым объектам ННГ и ВНГ (дебит газа, добыча газа, накопленная добыча газа, депрессия на пласт, величины устьевого и забойного давлений).

Принципиальная блок-схема алгоритма расчета инструмента демонстрирует последовательность решений функциональных блоков сценария макроса в VBA.

В настоящее время в инструменте реализованы все функциональные блоки для расчета технологических показателей разработки исследуемых объектов. Итоговые результаты позволяют произвести сравнительный анализ показателей в разрезе «до ввода эжектора» и «после ввода эжектора», что формирует оценку технологической эффективности от промышленного внедрения эжектора.

Отметим, что инструмент позволяет задавать величину устьевого давления, при котором в скважину будет введен эжектор, и рассчитать динамику изменения величин в процессе разработки.

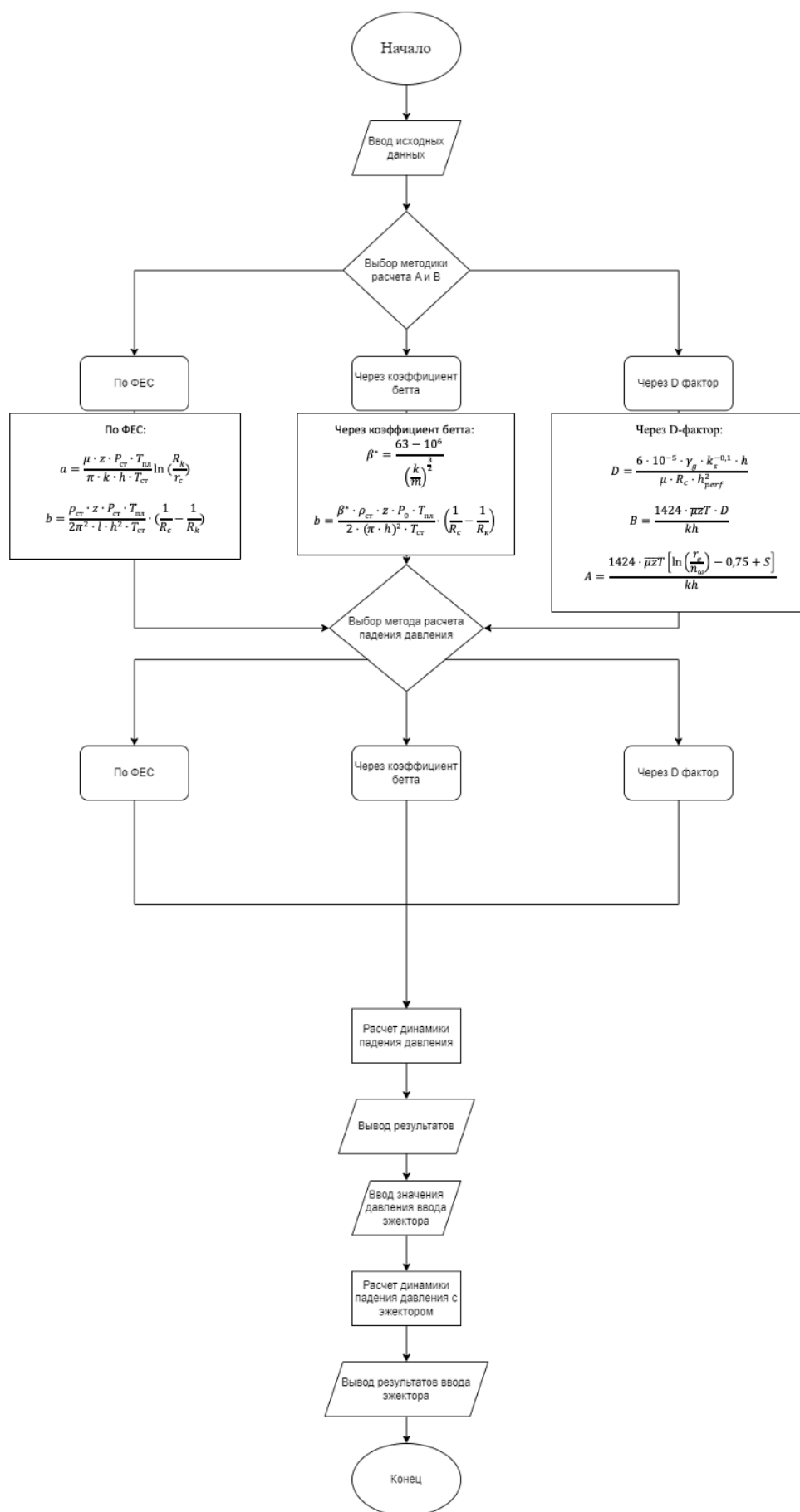


Рисунок 2 – Блок-схема алгоритма расчета инструмента

Для формирования комплексной оценки эффективности внедрения газового эжектора планируется интеграция результатов вычислений с набором параметров, обосновывающих экономическую привлекательность представленного решения, что позволит заключить о технико-экономическом эффекте струйного аппарата.

Таким образом, разработанный в VBA инструмент по оперативной оценке технологической эффективности внедрения газового эжектора позволяет провести комплекс аналитических расчетов технологических показателей разработки по объектам ННГ и ВНГ и сделать вывод о целесообразности использования эжектора.

Библиографический список:

1. ГОСТ Р 56539-2015. Проектирование разработки и освоение газовых и газоконденсатных месторождений. Подсчет запасов газа и газового конденсата на основе уравнения материального баланса. Основные технические требования : национальный стандарт Российской Федерации : издание официальное : утв. и введ. в действие приказом Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 30 июля 2015 г. № 1023-ст : введ. впервые : дата введ. 2016-02-01 / разработан ОАО «Газпром» и ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – Москва : Стандартинформ, 2015. – 31 с. – Текст : непосредственный.
2. Дейк, Л. П. Практический инжиниринг резервуаров / Л. П. Дейк. – Москва : Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2008. – 668 с. – Текст : непосредственный.
3. Басниев, К. С. Подземная гидромеханика : Учебник для вузов / К. С. Басниев, И. Н. Кочина, В. М. Максимов. – Москва : Недра, 1993. – 416 с. – Текст : непосредственный.
4. Siddiqui, F. Application of general material balance on gas condensate reservoirs GIP estimation / F. Siddiqui, G. M. Waqas, M. N. Khan. – Direct text. // Society of Petroleum Engineers. – 2010. – P. 1-9.
5. Material Balance Analysis Theory : [сайт]. – URL : https://www.ihsenergy.ca/support/documentation_ca/Harmony/content/html_files/reference_material/analysis_method_theory/material_balance_theory.htm (дата обращения: 10.10.2023). – Текст : электронный.

УДК 628.4

Аварийный разлив нефти: расчет эколого-социального эффекта

Анисимов И. Е., Барахнина В. Б., Исмагилова С. М., Христодуло В. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Попадание нефти в грунт или воду наносят практически непоправимый ущерб пораженному участку природы. Для принятия наиболее эффективных мер, направленных на предупреждение и ликвидацию последствий аварий, необходимо иметь расчетные данные о величине утечки на различных участках нефтепроводов и возможных потерях нефтепродукта вследствие испарения с поверхности и инфильтрации в грунт. Данная проблема остается актуальной и в целях снижения возможных негативных последствий требует особого внимания для выбора способов локализации, ликвидации аварийного разлива нефти и разработки комплекса необходимых мероприятий [1]. Кроме того, в нефтегазовом вузе для преподавателей экологических дисциплин актуальным является задача создания тренажера виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти» [2]. Он необходим для быстрого и безошибочного определения количества техники и материалов для ликвидации аварийных разливов нефти, определения экономических потерь и экологического ущерба [3]. Сравнительный анализ существующих автоматизированных способов расчета параметров аварийных разливов показал, что методики определения степени загрязнения, которые используются на сегодняшний день в практике топливно-энергетического комплекса, подходят лишь для решения задач, связанных с трубопроводами, хотя аварийные потери происходят и в резервуарных парках, и на морских и речных судах [4].

Целью работы явилась разработка тренажера виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти».

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- разработка функциональной модели программных модулей определения степени загрязнения почвы и воды при аварийных утечках нефтепродукта;
- реализация алгоритма определения степени загрязнения природных сред при аварийных утечках углеводородов;
- разработка программных модулей, реализующих метод определения степени загрязнения при аварийных разливах нефти и нефтепродуктов;
- визуализация аварии;
- создание тренажера виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти».

Авторами был выбран метод, по которому можно рассчитать объем вытекающей техногенной углеводородной жидкости. Формулы представляют собой зависимую цепочку расчетов [5]. Для достижения наибольшей точности результатов рекомендуется производить несколько итераций расчетов. В виду большого количества переменных становится задача об оптимизации расчетов путем их автоматизации. Таким образом, намного сократится время расчета итоговых значений и увеличится их точность. Также автоматизация данного метода позволит легко рассчитывать различные варианты происшествий за короткий промежуток времени, а также даст возможность сравнить результаты при различных условиях аварии [5]. К примеру, для расчета коэффициента расхода необходимо знать параметры среды, в которую выливается нефтегазоконденсатная смесь: атмосфера, вода или грунт. Также расход нефтепродукта будет зависеть от размера и формы отверстия, для расчетов применены следующие варианты: ромб, прямоугольник, круг и эллипс. Зная вязкость вытекающего продукта, параметры среды и коррозионного свища, можно рассчитать скорость расхода продукта и соответственно объем, который вытечет через аварийный разрыв (отверстие) через определенное время [3]. Конечно, если дефект трубы замечен сразу и в короткое время начинаются работы по ликвидации аварии, то вероятность потерять большое количество продукта мала. Легкие углеводороды нефти испаряются в первые 10 часов после инцидента [2]. Поэтому даже при малых сроках проведения аварийно-восстановительных работ возможна небольшая потеря нефтепродукта. Зная из предыдущих расчетов количество вытекшей нефти, свойства грунта и количество собранного нефтепродукта можно рассчитать площадь разлива и максимальные потери от инфильтрации в грунт, а также количество испарившихся техногенных углеводородов при загрязнении водной поверхности [3].

Основные результаты работы получены с использованием методов объектно-ориентированного анализа, функционального моделирования и программирования, а также метода определения степени загрязнения при аварийных утечках нефти и нефтепродуктов.

Для реализации программного средства был выбран язык программирования C#. Разработанное программное средство (ПС) занимает 127 МБ памяти персонального компьютера, не требует установки и подключения к сети интернет. Чтобы запустить программу, необходимо открыть исполняемый файл под названием HelloWpfApp.exe. После запуска пользователю откроется начальное окно ПС. Переход между окнами осуществляется стрелками вправо и влево, а также кнопками с подсказками.

ПС позволяет определить объем жидкости, которая вытечет через коррозионный свищ, расход утечки, потери нефти от инфильтрации в грунт. Оно способно также визуализировать аварийную утечку нефти на суше и на воде. В окне визуализации отображаются некоторые данные, полученные из расчетного модуля (рисунки 1-2).

Разработанное ПС существенно уменьшает время, необходимое для расчета степени загрязнения при аварийных утечках нефти и нефтепродуктов. Визуализация дает наглядную иллюстрацию аварийного нефтяного разлива на суше и на воде. Открытое методическое пособие позволяет пользователю без затруднений ознакомиться и изучить теоретический материал, связанный с аварийными утечками нефти. Программное средство может использоваться для определения объема жидкости, которая вытекает через коррозионный свищ, расхода утечки, потери нефти от инфильтрации в грунт.

Назначение разработанного программного комплекса: определение объема жидкости, вытекающей через коррозионный свищ; определение расхода утечки; определение потери нефти от инфильтрации в грунт; визуализация аварийного разлива нефти на суше и на воде, создание тренажера виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти». Пользователю необходимо иметь опыт работы с операционной системой MSWindows 10/7, навык работы с ПК, а также иметь базовые знания в области промышленной безопасности, экологии и охраны труда.

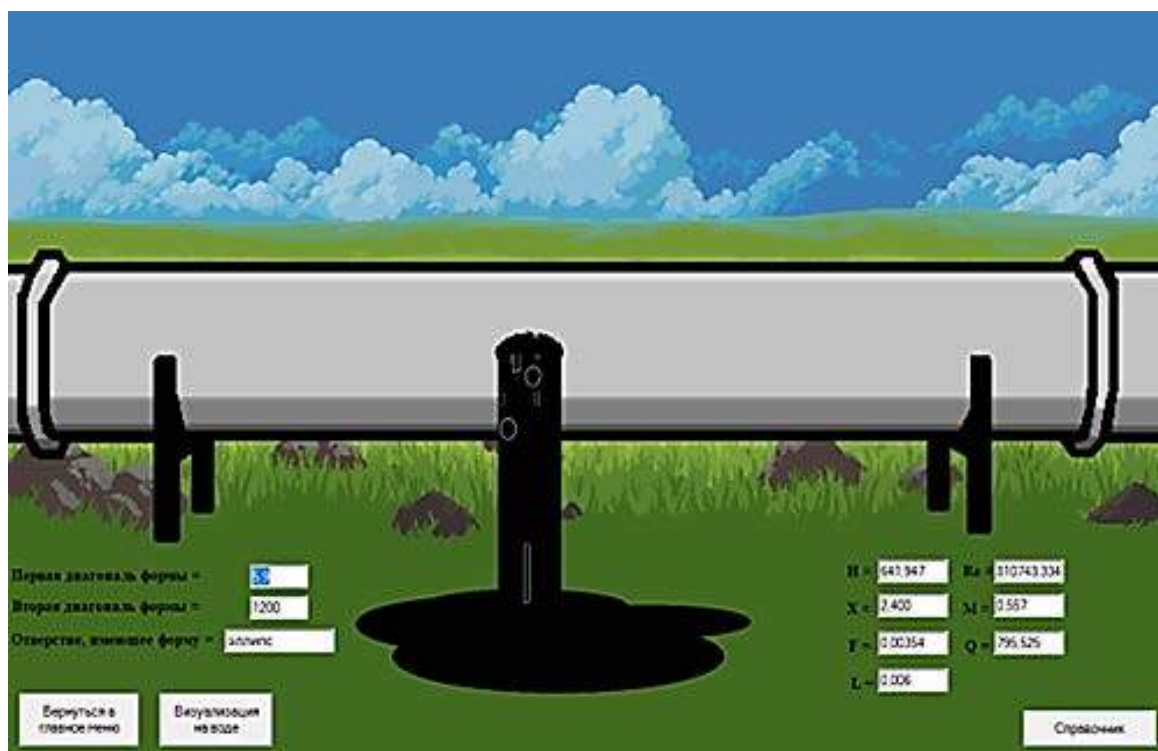


Рисунок 1 – Окно с визуализацией аварийного разлива в грунт

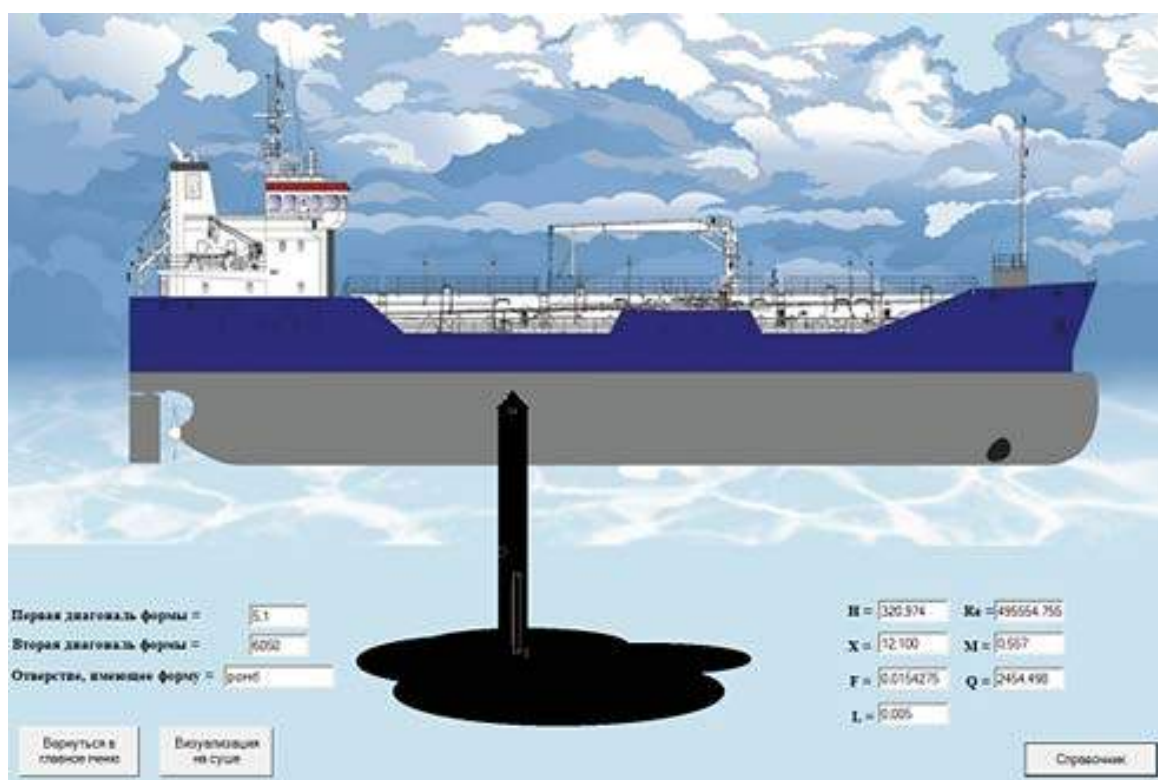


Рисунок 2 – Окно с визуализацией аварийного разлива на водной поверхности

ПС предназначено для автоматизации следующих видов деятельности: расчета объема жидкости, вытекающей через коррозионный свищ; расчета расхода утечки нефти и нефтепродукта; расчета потери нефти от инфильтрации в грунт; визуализации аварийной утечки нефти и нефтепродукта на суше и на воде.

Для выполнения ПС необходимо Microsoft Visual Studio, с установленными на нем плагинами для языка программирования C#. Условия выполнения программы: на ПК с процессором не ниже 800 МГц; ОС Windows 7 и выше.

ПС может вызываться с электронных носителей либо из каталога персонального компьютера. Предварительно необходимо ознакомиться с руководством для пользователя. Для успешной загрузки и работы ПС, а также для создания всех требуемых переменных и структур, необходимо 5 МБ. Для запуска программного средства требуется запустить исполняемый файл HelloWpfApp.exe. В текущем каталоге должны находиться также файлы HelloWpfApp.exe.config, HelloWpfApp.pdb, Words.cs.dock.

Входные данные вводятся пользователем вручную. ПС настроено так, что некорректные данные ввести будет невозможно. Выходными данными является сгенерированный отчет в виде файла в формате .docx.

Тренажер виртуальной реальности «Аварийный разлив нефти» имеет простой и удобный для понимания вид. Используя метод последовательного приближения для коэффициента расхода истечения продукта, можно добиться наибольшей точности определения расхода вылившегося нефтепродукта. Минимальное количество вводимых данных позволяет рассчитать необходимые значения в короткие сроки, тем самым получая сокращение времени расчетов и увеличивая скорость работы аварийной бригады. Таким образом, автоматизация расчетов утечки нефтепродукта необходима для улучшения качества аварийных и восстановительных работ. ПС может также использоваться в научных целях для проведения практических и лабораторных работ в вузе.

Библиографический список:

1. Маликова К.А., Барахнина С.Д., Коннов Я.А. Оптимизация расчета ущерба от аварийной утечки нефти и нефтепродуктов. Трубопроводный транспорт – 2022: тезисы докладов XVII Международной научно-практической конференции / редкол: Р.Н. Бахтизин, С.М. Султанмагомедов и др. Уфа: Изд-во УГНТУ, 2022. – С. 126-127.
2. Маликова К.А., Барахнина С.Д., Филатов И.О. Расчет и визуализация ущерба от аварийной утечки нефти и нефтепродуктов. Международная научно-практическая конференция, посвященная 90-летию начала добычи первой башкирской нефти/ редкол.: Ф.Ш. Вильданов и др.; под общ. ред. Ф.Ш. Вильданова и др. – Уфа: УНПЦ «Изд-во УГНТУ», 2022. – С. 174-176.
3. Саитова К.А., Барахнина В.Б., Киреев И.Р., Коннов Я.А. Программные модули для расчета аварийных потерь нефти и нефтепродуктов. Материалы Международной научно-практической конференции «Информационные технологии. Проблемы и решения». №1 (14), Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 29-35.
4. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. – С. 25-28.
5. Шуваева В.Р., Барахнина В.Б., Гилязов А.А., Коннов Я.А. Опыт использования виртуальной обучающей среды для визуализации аварийного разлива нефти и расчета экологического ущерба . в сборнике: наука, образование, производство в решении экологических проблем (Экология-2021). Материалы XVII Международной научно-технической конференции: в 2 томах. Уфа: Изд-во УГАТУ, 2021. – С. 97-102.

Анализ методов повышения коэффициентов добычи углеводородов газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой

Мамедов Р. М., Султанова А. В.

НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», г. Баку, Азербайджан

Аннотация: Проблема повышения коэффициента углеводородоизвлечения остается одной из наиболее актуальных задач нефтегазовой отрасли. Потребность в топливе требует максимально увеличить эти коэффициенты, но в конце разработки, то есть в тот период, когда энергия месторождения уже исчерпана, значительно большая часть углеводородов остается неизвлеченной.

Количество этих неизвлеченных углеводородов связано со многими причинами: оно зависит от особенностей геологического строения месторождения, недостаточной эффективности систем разработки, физических процессов, происходящих в других пластах.

Ключевые слова: конденсат, нефтяная оторочка, режим, пласт, нефть, ретроградный, НГК (нефтегазовый контакт)

Из практики известно, что газоконденсатные месторождения – это месторождения, в которых углеводороды в пластах находятся в газовой форме, а при снижении давления часть их переходит в жидкость. Такие месторождения отличаются от газовых наличием углеводородов с большой молекулярной массой. Эти углеводороды по температуре кипения подобны бензиновым, керосиновым фракциям углеводородов, но при высоком давлении и температуре газообразны, с понижением давления сжижаются, и частично снова превращаются в газ в результате противодействия - испарение с дальнейшим понижением давления.

В конденсате содержатся углеводороды тяжелее пропана. Плотность конденсата без учета нефтеносного газа колеблется в пределах 0,6-0,8 г/см³. Температура кипения конденсата колеблется в пределах 18-50⁰С, а предел кипения -140-340⁰С.

Основными характерными факторами разработки газоконденсатных месторождений являются следующие:

1. Количество жидкого конденсата, отделившегося на устье скважины.
2. Начальный и конечный пределы конденсации при заданном температурном режиме.
3. Состав конденсата при различных режимах конденсации.
4. Потери конденсата со временем падения пластового давления.

На основании вышеизложенного можно сказать, что его разработка газоконденсатных залежей принципиально отличается от разработки месторождений нефти и газа

Кроме того, в газоконденсатных слоях газ содержит определенное количество водяного пара, конденсация которого происходит при снижении давления и температуры (на устье скважины). При этом образующиеся гидраты выпадают в линиях наземного оборудования и транспортных трубах, а для борьбы с этими осложнениями успешно применяются специально разработанные химические реагенты [3,4].

Также известно множество препятствий, некоторые из которых также встречаются в газоконденсатных месторождениях и вызывают большие трудности при разработке. Примерами таких препятствий являются следующие:

1. Обводнение скважин и методы борьбы с ним;
2. Накопление жидкости на дне скважины и борьба с ней;
3. Накопление механических отложений на забое скважины и методы борьбы с ними;
4. Загрязнение призабойной зоны скважин тяжелыми компонентами и их очистка;
5. Солеотложения и методы борьбы с ними;
6. Коррозия и меры борьбы с ней;
7. Парафинообразование и методы борьбы с ним;
8. Эрозия и борьба с ней;
9. Деформация оборудования из-за вибрации;
10. Образование гидратных соединений;

11. Осложнения в газлифтном цикле;

Наиболее частым из таких осложнений на газоконденсатных месторождениях является накопление жидкости на забое скважины и борьба с ней.

Из вышесказанного ясно, что разработка газоконденсатных месторождений гораздо сложнее, чем разработка нефтяных [4].

Способ I - Обработка газоконденсатной зоны интенсивным темпом до истощения при сохранении запаса нефти приводит к неэффективной обработке нефтяной зоны, падению пластового давления, дегазации нефти. Все это наиболее ярко проявляется при малом влиянии внешних вод и малоактивном ВНК. Как уже говорилось, все эти негативные процессы могут привести к остатку нефти в пласте. Поэтому темпы добычи нефти во многих случаях зависят от темпов бурения и разработки нефтяной оторочки.

В зависимости от скорости разработки месторождения коэффициент добычи нефти варьируется от 5 до 15. Чем дольше задерживается освоение нефтяной области по сравнению с темпами разработки газоконденсатной зоны, тем ниже темпы добычи нефти.

Указанный метод разработки также сопровождается высокими потерями конденсата. Поэтому этот метод считается наиболее неэффективным из методов разработки газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой. Единственное преимущество этого метода состоит в том, что он быстро удовлетворяет потребность народного хозяйства в газе с небольшими экономическими затратами, что связано с большим количеством нефти и конденсата, остающихся в пласте в виде потерь.

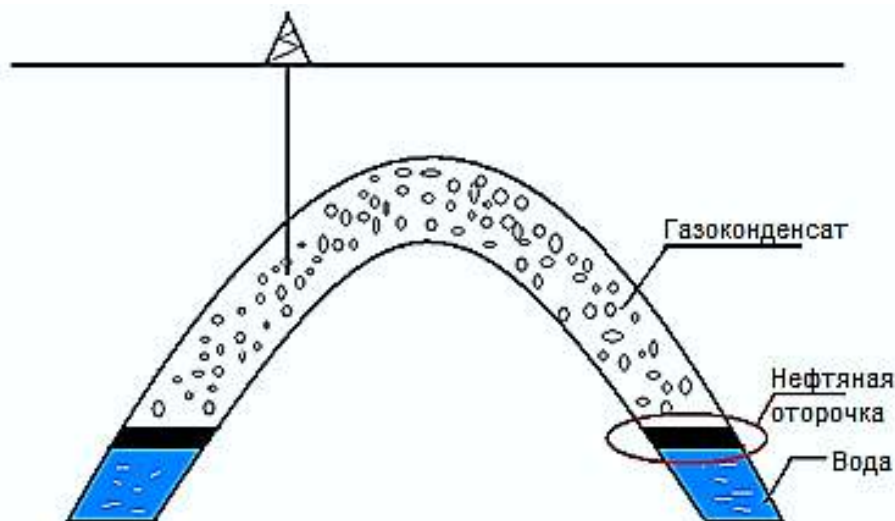


Рисунок 1- Разработка газоконденсатной зоны.

Способ II - Газоконденсатную зону и нефтяную оторочку обрабатывают до истощения совместно. Этот метод имеет определенное преимущество перед первым. Если процесс происходит из-за ограниченного удаления газа из газоконденсатной зоны, то нефтяная граница и газоконденсатная зона разрабатываются до истощения одновременно. Основным условием этого метода является предотвращение перепадов давления из нефтяной зоны в газоконденсатную, что может произойти в результате ограниченного отбора газа из газоконденсатной зоны.

Даже ограниченная добыча газа может привести к переходу градиента давления из нефтяной зоны в газоконденсатную, и наоборот, что в определенной степени положительно влияет на коэффициент выхода нефти. В отличие от первого метода коэффициент выхода нефти в этом методе относительно велик, что можно объяснить тем, что давление в нем равно пластовому давлению при введении нефти в газовые поры [1].

При этом методе разработки большое значение имеет влияние краевых вод. Если водонефтяной контакт перемещается, это приводит к тому, что коэффициент выхода нефти в определенной степени увеличивается. Если скорость движения водонефтяного контакта большая, то это может привести к тому, что градиент давления от границы нефти будет направлен в газовую зону, что и показано в предыдущем методе.

Предотвратить это можно путем очистки продукта, добываемого из газоконденсатных и нефтяных скважин. Если водонефтяной контакт неподвижен, то это может привести к быстрой газификации нефти в пласте и быстрому истощению пласта, что, в свою очередь, повлияет на коэффициент нефтеотдачи пласта.

Недостатками этого метода являются большие ретроградные потери конденсата в пласте, очень малый коэффициент дебита нефти, малый срок фонтанного периода скважин, резкое падение дебита [1,2].

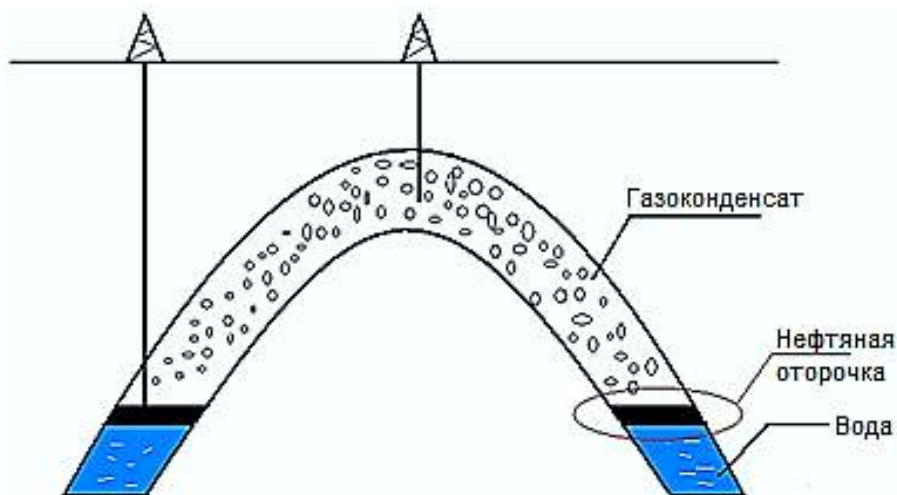


Рисунок 2- Разработка как газоконденсатной зоны, так и нефтяной оторочки

Способ III – Включение газоконденсатной зоны в разработку сохраняется до момента извлечения основного запаса нефти. В этом методе разработка нефтяной оторочки осуществляется под воздействием газовой шапки в режиме упругого давления газа. По мере продолжения разработки нефтяной зоны - газ будет перемещаться из газовой зоны в нефтяную и растворяться в ней, что приведет к тому, что разработка нефтяной оторочки не будет остановлена преждевременно.

При этом из-за растворения нефтяного газа в нефти по мере продолжения разработки пластовое давление падает и конденсат, содержащийся в газе, выпадает, что способствует облегчению нефти и ее легкому перемещению в пористой среде. Это, в свою очередь, влияет на коэффициент нефтеотдачи. Все эти показатели доказывают, что данный метод более эффективен с точки зрения извлечения основного запаса нефти. Однако недостатками данного метода являются:

1. Вынужденное сохранение запасов газового конденсата при формировании и невозможность их использования должным образом для нужд народного хозяйства.

2. Ретроградная конденсация, происходящая в газовой зоне до момента включения в разработку газоконденсатной зоны.

В случае нестабильности пластового давления данный способ разработки газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой, как показано выше, приводит к большим ретроградным потерям конденсата.

Однако эффективность этого метода зависит от объема пористой среды, заполненной нефтью и газом, и характера движения ВНК.

Если газонаполненные поры очень велики по объему, то указанный метод является наиболее предпочтительным. То есть после добычи основных запасов нефтяной зоны ретроградные потери конденсата в газоконденсатной зоне будут не столь заметны. Однако если объем пор, заполненных газом, и объем пор, заполненных нефтяной фазой равны или разница между ними незначительна, то разработка этого месторождения данным способом приведет к большим потерям конденсата в газовой зоне. При активном воздействии краевых вод и интенсивном продвижении ВНК, представляется возможным проводить разработку нефтенасыщенной зоны указанным способом и предотвратить резкое падение давления в газовой зоне [1].

При этом важно знать состав пластового газа. Так, если состав пластового газа не содержит в заметной степени C_{5+} и общий запас C_{5+} неважен, то этот метод может быть рассмотрен. Наоборот, если, в пластовом газе присутствует большой объем компонентов C_{5+} , и его запасы имеют промышленное значение, то такие пласты следует разрабатывать только методами, обеспечивающими стабильность пластового давления.

Итак, как видно из вышеизложенного, эффективность этого метода более эффективна в тех случаях, когда скорость движения ВНК высока и объем газовой шапки значительно превышает объем нефтяной оторочки.

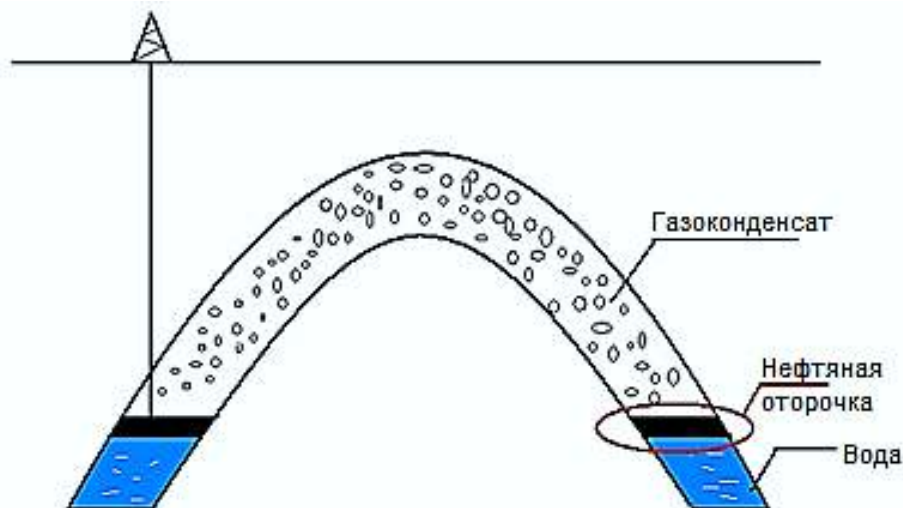


Рисунок 3- Разработка нефтяной оторочки

Способ IV - Давление в газоконденсатной зоне поддерживается стабильным искусственным образом до момента извлечения основного запаса нефти из нефтяной оторочки. Этот процесс происходит за счет закачки сухого газа в газоконденсатную зону.

По третьему методу, когда размеры газовой шапки за счет нефтяной оторочки очень велики и водонефтяной контакт практически неподвижен, значение коэффициента нефтеотдачи при разработке газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой относительно велико по сравнению с этим методом. Кроме того, ретроградных потерь конденсата не происходит до включения в разработку газоконденсатной зоны. Также при разработке нефтяной оторочки скважины работают фонтанным методом, что доказывает превосходство четвертого метода по сравнению с остальными.

Примерами недостатков этого способа являются сохранение разработки промышленно важных запасов газа в течение многих лет и дополнительные затраты на поддержание давления в газоконденсатной зоне на определенном уровне.

Как и в третьем способе, после отработки запасов нефти рассматривается вопрос разработки газоконденсатной зоны. В основном газоконденсатная зона разрабатывается на режиме истощения. Если потребуются искусственно восстановить давление в газоконденсатной зоне, то часть нефтяных скважин можно использовать в качестве нагнетательных.

Способ V - Нефтяную зону разрабатывают путем периодической закачки газа в газоконденсатную зону. При такой разработке месторождения происходит добыча конденсата из газоконденсатной зоны, а нефти - из нефтяной оторочки. Это происходит за счет непрерывной закачки газа в пласт, причем как газовая зона, так и нефтяная оторочка разрабатываются на истощение при низкой интенсивности процесса.

После извлечения основных запасов нефти и конденсата периодическую закачку газа в газовую зону прекращают и пласт эксплуатируют как газовое месторождение. При этом методе при неактивном ВНК градиенты давления будут ощутимы в газовой зоне по направлению к нефтяной оторочке. Если влияние краевых вод велико, то это положительно проявится как в коэффициенте добычи нефти, так и в коэффициенте добычи конденсата.

Примером недостатка этого метода является длительное хранение запасов газа в пласте и затраты на периодическую закачку газа в пласт. Однако этот метод является наиболее эффективным по сравнению с другими способами разработки.

На практике время, необходимое для оконтуривания и разбуривания нефтяной залежи, приводит к задержке ее разработки. Если при подготовке нефтяной залежи к разработке в соответствии с промышленными требованиями периодически закачивать газ в пласт и добывать основные запасы конденсата, тогда сохранение неразработанной нефтяной оторочки не причинит никакого ущерба. Если этот процесс завершится, то есть, если основные запасы конденсата будут извлечены, но он сохранится в течение длительного времени до окончания разработки нефтяной оторочки, то необходимо временно оставить газовую зону неразработанной, чтобы не допустить снижение коэффициента нефтеотдачи.

Способ VI – Разработка нефтегазоконденсатных зон ведется одновременно путем закачки воды в пласт.

Разработка газоконденсатного месторождения с нефтяной оторочкой путем закачки воды в нефтегазовый контакт применяется в случае, когда размеры нефтяной оторочки достаточно велики и не учитывается движение водонефтяного контакта искусственно не поддерживается, а газонефтяные зоны эксплуатируются одновременно, что вызывает большие потери конденсата и нефти.

Эффективность данного метода заключается в поддержании пластового давления в газовой шапке выше начального давления конденсации, тем самым удерживая конденсацию в пласте выше начального давления и, таким образом, имея минимальные потери конденсата в пласте.

Эффективность этого метода для нефтяной оторочки заключается в том, что за счет поддержания пластового давления предотвращается попадание нефти в газовую зону.

Основное преимущество этого метода состоит в том, что прекращение добычи нефти не приводит к высокому падению давления в нефтяной зоне.

В мировой практике применение этого метода дало высокие результаты при эксплуатации газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой.

Несмотря на все указанные преимущества, данный метод не нашел полного применения при разработке газоконденсатных месторождений, что объясняется следующими недостатками:

1. Применение данного метода возможно в результате бурения определенного количества нагнетательных скважин современными методами бурения. В отличие от других методов (например, закачки газа обратно в пласт), нет возможности использовать нагнетательные скважины в дальнейшем. Количество нагнетательных скважин зависит от дебита добычи газа. Чем выше дебит газа, тем больше нагнетательных скважин. Это большие капитальные затраты, которые ограничивают добычу газа из газовой зоны высокими темпами.

2. Для закачки воды в пласт помимо специальных нагнетательных скважин необходимы специальные локальные устройства очистки воды и насос, способный закачивать воду под высоким давлением.

3. Закачка воды в пласт, а точнее закачка в нефтегазовый контакт, вызывает «сжатие», что приводит к потере определенной части газа в пласте, тем самым к потере конденсата.

Поскольку трудности, возникающие при разработке газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой, не могут быть точно оценены теоретически, необходимы исследования этих систем.

Выводы

✓ Если в первый период разработки добывается только нефть, то в результате истощения энергии пласта возможны большие потери конденсата.

✓ В процессе постепенного падения пластового давления в пласте происходят потери конденсата в результате отделения части частиц жидкости и отложения в пласте, поэтому следует учитывать методы борьбы с возникающими потерями конденсата, и добиться экономически недорогих целевых способов обеспечения эффективной эксплуатации месторождения в промышленных масштабах.

- ✓ Чтобы избежать потерь конденсата в газоконденсатный пласт закачивают сухой углеводородный газ. Этот процесс является циклическим.
- ✓ В случае отбора слишком больших объемов конденсата, высококипящие углеводороды газа могут отделиться от нефтяной зоны в результате чего могут возникнуть большие потери.

Библиографический список

1. Аббасов З.Я. Методы расчета статического динамического забойного давления в газовых и газоконденсатных скважинах. Баку: Элм, 1993, 312 с.
2. Сулейманов Ш.А., Мехтиев И.П. Зейналов Ф.Ю. "Проблемы вскрытия и испытания глубокопогруженных нефтегазовых объектов" (Азербайджанское нефтяное хозяйство 1996 г. № 10 с 11-15).
3. Абасов М.Т., Оруджалиев Ф.Г. Газогидродинамика и разработка газоконденсатных месторождений. - М.: Недра, 1989. - 262 с.
4. Аббасов М.Т., Аббасов З.Я., Фейзуллаев Х.А. К методике определения конденсатоотдачи газоконденсатной залежи по данным эксплуатации. //Изв. НАН Азерб., серия Наук о Земле, Баку, 2009, №3, с.34-38.

УДК 622.279.4

Физическая модель для изучения процессов извлечения ретроградных углеводородов с применением неуглеводородных газов

Матейчук Л. В., Киян П. И., Волков А. Н., Шиков И. А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Введение

Одним из главных показателей разработки газоконденсатного месторождения является коэффициент извлечения конденсата (КИК), являясь обратным показателю потерь конденсата. Чем ниже показатель потерь конденсата в конце разработки месторождения, тем более эффективно осваиваются запасы углеводородов. Однако существуют такие пластовые системы, которые имеют высокие потери конденсата в конце разработки, такую характеристику имеют системы с высоким начальным содержанием углеводородов (УВ) C_{5+} в пластовом газе свыше 250 г/м^3 . Для данных систем не редко величина КИК составляет менее 30 %.

Для повышения эффективности разработки газоконденсатных месторождений (ГКМ), с начальным содержанием углеводородов (УВ) C_{5+} в пластовом газе свыше 250 г/м^3 у передовых недропользователей обычно используется сайклинг-процесс, что помогает достигать величины КИК более 30 %.

Однако в Российской практике добычи подобных углеводородных систем очень редко прибегают к данной концепции, к тому же подобные месторождения, вошедшие в эксплуатацию 10 и более лет назад, продолжают разрабатываться на режиме истощения пластового давления. Ввиду этих особенностей истории разработки, в пластах многих истощенных отечественных ГКМ произошло естественное выпадение ретроградного конденсата.

В свою очередь, использование УВ газа стороннего месторождения в текущем налоговом поле с целью закачки его в пласт, является не рентабельным методом извлечения ретроградного конденсата на завершающей стадии разработки месторождения. В связи с этим остро встал вопрос использования более дешевых неуглеводородных газов (НУГ), с целью доизвлечения ретроградного конденсата.

В настоящее время, с целью изучения технологий воздействия на пласт широко применяется математическое моделирование, но любая математическая модель, это лишь теоретическое описание процессов, протекающих в пласте, её поведение сильно зависит от специалиста по моделированию и далеко не всегда может отражать реальные процессы, происходящие в пласте. В связи с этим, для подтверждения адекватности математических моделей и для их создания применяется экспериментальное (физическое) моделирование. Основной задачей при создании физической

модели пласта является максимальное приближение её свойств и условий залегания к настоящей пластовой системе. При создании физической модели пласта в современном мире используют керновую компоновку, которая позволяет качественно соответствовать природным коллекторам по фильтрационно-емкостным свойствам, структуре порового пространства, а также физическим и химическим свойствам матрицы коллектора. Для создания физической модели пласта необходимо соблюдение критериев гидродинамического подобия, это геометрическое, динамическое и термическое подобия. Критерии подобия должны иметь свойства инвариантности, предсказуемости, универсальности и физической осмысленности.

Технологическое оснащение

С целью построения физической модели для изучения процессов извлечения ретроградных УВ с применением НУГ может быть применен метод рентгеновской томографии. В связи с этим в данной работе было решено использовать программно-измерительный комплекс «ПИК-2003/АЭИ» отечественного производства фирмы ЗАО «Геологика» (г. Новосибирск). Комплекс «ПИК-2003/АЭИ», по сути представляющий собой рентгеновский томограф, предназначен для определения трехфазной насыщенности (жидкость/жидкость/газ) при проведении моделирования многофазных фильтрационных процессов в пластовых условиях стационарными и нестационарными методами. Комплекс позволяет в автоматическом режиме моделировать трехфазные потоки «нефть – вода – газ», визуализировать фильтрационные процессы и наблюдать, например, вытеснение нефти водой и полимерами в пластовых условиях и фиксировать текущее значение насыщенности.

Принципиально комплекс позволяет решить задачу изучения влияния закачки НУГ на фазовую насыщенность газоконденсатной системы при физическом моделировании процесса ее разработки. Пластовая газоконденсатная система может быть помещена в кернодержатель комплекса, и на его базе может быть промоделирован процесс ее истощения с постоянной регистрацией фазовой насыщенности путем как непрерывного, так и периодического, соответствующего, например, определенным ступеням снижения давления, рентгеновского сканирования модели пласта. При этом важно, что система регистрации рентгеновского излучения позволяет регистрировать насыщенность как по длине колонки кернов модели пласта, так и по сечению, фактически создавая 2D-изображение насыщенности модели пласта. Это позволяет получать динамическую картину насыщенности по направлению фильтрации и по сечению фильтрации, что важно, в частности, при проявлении эффектов «языковой» фильтрации по высокопроницаемым участкам.

Однако необходимо учитывать, что комплекс «ПИК-2003/АЭИ» создан и ориентирован на исследование нефтяных систем, а точнее для изучения фильтрационных процессов, возникающих при разработке нефтяных месторождений с применением технологии заводнения. Для изучения газоконденсатных систем также необходимо разделение выходящей продукции на газ сепарации и конденсат сепарации. Сепаратор, входящий в состав измерительного комплекса, рассчитан на выделение газа из нефти, ввиду чего имеет большой рабочий объем и при использовании его в качестве основного сепаратора для исследования газоконденсатных систем будет иметь большую погрешность в замере выпавшего конденсата, а также не будет предоставлять возможность отбора пробы конденсата для хроматографического анализа. Ещё одним немаловажным фактором, влияющим на точность проводимых исследований, является штатная гидравлическая система комплекса. Трубки на выходе из модели до сепаратора обладают слишком большим внутренним диаметром для исследования газоконденсатных систем. Это немаловажный фактор, так как в процессе исследования газоконденсатных систем необходимо минимизировать потери выпавшего конденсата в процессе сепарации на гидравлических трубках и стенках сепаратора. Также комплекс оборудован запорно-регулирующим клапаном с целью создания противодавления для контроля режима сепарации. Данный узел лишен возможности тонкой регулировки режима работы ввиду постоянно изменяющихся процессов фильтрации в модели пласта.

С целью адаптации базового комплекса «ПИК-2003/АЭИ» для повышения точности проводимых исследований была проведена его модификация, а именно:

- ультразвуковой нефтяной сепаратор заменен сравнительно меньшей «газовой ловушкой» с возможностью замера и отбора сепарированного конденсата;
 - трубки, по которым осуществляется непосредственный вывод продукции модели пласта в сепаратор, заменены на максимально возможно тонкие трубки;
 - заменен ЗРК на кран тонкой регулировки собственного производства.
- Финальная модификация комплекса представлена на рисунке 1.

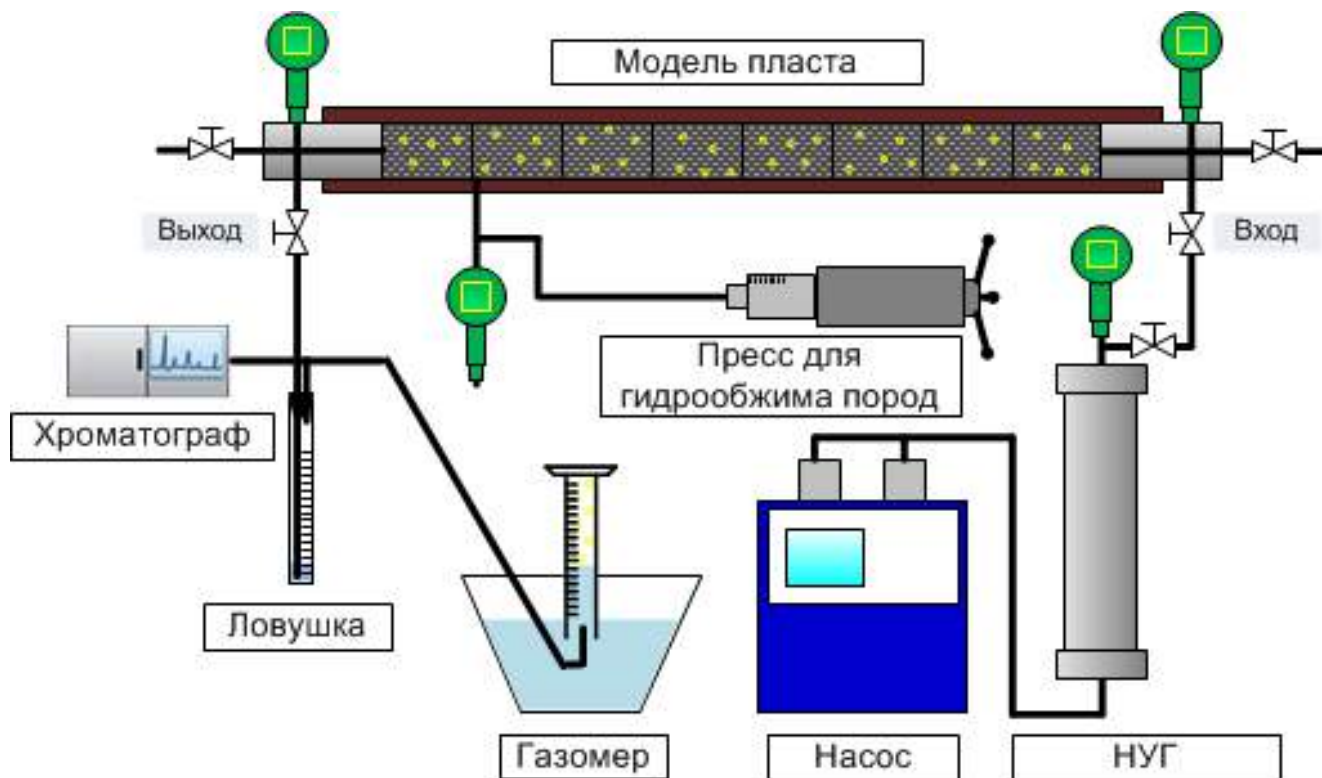


Рисунок 1 – Конфигурация программного комплекса для изучения процессов извлечения ретроградных УВ.

Комплекс по изучению процессов извлечения ретроградных УВ с применением НУГ состоит:

- из пресса для гидрообжима пород;
- насоса с разделительной ёмкостью для рекомбинации и закачки необходимого агента;
- кернодержателя с установленной внутри моделью пласта. Кернодержатель обеспечивает герметичное расположение керновой колонки с передачей на неё гидравлического (горного) давления. Стенки кернодержателя выполнены из композитных материалов, обеспечивающих рентгенопрозрачность;
- ловушки и газометра для отбора проб и количественной оценки выходящей продукции;
- хроматографа для определения компонентного состава продукции.

Все узлы комплекса необходимо оборудовать входными и выходными манометрами для контроля проведения эксперимента.

Создание физической модели пласта

Составление модели пласта, как было сказано выше, проводится из кернов, в идеале отобранных непосредственно из исследуемой залежи, в других случаях допускается брать выборку керна из пласта/залежи/месторождения, схожего по фильтрационно-емкостным свойствам, его литологии, структуре порового пространства, а также физическим и химическим свойствам матрицы коллектора. Перед сборкой керновой модели керн калибруют, экстрагируют (очищают) и измеряют его фильтрационно-емкостные свойства. Для сборки модели выбирают образцы из коллекции керна, обладающие фильтрационно-емкостными свойствами в зависимости от требований, предъявляемых к модели. При этом их минимальная суммарная длина рассчитывается из условия

$L_{min} = 1000 \cdot \sqrt{k \cdot m}$ (k – проницаемость керна, m – пористость керна) при выполнении которого модель будет обладать равномерными фильтрационно-емкостными свойствами. Для однородной модели пласта должно выполняться условие, что отношение проницаемостей образцов с самой высокой и с самой низкой проницаемостью не должно превышать 1,3. С целью уменьшения концевых капиллярных эффектов образцы необходимо располагать таким образом, чтобы по направлению течения флюидов каждый последующий образец имел меньшую проницаемость.

После выбора керна для сборки модели пласта, керн высушивают и собирают в вышеописанной последовательности. Собранный керновую модель устанавливают в кернадержатель, измеряют мёртвый объем системы и проверяют фильтрационно-емкостные свойства целой модели пласта. Далее создают остаточную водонасыщенность в модели пласта. Процесс моделирования остаточной водонасыщенности на модели пласта заключается в создании исходной водонасыщенности, соответствующей содержанию остаточной воды в породе при пластовых условиях. Для этого сначала модель пласта полностью заполняется пластовой водой, а затем производится вытеснение воды газом до прекращения ее выхода. Таким образом, остаточная вода находится в поровом пространстве ниже порога гидродинамической подвижности и в дальнейшем не участвует в фильтрации.

Подход для изучения процессов извлечения ретроградных УВ с применением НУГ

Для изучения процессов извлечения ретроградных УВ в первую очередь необходимо смоделировать их выпадение в порах модели пласта, для этого необходимо создать базовую модель разработки месторождения:

- 1) рекомбинировать начальную пластовую газоконденсатную систему;
- 2) заполнить модель пласта (учитывая мертвый объем системы) буферным газом с известным компонентным составом;
- 3) выполнить замещение буферного газа рекомбинированной пластовой системой, контролируя достаточность замещения путем анализа выходящего из модели газа;
- 4) провести классическое ступенчатое истощение пластовой системы, моделируя разработку месторождения, между ступенями необходимо «отстаивать» модель пласта для гомогенизации системы в течение 24 – 48 ч.

В процессе проведения этапа «истощение» необходимо ступенчато проводить рентгенографию профиля модели пласта для контроля выпадения ретроградных компонентов. Данную экспериментальную последовательность нужно провести сначала на «чистой» модели (моделирование разработки месторождения на режиме истощения пластового давления). Имея базовую модель поведения месторождения необходимо повторить вышеописанную итерацию для внедрения НУГ с целью исследования извлечения ретроградных компонентов.

Перед закачкой НУГ необходимо выбрать состав закачиваемого агента и технологию подачи его в модель пласта. Выбор состава закачиваемого агента проводится на установках фазового равновесия при проведении классической серии термодинамических экспериментов, в рамках которых необходимо выяснить:

– какой из НУГ эффективней способствует извлечению ретроградного конденсата исследуемой газоконденсатной системы (возможна смесь с неуглеводородных газов с углеводородными газами или воздухом);

- на какой ступени истощения газоконденсатной смеси наиболее эффективно внедрять НУГ;
- в каком отношении к общему объему системы необходимо закачивать НУГ.

Для выбора технологии закачки проводят создание модели, аналогичной базовой, на которой проводят моделирование закачки НУГ, некоторые из них приведены ниже:

- циклическая закачка агента в процессе разработки месторождения с остановками в закачке между циклами с целью гомогенизации системы;
- разовая закачка всего необходимого объема агента для более объемного вовлечения порового пространства;
- система закачки, имитирующая систему поддержания пластового давления.

Механизм извлечения ретроградных компонентов может быть различным. В первом случае извлечение выпавших УВ может происходить за счет их растворения в газовой фазе за счет добавления в систему неуглеводородного агента. Во втором случае возможно извлечение жидких УВ процессом вытеснения, так как некоторые НУГ при взаимодействии с жидкими УВ могут привести к повышению подвижности жидкой фазы. Также возможно смешение обоих этих эффектов, что стоит учитывать при анализе проведенных физических экспериментов.

Заключение

Физическое моделирование извлечения ретроградных УВ с применением НУГ – сложная и трудоемкая задача, для решения которой может потребоваться не один год работы исследовательской лаборатории. Обоснованность подхода к проведению исследований, а также качество их выполнения могут сильно повлиять на выводы, полученные по результатам моделирования. Результаты проведенных исследований могут служить фундаментом для математического моделирования и дальнейших опытно-промышленных работ.

В рамках работы рассмотрены следующие аспекты создания физической модели и проведения экспериментальных исследований с целью извлечения ретроградных компонентов с применением НУГ:

- технологическое оснащение;
- создание физической модели пласта;
- подход для изучения процессов извлечения ретроградных УВ с применением НУГ.

УДК 622.279.4

Интенсификация притока методом сонохимического воздействия на газоконденсатный пласт

Жданов К. Ю., Шиков И. А.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

Завершающей стадией работ по строительству скважин является вскрытие продуктивного пласта. В ходе выполнения работ по вскрытию отложений вследствие контакта буровых растворов и технологических жидкостей с горными породами формируется так называемая призабойная зона скважины, имеющая свойства, отличные от пластовых. Степень загрязнения призабойной зоны зависит как от реологических и фильтрационных свойств технологических жидкостей, так и коллекторских свойств продуктивного пласта.

Ввиду ухудшения фильтрационных свойств горных пород призабойной зоны пласта (ПЗП), здесь свои максимальные значения имеют градиент давления, скорость фильтрации флюида, расход энергии на преодоление фильтрационных сопротивлений. Тем самым состояние ПЗП оказывает результирующее влияние на дебит скважин, что в совокупности снижает эффективность разработки месторождения.

Для восстановления фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) призабойной зоны скважины и снижения фильтрационных сопротивлений во время эксплуатации осуществляются мероприятия по воздействию на ПЗП и интенсификации притока. В настоящее время развитие методов повышения продуктивности скважин и восстановления коллекторских свойств ПЗП имеет направленность в сторону комбинирования различных технологий с целью нивелирования их недостатков и повышения совокупной эффективности воздействия.

К комбинированным методам воздействия на ПЗП относится сонохимическая технология, основанная на комплексировании химических и физических методов (акустических в виде ультразвукового или ударно-волнового поля). Комбинированное применение данных методов позволяет в несколько раз увеличить проникновение кислотного состава в пласт, уменьшить поверхностное натяжение на границах «флюид – порода», «флюид – вода», повысив подвижность углеводородного флюида, контролируемо активировать химическую реакцию в зоне акустического воздействия.

На сегодняшний день опыт применения этих методов по отдельности очень обширен, они довольно развиты как в теоретическом, так и аппаратно-технологическом аспектах. В

свою очередь, практика их совместного применения начала формироваться в нефтяной отрасли РФ только лишь в последнее десятилетие. В целом промысловый опыт применения сонохимического воздействия на нефтяных залежах характеризуется высокой эффективностью.

В рамках реализации программы инновационного развития ПАО «Газпром» сотрудниками ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была разработана и апробирована технология декольматации призабойной зоны скважины газоконденсатного месторождения на основе сонохимического воздействия. Выполнение работ включало в себя этапы экспериментальных исследований процессов декольматации ПЗП на керновых моделях и проведение опытно-промысловых испытаний (ОПИ) на пилотном объекте ПАО «Газпром».

Результаты опытов физического моделирования позволили обосновать оптимальные характеристики ультразвукового излучения и составы применяемых кислотных композиций и в целом описывали технологию сонохимической обработки (СХО) как эффективный инструмент для восстановления проницаемости карбонатных и терригенных отложений ПЗП. Прогнозируемое увеличение дебита газа после применения сонохимического воздействия на пилотном объекте было установлено в диапазоне от 20 до 40 %.

Апробация технологии была произведена на скважине месторождения Восточно-Сибирского региона, характеризующегося неоднородностью фильтрационных свойств продуктивного разреза. Средневзвешенные параметры пористости и проницаемости пласта относят слагающие коллектор породы как к средним по своим свойствам (класс III по А.А. Ханину). Пластовые условия пилотного объекта характеризуются аномально низкими давлениями с дефицитом в 5 – 7 МПа. Бурение скважины было выполнено на репрессии с применением раствора плотностью 1080 кг/м³. Фактическая продуктивность скважины после выхода из бурения оказалась ниже проектных значений, до проведения ОПИ испытаний работы по интенсификации притока не проводились.

Определение времени обработки продуктивных зон выполнено на основании интерпретации геофизических исследований в необсаженном стволе. В зависимости от фильтрационных свойств продуктивного разреза продолжительность обработки 1 м составила 0,5 – 1 ч, а общая продолжительность работ – 230 ч. Комплекс применяемого оборудования включал в себя ультразвуковой генератор и скважинный излучатель, спускаемый на забой на колонне гибких насосно-компрессорных труб в виду субгоризонтального профиля скважины.

По причине неоднородности свойств продуктивного разреза пилотного объекта применяемая химическая композиция была подготовлена с добавлением поверхностно-активных веществ, наличие которых способствовало равномерному распределению жидкости в призабойной зоне скважины. После проведения ОПИ были выполнены работы по поинтервальному освобождению ствола скважины от технической жидкости и освоению.

С целью оценки технологической эффективности применяемого воздействия был выполнен комплекс газодинамических исследований (ГДИ) на стационарных и нестационарных режимах фильтрации с оценкой фоновых и текущих показателей. Динамика изменения гидродинамических параметров зоны дренирования представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Сравнение фильтрационных свойств зоны дренирования испытываемого объекта.

Параметр	Индекс	Единица измерения	Фоновые ГДИ	Текущие ГДИ	Изменение показателя, %
Время достижения участка радиальной фильтрации	$t_{н.у}$	ч	0,49	0,39	20,4
Проводимость	$k \cdot h/\mu$	мкм ² ·м/мПа·с	64,05	83,24	30,0
Проницаемость	k	мкм ²	$2,78 \cdot 10^{-2}$	$3,62 \cdot 10^{-2}$	30,1
Пьезопроводность	χ	м ² /с	$1,04 \cdot 10^{-1}$	$1,34 \cdot 10^{-1}$	28,8
Скин-фактор	S	-	2,89	0,12	95,8
Радиус исследования	$r_{исл}$	м	147,1	163,9	11,4

Как видно из таблицы 1, по результатам проведенной обработки призабойной зоны скважины сонохимическим воздействием наблюдается увеличение показателя пьезопроводности, характеризующего скорость протекания процессов перераспределения давления в пласте. Следствием данного фактора является уменьшение времени выхода волны возмущения на участок радиальной фильтрации, представляющего собой зону пласта, не осложненную процессами первичного и вторичного вскрытия, а также увеличение зоны возмущения при сопоставимой продолжительности регистрации кривой восстановления давления с 147 до 164 м.

Проницаемость и проводимость зоны дренирования, представляющие собой меру изменения фильтрационных свойств, также имеют тенденцию на рост, восстановление показателей составило 30 и 29 % соответственно.

Свойства призабойной зоны скважины, определяемые мерой дополнительного перепада давлений на преодоление фильтрационных сопротивлений и выражающиеся величиной скин-фактора, характеризуются улучшением. Текущее значение величины скин-фактора, не превышающее десятые доли, говорит о соответствии фильтрационных свойств призабойных и удаленных участков зоны дренирования.

Сравнение продуктивной характеристики произведено при работе скважины на технологических режимах (таблица 2). По результатам расчета продуктивной характеристики наблюдается снижение коэффициентов фильтрационных сопротивлений «а» и «b», представляющих собой комплексные параметры, описывающие совокупные потери фильтрации в призабойной и удаленной зонах скважины на преодоление сил вязкостного и инерционного трения соответственно.

Как видно из таблицы 2, при условии постоянства фоновое значения квадратичной депрессии, равняющегося $12,6 \text{ МПа}^2$, рассчитанное по уравнению притока газа к скважине $\Delta p^2 = aQ_{\text{гс}} + bQ_{\text{гс}}^2$ значение дебита газа сепарации (ГС) увеличилось на 87 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$, или же 33,1 %. Графическое отображение изменения кривых притока газа к скважине показано на рисунке 1, где представленный прирост дебита представляет собой изменение продуктивности скважины.

Таблица 2 – Динамика изменения продуктивной характеристики

Исследования	Технологический режим работы				Статика			Депрессия, %	Фильтрационные характеристики		Дебит при $\Delta p^2_{\text{заб}} = \text{const}$	
	$p_{\text{буф}}$, МПа	$p_{\text{заб}}$, МПа	t_y , °C	$Q_{\text{гс}}$, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$	$p_{\text{буф}}$, МПа	$p_{\text{пл}}$, МПа	Продолжительность статике, ч		$a \cdot 10^{-2}$, $\frac{\text{МПа}^2 \cdot \text{сут}}{\text{тыс. м}^3}$	$b \cdot 10^{-5}$, $\frac{(\text{МПа} \cdot \text{сут})^2}{(\text{тыс. м}^3)^2}$	$Q_{\text{гс}}$, тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$	$\Delta p^2_{\text{заб}}$, МПа ²
Фоновые	7,99	11,18	-4,7	261,6	9,59	11,73	22	4,66	3,480	4,952	261,6	12,60
Текущие	8,03	11,08	-4,6	342,6	9,62	11,62	20	4,67	2,797	2,344	348,6	12,60

Таким образом, по результатам проведения ОПИ технологии сонохимического воздействия на газоконденсатном месторождении ПАО «Газпром» можно отметить следующее:

- результаты ОПИ согласуются с выводами, полученными в ходе проведения опытов физического моделирования на керновых моделях;
- проведение СХО не предусматривает этапы подготовки скважины и не требует длительных простоев, превышающих общее время работ по интенсификации притока;
- технологическая эффективность проведения ОПИ отмечена улучшением фильтрационных свойств зоны дренирования и технологических показателей работы скважины;
- прирост добычи углеводородов после применения СХО является основанием для прогнозирования экономической эффективности.

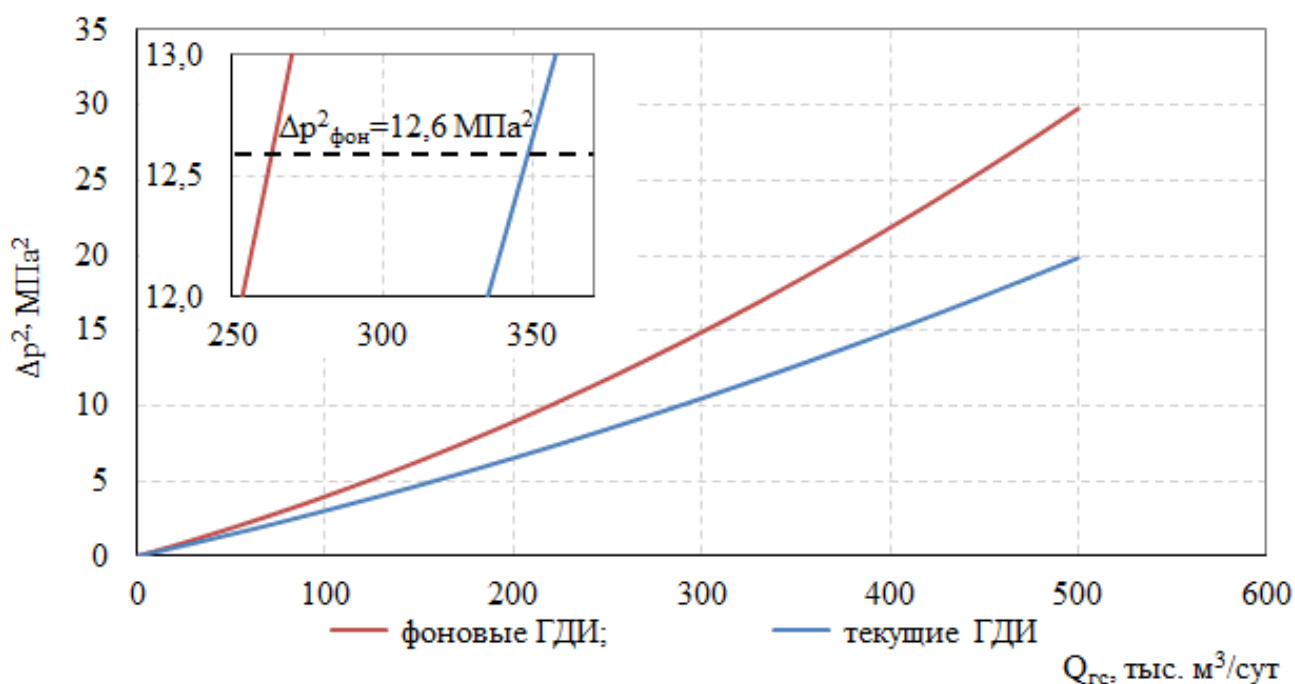


Рисунок 1 – Прирост продуктивности скважины после проведения СХО

УДК 622.276

Полимерное заводнение газонефтяного месторождения Самарской области

Семенченко А. А., Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Полимерное заводнение является технологически простым и очень эффективным методом увеличения нефтеотдачи пластов, основанным на добавке к воде небольших количеств водорастворимых полимеров при обычном заводнении нефтяных пластов [1].

С-месторождение соответствовало критериям применения полимерного заводнения. По результатам исследований и расчетов плотность пластовой нефти равна 875,0 кг/м³, давление насыщения нефти газом при пластовой температуре – 1,9 МПа, газосодержание при однократном разгазировании – 8,5 м³/т и динамическая вязкость – 28,0 мПа·с, пористость – 0,21, проницаемость – 0,391 мкм² [2].

В природных условиях продуктивные нефтегазосодержащие пласты редко бывают однородными. Как правило, если пористость и проницаемость пласта не одинаковы в различных точках, то пласт уже можно считать неоднородным.

Степень неоднородности пласта оказывает решающее влияние на процесс вытеснения нефти, что в конечном результате сказывается на нефтеотдаче. На С-месторождении Самарской областиотяжеляющим фактором при заводнении пластов является не только неоднородность пласта, но и высокая вязкость добываемой нефти. Неоднородность коллектора и вязкость нефти – два взаимосвязанных условия, определяющих эффективность разработки месторождений и величину коэффициента охвата при заводнении.

Для снижения подвижности воды в высокопроницаемых зонах и поддержания вытеснения нефти из низкопроницаемых зон на С-месторождении Самарской области было применено полимерное заводнение.

Суть способа состоит в изменении соотношения подвижностей вытесняющей жидкости и пластовой нефти вследствие повышения вязкости закачиваемой воды за счет содержания в ней высокомолекулярных полимеров. Повышение вязкости и снижение подвижности воды

способствуют выравниванию фронта вытеснения, замедляя ее продвижение в высокопроницаемых зонах, понижая вязкостное языкообразование. Эти факторы вызывают повышение коэффициентов охвата вытеснением при заводнении. Размер оторочки полимерного раствора составляет 10-30 % от количества первоначально содержащейся в пласте нефти. Оторочку раствора полимера можно закачивать на любой стадии разработки, но наибольший эффект отмечается при применении на начальной [2].

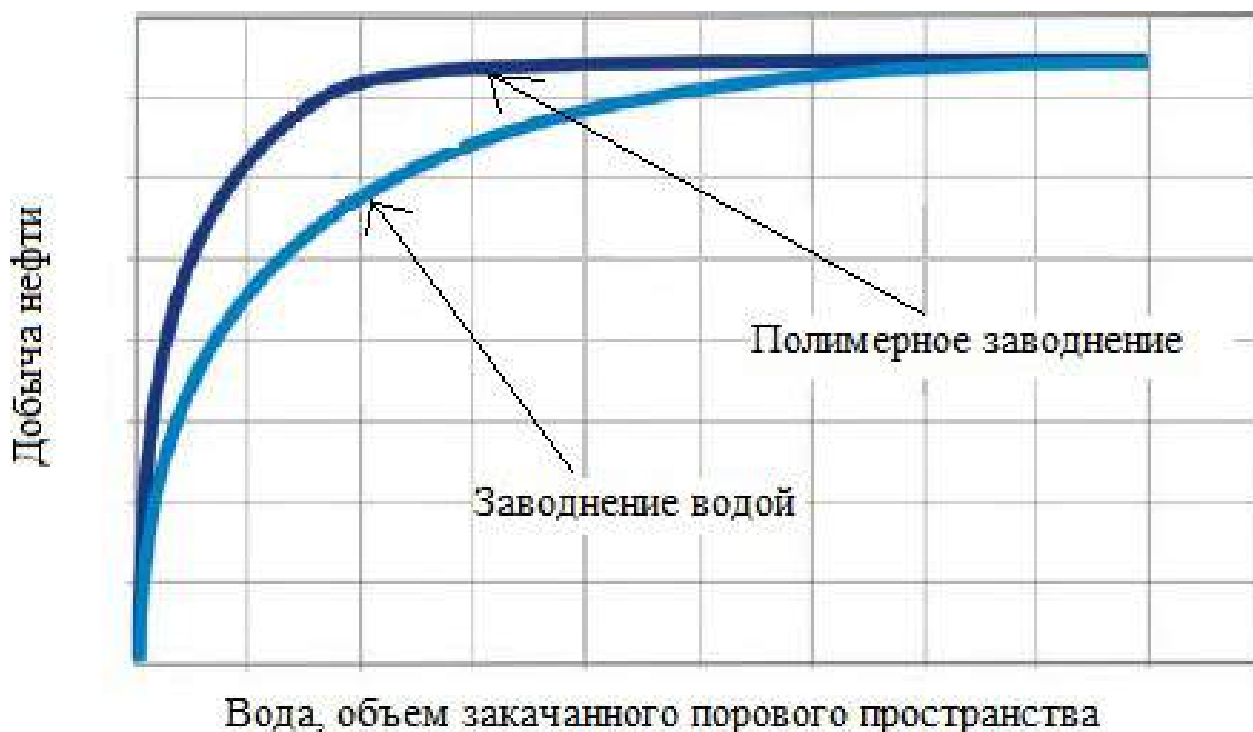


Рисунок 1. Сравнение полимерного и традиционного заводнения

Для С-месторождения был разработан вариант с закачкой раствора полиакриламида следующим образом: сначала в центральный разрезающий ряд, а затем, по мере увеличения поставок реагента – в остальные нагнетательные скважины объекта.

Полиакриламиды это полимеры - мономерное звено макромолекулы которого представлено молекулой акриламида. Полиакриламиды применяемые в полимерном заводнении подвергаются частичному гидролизу, в результате чего анионные (отрицательно заряженные) карбоксильные группы оказываются разбросанными вдоль основной цепи макромолекулы.

Обычно степень гидролиза составляет 30-35% акриламидных мономеров. Эта степень гидролиза была выбрана для оптимизации определенных свойств, например, таких как: растворимость в воде, вязкость и удерживающая способность. Если степень гидролиза слишком мала, полимер не будет растворяться в воде. Если велика, то его свойства будут слишком чувствительны к действию минерализации и жесткости [3].

Характерная способность гидролизованного полиакриламида увеличивать вязкость заключается в его большом молекулярном весе.

Эта особенность усиливается анионным отталкиванием между молекулами полимера и между сегментами одной и той же молекулы. Отталкивание является причиной того, что молекула в растворе растягивается и сцепляется с другими молекулами, растянутыми аналогичным образом, что вызывает уменьшение подвижности при повышенных концентрациях.

Если минерализация или жесткость раствора является высокой, то отталкивание значительно уменьшается за счет ионного экранирования, так как свободно вращающиеся углерод-углеродные связи позволяют молекуле свернуться в клубок.

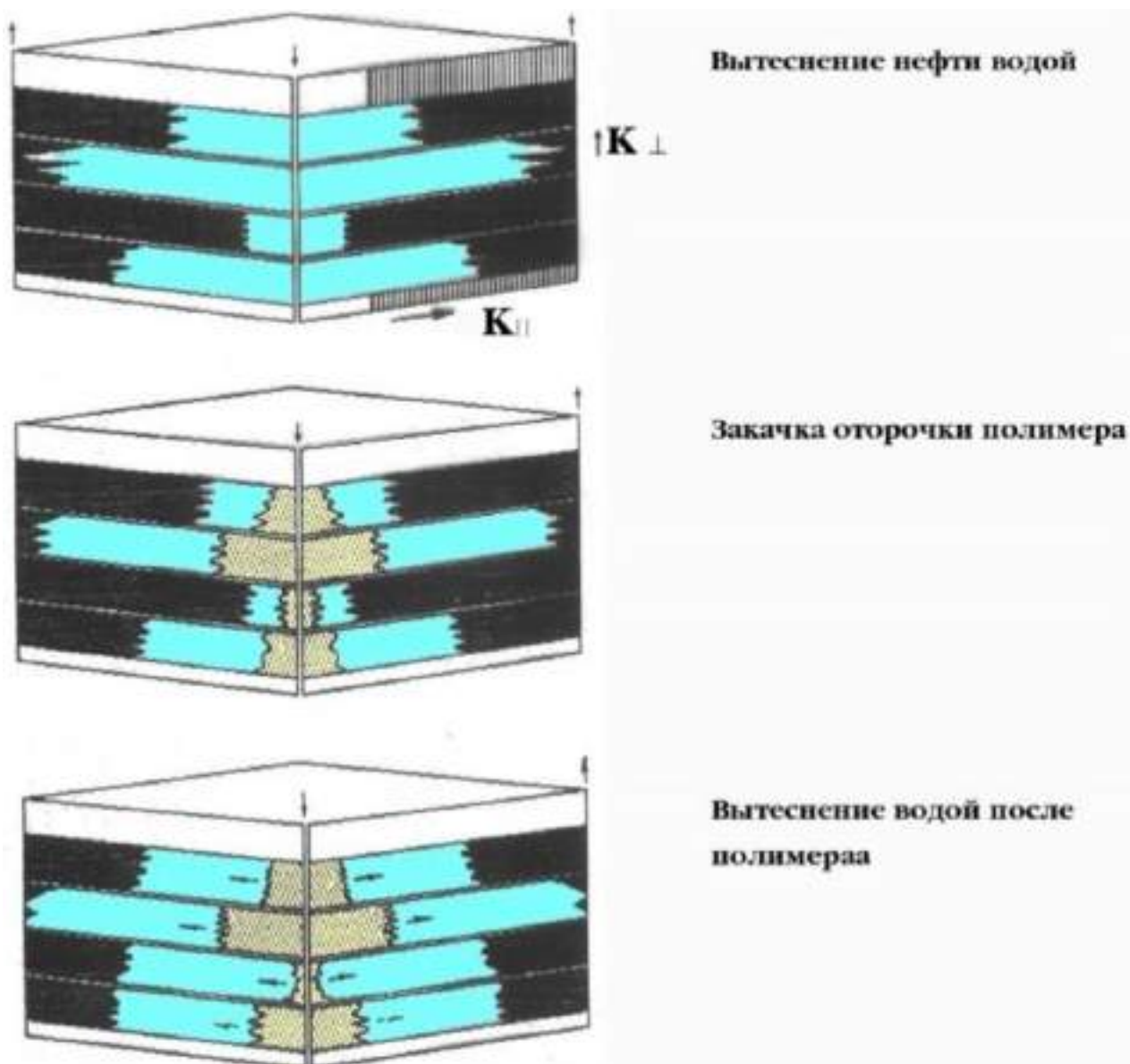


Рисунок 2 - Блок – схема вытеснения нефти из неоднородного пласта водой и полимерной системой

Технологическая эффективность от загущения закачиваемой воды прослеживалось постепенным снижением (эффект длился еще 3 года после окончания закачки оторочки), а суммарная величина дополнительной добычи нефти составила 592 тыс.т, что составляет 2,0% балансовых запасов.

Существенное влияние на уровень технологической эффективности оказала закачка после полимерной оторочки сточной высокоминерализованной воды с большим содержанием сероводорода, что способствовало ускоренному разрушению оторочки и соответственно снижению эффективности.

Эффективность технологии в целом по объектам разработки выразилась в стабилизации обводненности добываемой продукции, а также в стабилизации и увеличении годовых отборов нефти [4].

После закачки полиакриломида полимерные технологии повышения коэффициента извлечения нефти применялись только на объекте А3+А4. Производились закачки в нагнетательные скважины «большеемных гелеобразующих составов». Следует отметить отсутствие резко выраженной реакции добывающих скважин; например, снижение обводненности продукции составляло 2-4 %.

Библиографический список:

1. Разработка и испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ для обработки нагнетательных скважин / Д.Ю. Крянев, А.М.Петраков, Т.С. Рогова, А.В. Билинчук // Нефтепромысловое дело.- 2006.- № 9. с. 26-31.
2. «Дополнение к технологическому проекту разработки газонефтяного С-месторождения Самарской области».
3. Экспериментальные и промысловые испытания обратных эмульсий на основе эмульгатора ЭКС-ЭМ / Д.Ю. Крянев, А.М.Петраков, Т.С. Рогова, А.В. Билинчук //М, Бурение и нефть. - 2006.- № 7/8. - с. 8-11.
4. Крянев Д.Ю., Петраков А.М., Билинчук А.В. Критериальный выбор объектов разработки ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз» для применения нестационарного заводнения // Сб. науч. тр./ ВНИИнефть. - 2005.- вып. 132.- с. 135-145.

УДК:622.276.52

Определение диаметра фонтанной трубы при минимальном значении потери давления в стволе скважины

Мамедова Г. Г.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация В статье рассматривается выбор диаметров фонтанных труб при минимальных потерях давлений в стволе скважины. В результате газодинамических исследований скважины стало возможным получение максимальных значений добычи. Таким образом, если потеря давления в стволе скважины выше допустимого значения, то давление понижается до значения, при котором потеря давления в скважине достигает необходимого значения.

Диаметр фонтанных труб рассчитывают исходя из необходимости выноса из забоя на поверхность твердых и жидких примесей газа или из необходимости обеспечения минимума потерь давления в стволе скважины при заданном дебите.

При любом способе добычи газа необходимо применять фонтанные трубы, которые служат для выноса с забоя на поверхность жидких и твердых частиц, предотвращения преждевременного износа обсадной колонны вследствие коррозии или эрозии, одновременной или раздельной эксплуатации с помощью пакеров, возможности проведения ремонтно-изоляционных работ.

Ключевые слова: фонтанные трубы, ствол скважины, градиент давления, оптимальный диаметр, проницаемость, скорость потока, жидкие и твердые частицы, диаметр частиц, потери давления, добыча

Подъем газа, который поступает из пласта в скважину происходит в результате действия градиента давления и величины собственной потенциальной энергии, что объясняет тот факт, что на протяжении всего времени разработки месторождений природного газа скважины эксплуатируют фонтанным методом. Однако существует ряд случаев, когда наиболее целесообразным является механизированная добыча. Среди указанных случаев можно отметить условия, при которых параллельно с газом в скважину поступают значительные объемы воды, подъем которых возможен посредством плунжерного лифта. Кроме того, возможно применение скважинных насосов.

Отметим, что геолого-промысловые и физико-химические свойства флюида, насыщающего пласт, обуславливают выбор метода эксплуатации скважины либо посредством фонтанных труб, либо реализуется раздельная эксплуатация нескольких углеводородонасыщенных горизонтов одной скважиной [1,2].

Выбор способа эксплуатации газовых скважин зависит от множества факторов, среди которых особенно следует отметить величину пластового давления, дебит, влагосодержание газа, наличие в продукции конденсата и агрессивных компонентов. Кроме того, на тот или иной способ оказывают влияние свойства продуктивных пластов (устойчивость пород, слагающих коллектор), термодинамические условия работы ствола скважины, устьевого давления и др.

Отметим, что в случае однопластовых месторождений эксплуатация скважин осуществляется без изоляции кольцевого пространства (либо перекрытия кольцевого пространства пакером) посредством фонтанных труб.

Следовательно, для любого способа эксплуатации газовых скважин характерным является применение фонтанных труб, обеспечивающих вынос твердых частиц и жидкости с забоя, а также предотвращение обсадной колонны от преждевременного износа, что является следствием воздействия агрессивных компонентов и процесса коррозии. Кроме того, обеспечивается одновременная или раздельная эксплуатация с помощью пакера, возможность проведения ремонтных и изоляционных работ и т.д.

При эксплуатации скважин по межтрубному пространству наличие статического столба газа в фонтанных трубах позволяет непрерывно контролировать забойное давление и при необходимости очищать забой скважины продувкой ее через фонтанные трубы.

Расчет диаметра фонтанных труб проводят согласно необходимости обеспечения выноса на поверхность твердых и жидких примесей, а также обеспечения минимальных значений потерь давления в стволе для заданного дебита [6,7].

Далее рассматривается методика, предназначенная для определения диаметра фонтанных труб, при котором обеспечиваются вышеописанные условия. Промысловый опыт показывает, что вынос твердых частиц на поверхность обеспечивается при скорости восходящего потока, превышающей критическое значение этого параметра, которая соответствует взвешенному состоянию частиц

$$v = 1,2 \omega_{кр} \quad (1)$$

где, v – скорость восходящего потока газа в скважине, м/с,

$\omega_{кр}$ – критическая скорость, при которой капля воды или частица породы находится во взвешенном состоянии, м/с.

Критическую скорость $\omega_{кр}$ определяют согласно формуле Риттингера:

$$\omega_{кр} = \sqrt{\frac{2}{3} \frac{gd(\rho_n - \rho_g)}{\phi \rho_g}} \quad (2)$$

где, g – ускорение свободного падения, м/с²,

d – диаметр частиц, м,

ρ_n и ρ_g – плотность частиц породы и газа соответственно, кг/м³,

ϕ – аэродинамический коэффициент скольжения, величина которого зависит от формы частиц породы или воды. Для частиц воды шарообразной формы $\phi=0,45$, для шарообразных частиц породы $\phi=0,25$, для частиц породы призматической формы $\phi=0,73$.

Скорость восходящего потока газа имеет минимальное значение у башмака газопроводящей колонны. Следовательно,

$$v = \frac{4 \cdot 10^6 Q_z T_{nl}}{\pi D^2 86400 p_c T_{cn}} = 14,74 \frac{Q_z}{D^2 p_c} \frac{T_{nl}}{T_{cn}} \quad (3)$$

После подстановки (2) в (1), определяется максимальный диаметр газопроводящей колонны, обеспечивающий вынос частиц породы и жидкости:

$$D_{max} = \sqrt{\frac{14,74 \cdot 74 Q_z T_{nl}}{1,2 \omega_{кр} p_c T_{cn}}} = \sqrt{12,3 \frac{Q_z}{\omega_{кр} p_c} \frac{T_{nl}}{T_{cn}}} \quad (4)$$

Где, Q – дебит газа, м³/сут,

p_c – забойное давление, 0,1 МПа,

z – коэффициент сжимаемости газа.

Далее рассмотрим методику, предназначенную для нахождения значения диаметра фонтанных труб, который обеспечивает минимальные потери давления в стволе скважин. Отметим, что определение диаметра газопроводящей колонны должно учитывать то условие, при котором в результате снижения потерь в стволе до минимума, обеспечивалось бы максимальное значение устьевого давления. Ствол скважины, будучи важным звеном общей системы пласт – скважина – газосборная сеть – сепарационные установки, является местом значительных потерь давления.

Для расчета диаметра газовой скважины применяется следующий подход. Пусть по результатам газодинамических исследований скважин известен максимально допустимый дебит $Q_{мд}$, при котором не происходит тот или иной вид осложнений.

Давление на забое газовой скважины p_c определяется следующим образом:

$$P_c = \sqrt{p_y e^{2s} + \frac{1,377 \lambda z_{cp}^2 T_{cp}^2}{D^5} (e^{2s} - 1) Q^2} \quad (5)$$

При заданной величине потерь давления в стволе скважины:

$$\Delta P_c = P_c - P_y = P_y + P_{тр} \quad (6)$$

Где, $P_{тр}$ -давление на трение, тогда диаметр газопроводящей колонны

$$D = \sqrt[5]{\frac{1,377 \lambda Q_{мд}^2 z_{cp}^2 (e^{2s} - 1)}{p_c^2 - p_y e^{2s}}} \quad (7)$$

Если диаметр, рассчитанный по формуле (7), больше значения который определен из условия обеспечения выноса твердых и жидких частиц на поверхность (4), то принимается диаметр, определенный в соответствии с этим условием. Если же диаметр окажется меньше вычисленного, то его можно также увеличить до размеров последнего. При этом потери давления в стволе скважины уменьшаются. Таким образом, главным фактором при определении диаметра скважины, если существует опасность разрушения пласта или подтягивания воды является обеспечение выноса на поверхность продуктов разрушения пласта и жидкости. Если же дебиты скважины ограничиваются другими факторами, то расчет проводят в соответствии с условием снижения потерь давления до минимума.

При заданном диаметре газопроводящего канала потери давления в скважине определяются по формуле:

$$\Delta p = p_c - \frac{\sqrt{p_c^2 - \frac{1,377 T_{cp}^2 z_{cp}^2 Q_{мд}^2 (e^{2s} - 1)}{D^5}}}{e^{2s}} \quad (8)$$

Если величина Δp , определенная по формуле (8), оказывается выше допустимой, то приходится снижать дебит газа до получения необходимой величины потерь давления. Если расчет ведется применительно к эксплуатации скважины по кольцевому пространству или по фонтанным трубам и кольцевому пространству одновременно, то вместо диаметра D в расчетные формулы подставляется эффективный (эквивалентный) диаметр [3-5].

Предельно безопасную длину подвески $l_{доп}$ для равнопрочных труб при расчете на растяжение под действием собственного веса можно определять по формуле:

$$l_{доп} = \sigma_T / (k \rho_{ст}) \quad (9)$$

где, σ_T – предел текучести материала труб при растяжении,

k – коэффициент запаса прочности, обычно принимаемый равным 1,5;

$\rho_{ст}$ – плотность материала труб.

Для труб неравнопрочной конструкции предельно безопасную длину подвески определяют по формуле:

$$l_{\text{доп}} = Q_{\text{СТР}} / (kq_{\text{ТР}})$$

Где, $Q_{\text{СТР}}$ – страгивающая нагрузка для данных труб, $q_{\text{ТР}}$ – масса 1 м труб.

Таким образом, определение оптимального диаметра НКТ может быть использовано при составлении проекта разработки и эксплуатации нового месторождения.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х. Вопросы гидродинамики вязкопластичных и вязких жидкостей в применении к нефтедобыче. - Баку, Азнефтеиздат, 1959. 409 с
2. Аметов И.М., Бахишев В.Ю. «Работа газовой скважины при наличии жидкости на забое», Нефть и газ, 1987, с.39-42
3. Мамедова Г.Г. Определение диаметра фонтанных труб, обеспечивающих подъем механических и жидких смесей со дна колодца., Научно-Исследовательского Института Геотехнологические Проблемы Нефти, Газа и Химия, Ученые Записки., Баку-2015, том 16, стр. 275-282
4. Гусейнов Ф.А., Азизов А.М. «Технологии для рационального использования возможностей потенциальной добычи скважин» Азербайджанское нефтяное хозяйство, 2007, № 4, стр.77-80
5. Салаватов Т.Ш., Мамедова Г.Г. "Газодинамическая стационарная задача о сферически-радиальной фильтрации газа в неоднородной круговой залежи" Нефтепромысловое дело "ОАО" ВНИИОЭНГ 2021, №7(631), с. 22-25
6. Саяхов Ф.Л., Шагиев Р.Г. и др. Гидродинамические аспекты остановки газовых скважин при наличии жидкой водной фазы в условиях крайнего севера // Нефть и газ, 1989, с. 93
7. Мамедова Г.Г. «Способы ликвидации столба жидкостей, накопившихся на забое газоконденсатных скважин». «Оборудование и технология для нефтегазового комплекса» - ВНИИОЭНГ, №2, 2017, с.48-50.

УДК 544.733.33*622.692.4

Контроль свойств водонефтяных эмульсий в динамическом режиме

Беляева Е. П., Безбородов Ю. Н.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Эмульсии представляют собой дисперсные системы, в которых дисперсная фаза и дисперсионная среда взаимодействуют друг с другом.

Стабильность эмульсий зависит от способа добычи нефти. Наиболее устойчивые эмульсии образуются при использовании электроцентробежных насосов, а меньше устойчивых - при использовании штанговых и винтовых насосов. Компрессорный способ добычи также может приводить к высокой устойчивости эмульсий благодаря турбулентному потоку и особенностям диспергирования воды в нефти.

Химическая деэмульгация поверхностно-активными веществами является распространенным методом разрушения эмульсий, но высокие концентрации деэмульгатора могут повысить стабильность эмульсий [1].

В нефтяной промышленности высоковязкие нефтяные эмульсии становятся источником значительных затрат из-за необходимости использования дорогостоящих химикатов и насосного оборудования, оплаты электроэнергии. Основная проблема заключается в непрерывном образовании в скважине и трубопроводе устойчивых обратных водонефтяных эмульсий, способных сопротивляться разрушению за счет высокой вязкости.

Первоначальная закачка нефтяной эмульсии в трубопровод приводит к переформированию ее компонентов. В центре формируется турбулентное ядро, состоящее в основном из углеводородов, с небольшими примесями мелкодисперсных водяных шариков (не более 1-3%). Под высоким давлением внутри турбулентного ядра формируются и уплотняются «твердые» конгломераты мелких водяных шариков, образуя псевдоструктурированную

гелеобразную эмульсию. Таким образом, нефтяное ядро постепенно заменяется «твердой», высоковязкой эмульсией, окруженной «жидкими» эмульсиями, устойчивость которых снижается по мере удаления от ядра в результате нефтенасыщения и уменьшения содержания САВ.

В связи с различием содержания воды и размера глобул, эти эмульсии имеют различные вязкостные характеристики, которые влияют на различия в скорости их перемещения по трубопроводам. Впоследствии, различие в скоростях приводит к захвату и забросу больших глобул воды в центр турбулентного потока, их сильному дроблению, а также к выдавливанию к периферии углеводородов из центра нефтедобывающей части. По этой причине создаются высоковязкие эмульсии типа В/Н.

В трубопроводной системе возникает участок потока, который состоит из высоковязкой эмульсии и имеет большое сопротивление.

С помощью увеличения содержания водной составляющей и повышения скорости потока, а также давления процесса перекачки происходит обращение эмульсий: дисперсная часть воды становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда, в которой содержится нефть, - дисперсной фазой. Т.В результате этого эмульсия меняет свой тип с типа В/Н на тип Н/В. Следом, участок потока эмульсии с высокой вязкостью частично разрушается, что приводит к резкому скачку вязкости потока и снижению давления в трубопроводе.

Несмотря на это, процесс повторяется. Промысловая практика имеет свои особенности. В момент такой перекачки в ней происходят колебания давления, вызывающие вибрацию и кавитацию как наиболее опасные случаи.

Существует несколько способов описания процесса обращения фаз. В первую очередь, это изменение коэффициента гидравлического сопротивления. Он зависит от соотношения объемных фаз, скорости потока и вязкости эмульсии.

Однако обработка нефтяных эмульсий имеет огромное практическое значение. Эмульсия типа Н/В, где вода является внешней фазой, может быть транспортирована с меньшими энергетическими затратами по сравнению с эмульсией типа В/Н, где нефть выступает как внешняя фаза. Поэтому при перекачке эмульсий необходимо, чтобы наружной фазой была вода.

Определение точки инверсии важно для прогнозирования процессов перекачки эмульсии. Точка обращения фаз находится в моменте, когда вязкость достигает максимума и начинает постепенно снижаться [2] (см. рисунок 1).

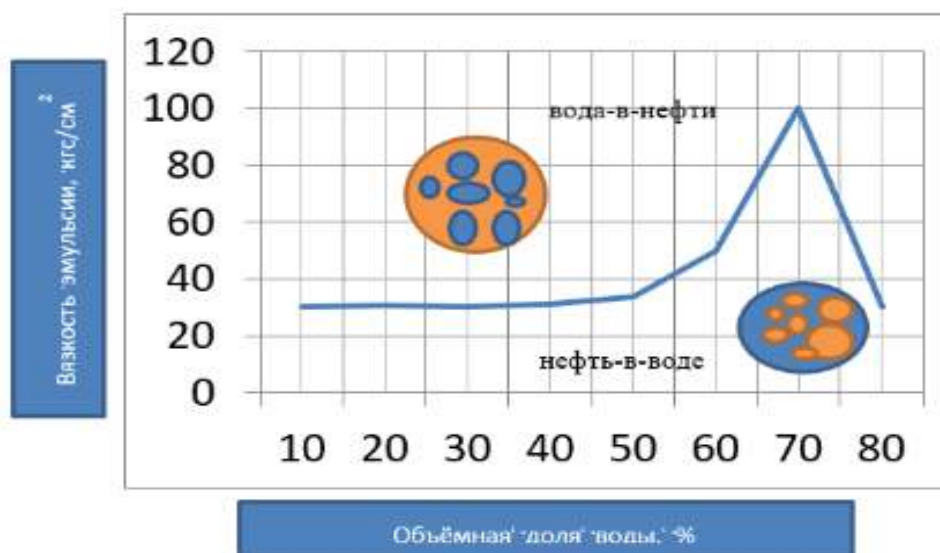


Рисунок 1 – Экспериментальная зависимость вязкости водонефтяных эмульсий, «подтверждающая» наличие точки инверсии.

Авторы учебников и учебных пособий, посвященных сбору и подготовке скважинной продукции нефтяных месторождений [3], описывают зависимость вязкости эмульсии от содержания воды с появлением максимальных значений в «точке инверсии». По их

предположению, при низких и средних концентрациях воды эмульсия имеет тип В/Н. Однако, с увеличением концентрации воды до отметки 50-60%, система достигает «точки инверсии», трансформируясь в прямую эмульсию типа Н/В.

На установке, предназначенной для определения эффекта Томса [4], был проведен анализ возможных изменений гидродинамики в процессе перекачки различных типов промышленных нефтяных эмульсий. Графический анализ (рисунок 2) показал изменение гидродинамики при перекачке нефтяной эмульсии. Как показано на рисунке 3, значительный пик значений гидравлического сопротивления наблюдается при содержании воды в диапазоне от 50% до 80% по массе. Этот диапазон содержания воды связан с предполагаемым диапазоном инверсии фаз и подразумевает, что значительные изменения гидравлического сопротивления связаны с изменением вязкости нефтяной эмульсии.

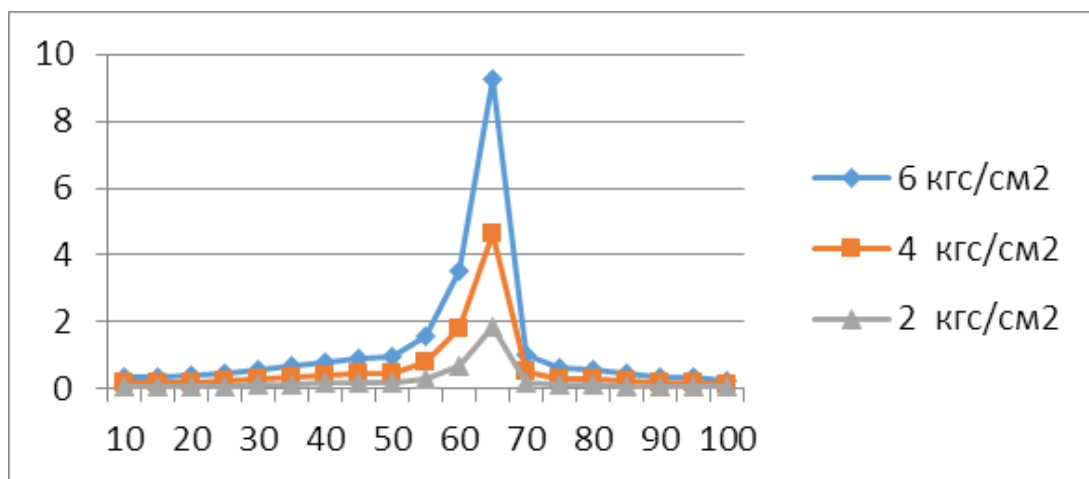


Рисунок 2 – Изменение гидравлического сопротивления в зависимости от содержания воды в эмульсии.

Рассчитывают коэффициент гидравлического сопротивления [5]:

$$\lambda_3 = \frac{0,3164}{(1+1,125 \cdot \beta) \cdot Re_3^{0,25}} \quad (1)$$

где Re_3 – критерий Рейнольдса эмульсии;

β – объёмная доля дисперсной фазы.

Нефтяные эмульсии с содержанием воды до ~30-40% и ~80-90% движутся по трубопроводу так же, как обычные углеводородные жидкости, без образования «твёрдой» эмульсии. Однако, чтобы решить проблемы, связанные с формированием высоковязких водонефтяных эмульсий в процессах нефтегазодобычи, нужно разрабатывать новые методики контроля состояния водонефтяных потоков. Важно регистрировать данные о свойствах водонефтяной эмульсии и контролировать изменения ее характеристик, которые влияют на гидродинамический режим течения жидкости - такие как вязкость эмульсии, коэффициент гидродинамического сопротивления и переход фаз в результате инверсии.

В стационарном состоянии ВНЭ характеризуется следующими показателями:

- плотность, вязкость водной и нефтяной фаз и их объёмное соотношение.

В потоке, состояние водонефтяной смеси характеризуется:

- объёмной скоростью потока;
- характером течения жидкости, который определяется критерием Рейнольдса;
- вязкостью эмульсии.
- условиями перекачки – давление и температура.



Рисунок 3 – Комплексная методика контроля состояния водонефтяной смеси в потоке.

Зная показатели характеристик ВНЭ в стационарном и динамическом состоянии возможно определение явления инверсии фаз эмульсии, через рассчитанный коэффициент гидродинамического сопротивления.

Существующие приборы контроля позволяют определять характеристики ВНЭ по отдельности, а некоторые характеристики определяются только лабораторными методами, что не даёт достоверной информации о состоянии потока ВНЭ в целом, поэтому разрабатываемая методика должна учитывать данный аспект. Вследствие этого необходима дополнительная приборная база для получения данных о плотности, вязкости потока и соотношения фаз в эмульсии.

На основе базы данных фонда месторождения о плотности, вязкости ВНЭ и объёмном содержании водной и нефтяной фаз строится алгоритм расчета процесса наступления инверсии фаз, который будет заложен в работу прибора контроля.

Далее проводится анализ данных для выявления коридора критических значений вязкости, плотности ВНЭ и соотношения фаз для наступления явления инверсии.

После проведенного анализа определяются оптимальные условия ведения технологического процесса без наступления инверсии фаз.

В связи с этим, разработанный метод контроля и прогнозирования инверсии фаз водонефтяной эмульсии, позволит избежать порывов трубопровода, из-за нестабильности перекачиваемой жидкости. Применение предложенного метода позволит уменьшить экологическую нагрузку на окружающую среду, тем самым сократит количество разливов нефти на почву, а так же затраты на ремонт трубопроводов.

Библиографический список:

1. Жумаев, К. К. Причины образования водонефтяных эмульсий/ Жумаев, К. К. – Текст: непосредственный // Молодой ученый. Научный электронный журнал. 2016. – № 2 (106). – С. 153 – 155.
2. Shaikhiev I.G Modification of polymeric membranes with unipolar corona discharge to intensify the separation of oil-in-water emulsions / Shaikhiev I.G // Chemical and Petroleum Engineering. IOP Conference Series: Materials Science and Engineering. - Moscow, – 2016. – p. 352-356.
3. Лоскутова Ю.В. Изучение вязкостно-температурного поведения водонефтяных эмульсий в точке инверсии фаз / Лоскутова Ю.В. – Текст: непосредственный // Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований. – Москва, 2017. – № 10. – С.221 – 225.
4. Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах/ Медведев, В. Ф. – Текст: непосредственный. – Москва, 1987. – С.144-145.
5. Медведев, В. Ф. Сбор и подготовка неустойчивых эмульсий на промыслах [Текст] / Медведев, В. Ф. – М.: Издательство Недра, 1987. – 144с.

УДК 622.276

Гидравлическая модель газоконденсатной субгоризонтальной скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта

Дорфман М. Б.

Северный (Арктический) университет имени М. В. Ломоносова, г. Архангельск, Россия

Особенностью разработки ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (УНГКМ) являются большие глубины нахождения пластов, аномально-высокое пластовое давление (АВПД), низкая проницаемость, снижение пластового давления ниже давления начала конденсации. Наиболее перспективными являются продуктивные пласты Ач₃₋₄, Ач₅. Средние дебиты пластового флюида во многих скважинах изменяются от 300 до 400 тыс. м³/сут. Фильтрационно-емкостные характеристики (ФЕС) ачимовских пород-коллекторов очень низкие, проницаемость составляет от $1,0 \cdot 10^{-3}$ до $10,0 \cdot 10^{-3}$ мкм², открытая пористость изменяется в пределах от 0,16 до 0,20.

В связи с этим, основными методами, позволяющими осуществлять эффективную добычу, являются добывающих скважины с субгоризонтальным окончанием на которых

произведен многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП). Количество стадий ГРП как правило, варьируется от 5 до 9. Для проведения стадии в жидкость ГРП закачивается растворимый шар, который при посадке в седло разрывной самой удаленной муфты проводит ее открытие. Для проведения следующих стадий соответственно запускают шары большего диаметра. Таким образом, срабатывают все разрывные муфты, и осуществляется разрыв пласта в вертикальной плоскости перпендикулярной направлению горизонтального ствола.

Одной из особенностей бурения скважин, является осуществление проходки субгоризонтального ствола ниже продуктивного пласта на 1-3 метра. Это обеспечивает надежность бурения без активных газопроявлений. Бурение с применением буровой установки УРАЛМАШ 6000/400 позволяет эффективно проводить строительство скважины глубиной по вертикали до 4000 м и более, по инструменту – до 6000м.

Одним из примеров бурения является схема скважины с заканчиванием МГРП, приведенная на рис. 1.и в таблице 1.

Таблица 1 - Конструкция скважины.

Обсадная колонна	Диаметр (мм)	Глубина спуска (верт), м	Глубина спуска (по стволу), м	Подъем цемента (м)	Давление опрессовки, МПа
Направление	426		0-57,22м.		
Кондуктор	324		0-460,47м.	0	7,5
Техническая колонна	244,48х8,9		0-1648,03м.	79	18,37
Эксплуатационная	177,8х9,19		0-4111,2м.	407	51,95
Хвостовик	114,3х8,56		3848,27-5561м.	нет	29,38
Клапан-отсекатель			60,87-62,15м.		
Мандрель глубинного датчика			3819,29-3820,55м.		
Стингер			3847,90-3854,27м.		

Муфты ГРП расположены в интервалах:

5523,65-5524,26 м- Муфта ГРП №9.

5298,40-5299,21 м - Муфта ГРП №8.

5178,14-5178,95 м - Муфта ГРП №7.

5034,04-5034,58 м - Муфта ГРП №6.

4878,36-4879,17 м - Муфта ГРП №5.

4758,68-4759,49 м - Муфта ГРП №4.

4628,27-4629,08 м - Муфта ГРП №3.

4475,40-4476,21 м - Муфта ГРП №2.

4319,26-4320,07 м - Муфта ГРП №1.

На скважине при освоении приведены испытания на различных режимах, в результате которых получен приток газожидкостной смеси. Отработка скважины велась по НКТ. Скважина отработывалась до окончания выноса проппанта. После этого проведены замеры на стационарном режиме штуцерами диаметра Ø 10 мм и Ø 12 мм.

В результате испытания в интервале - Ач3 (3921,9м-3956,5м.) по вертикали, получен фонтанирующий приток газожидкостной смеси.

При отработке скважины на ГФУ на шайбе Ø 10 дебит газожидкостной смеси составил

$Q_{гж} = 317$ тыс. м³/сут. при средних параметрах: $P_{тр} = 380,3$ кгс/см², $P_{затр} = 83,5$ кгс/см², $T_{уст} = + 69,7^{\circ}C$.

$Q_{\text{см.жид}} = 311,16 \text{ м}^3/\text{сут};$

$Q_k = 288,14 \text{ м}^3/\text{сут};$

$\text{ВГФ} = 73 \text{ см}^3/\text{м}^3;$

обводненность = 7,4%;

$Q_{\text{воды}} = 23,02 \text{ м}^3/\text{сут}.$

При отработке скважины на ГФУ на шайбе Ø 12 мм дебит газожидкостной смеси составил $Q_g = 469,9$ тыс. $\text{м}^3/\text{сут}.$ при средних параметрах: $P_{\text{тр}} = 363,8 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $P_{\text{затр}} = 70 \text{ кгс}/\text{см}^2$, $T_{\text{уст}} = + 73,6^\circ\text{C}.$

$Q_{\text{см.жид}} = 451,65 \text{ м}^3/\text{сут}.$;

$Q_k = 351,39 \text{ м}^3/\text{сут}.$;

$\text{ВГФ среднее} = 213 \text{ см}^3/\text{м}^3;$

обводненность = 22%;

$Q_{\text{воды}} = 100,2 \text{ м}^3/\text{сут}.$

Современные средства геомеханического и гидродинамического моделирования дают возможность достаточно точно проектировать дизайн ГРП, направление, длину и ширину трещин, учитывать компонентный состав пластового флюида. На основе этих и фактических данных после адаптации имеется возможность проводить расчет добычи скважины.

Полученные результаты испытаний и особенности проведения горизонтального участка позволяют построить гидродинамическую модель скважины в виде системы притока и транспорта пластового флюида.

В качестве модели выбрана трубопроводная схема с последовательным соединением трещин, и регулируемыми штуцерами. Модель реализована в программном продукте Pipesim. (Рис.2).

Где - Well_No№ – трещины; В_8 – вертикальный ствол; В_9 – выкидная линия со штуцером.

Геометрические и фильтрационные свойства пласта приведены в таблице 2.

Таблица 2 -Геометрические и фильтрационные свойства трещин и пласта

Параметр	Глубина (ПВ)/ Полудлина, м	Ширина, мм	Высота, м	Эффективная проницаемость, мД
Пласт	3805,454-3836	-	35	1
Трещина	67,5	8,4	35	156

Расчет притока в трещину производился по модели трещины из руководства к программе Pipesim.

В расчете применяется многокомпонентная модель пластового флюида. Состав пластового газа принят из условий подсчета запасов ачимовских отложений [2].

Результаты расчетов модели после адаптации приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Сравнение результатов моделирования

Параметры	Единицы измерения	Показатели					
		испытания	расчет	погр, %	испытания	расчет	погр, %
Диаметр штуцера	мм	10			12		
Дебит газа	тыс.м ³ ст.	317,07	320,01	-0,93	469,9	472	0,5
Дебит воды	м ³ /сут.	23,02	23,017	0,01	100,2	97	-3,2
Ртубн.	кг/см ²	380,3	388	-2,1	363,3	354	

Результаты расчетов позволяют говорить о хорошей сходимости модели. Данный подход можно рекомендовать для проведения оперативных расчетов отработки скважин на различных режимах, определения количества стадий и длины горизонтального ствола.

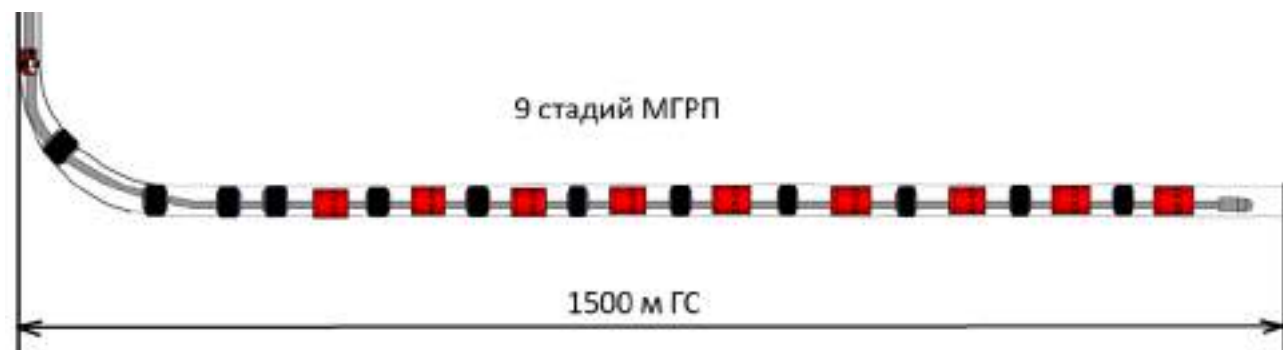


Рисунок 1 - Схема хвостовика субгоризонтальной скважины.

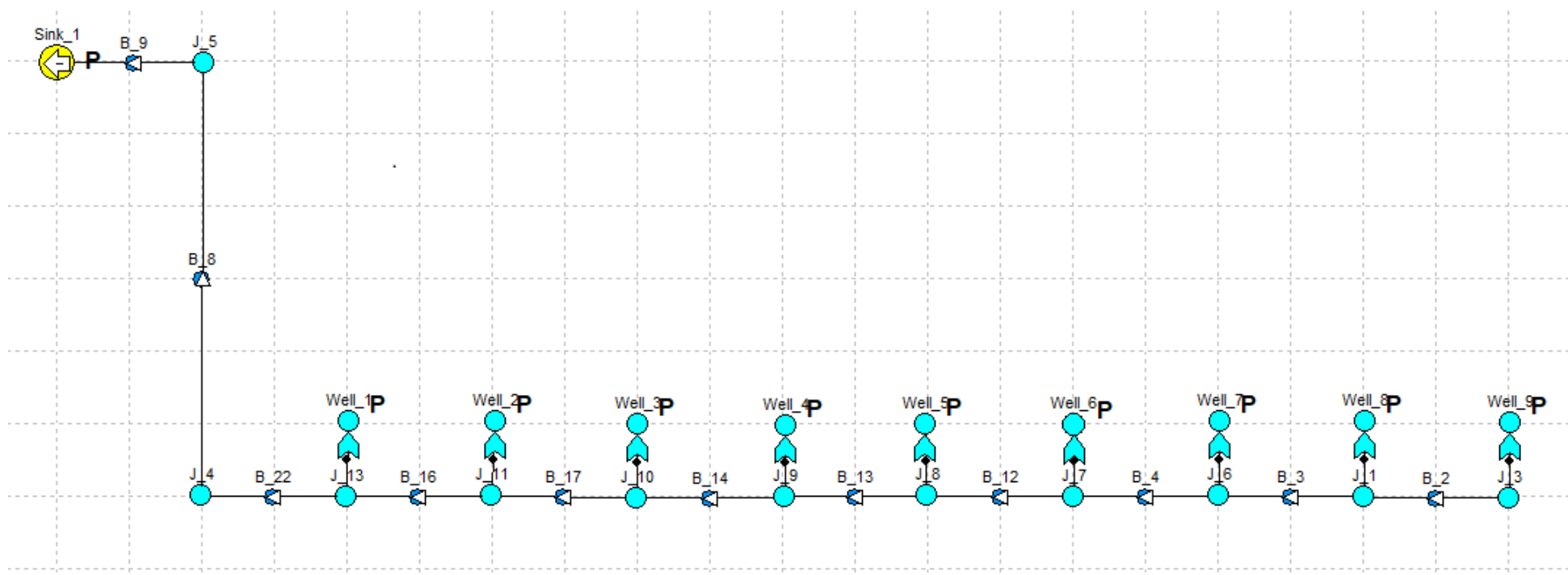


Рисунок 2 – Гидравлическая схема скважины.

Библиографический список:

1. Паникаровский В. В., Паникаровский Е. В., Клещенко И. И. Петрофизические исследования пород-коллекторов с целью повышения продуктивности скважин // Обз. Инф.
2. Разработка и эксплуатация газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2006. – 100 с.
3. Фатеев Д. Г. Совершенствование методов моделирования фазового поведения газоконденсатных смесей в условиях неопределенности исходной информации и аномально высокого пластового давления [Текст]: дис. ...канд. техн. наук: 25.00.17/ 2. Фатеев Д. Г.- Тюмень, 2020. – 128с.

УДК 622.276:622.241(571.122)

Причины возникновения асфальтосмолопарафинистых отложений при эксплуатации скважин на Южно-Приобском месторождении / Complications in the operation of wells at the Yuzhno-Priobskoye field

Сорокина А. А., Сардарова Т. Н. к., Хайруллин А. А.

Югорский государственный университет, г. Ханты-Мансийск, Россия

Аннотация. На сегодняшний день одним из основных источников сырья в нефтяной промышленности является тяжёлая высоковязкая нефть, которая характеризуется высоким содержанием асфальтосмолопарафиновых отложений. Они отлагаются на внутренней поверхности нефтепромыслового оборудования и затрудняют его добычу, транспортировку и хранение. Вовлечение тяжелого сырья в нефтепереработку требует создания новых и оптимизации существующих технологий. Данная статья исследует сопутствующие эксплуатации нефтяных скважин на Южно-Приобском месторождении, проблемы образования асфальтосмолопарафинистых отложений и возможные методы решения.

Annotation. Today, one of the main sources of raw materials in the oil industry is heavy high-viscosity oil, which is characterized by a high content of asphalt-resin-paraffin deposits. Deposits on the inner surface of oilfield equipment make its extraction, transportation and storage complicated. Involvement of heavy feedstock in oil refining requires inventing new technologies and optimizing existing ones. This article investigates the problems of asphalt-resin-paraffin deposits formation, associated with operation of oil wells in the Yuzhno-Priobskoye field and its possible methods of solution.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафинистые отложения, коррозия, осложнения, соли, эксплуатация.

Keywords: asphalt-resin-paraffinic substances, corrosion, complications, salts, exploitation.

Нефтегазовая отрасль является одной из ведущих и важных отраслей в российской экономике, влияющей на формирование бюджета страны. Доля нефтегазового сектора в ВВП России в I квартале 2022 г. составила 21,7%, следует из данных Росстата. На российском фондовом рынке доля нефтегазовых компаний составляет около 45-55%. Эти факты подчеркивают огромную значимость и перспективы развития нефтегазовой отрасли, которые также оказывают существенное влияние на внешнюю политику государства.

Нефть и газ являются основными природными источниками энергии, а продукты их переработки широко используются во многих промышленных секторах (энергетика, транспорт, строительство, химия, сельское хозяйство и т.д.). Из нефти и газа изготавливают множество известных потребительских товаров, таких как топливо, строительные материалы, масла, пластик, синтетические волокна, каучук, лаки, краски, минеральные удобрения, а также моющие средства, лекарства и многое другое.

При разработке и эксплуатации нефтяных скважин часто сталкиваются с проблемами и осложнениями. В данной статье мы рассмотрим основные типы осложнений, с которыми сталкиваются инженеры-технологи и геологи в процессе работы с нефтяными скважинами на примере скважин Южно-Приобского месторождения.

Приобское — это гигантское нефтяное месторождение в России. Расположено в Ханты-Мансийском автономном округе, вблизи Ханты-Мансийска. Открыто в 1982 году. Разделено рекой Обь на две части — лево- и правобережное. Освоение левого берега началось в 1988 году, правого — в 1999 году. Каждое месторождение территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции обладает большим потенциалом, но особый научно-практический интерес представляет Приобское месторождение, так как является одним из самых крупных и занимает первую позицию по среднесуточной добыче в России.

Геологические запасы оцениваются в 5 млрд тонн. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,4 млрд тонн. Приобское имеет ряд характерных особенностей: крупное, многопластовое, по запасам нефти — уникальное. В региональном тектоническом плане Приобское месторождение, согласно тектонической карте центральной части Западно-Сибирской плиты, расположено в пределах Фроловской мегавпадины, между Сыньеганской террасой и Салымским мегавалом. Из крупных структур Фроловская мегавпадина граничит с Сургутским сводом на востоке, Помутской мегатеррасой на севере, и Краснотеневским сводом на западе. [1].

Эффективные нефтенасыщенные толщины варьируют в пределах от 0,4 до 55,7 м, в среднем по залежи составляя 13 м. Основные геолого-физические характеристики Приобского месторождения: — глубина залегания продуктивных пластов 2400–2600 м; пластовая температура 88–90°C; пластовое давление 22–25 Мпа; газовый фактор низкий. Приобское нефтяное месторождение удаленное, труднодоступное, 80 % территории которого находится в пойме реки Обь и почти всегда подвергается затоплению в паводковый период. Месторождению присуще сложное геологическое строение песчаных тел по площади и разрезу.

На возникновение осложнений влияют: физико-химические свойства флюида, газовый фактор, агрессивность среды, геологические особенности месторождения, эксплуатационные параметры. [1].

Для изучения причин появления осложнений были проведены анализы, основанные на следующих нормативных документах:

- ГОСТ 11851-2018 «Нефть. Методы определения парафинов» (метод А); [2]
- ГОСТ 21534-2021 «Нефть. Методы определения содержания хлористых солей» (метод А); [3].
- ГОСТ 33-2016 «Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости». [4].
- РД 39-23-1055-84 «Инструкция по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложений солей» [5].

На основании произведенных анализов получены следующие данные:

- процентная доля парафина в нефти составило 2,6;
- вязкость пластовой нефти равняется 1,6 мПа*с;
- содержание хлористых солей в пластовой нефти составляет от 20 до 60 в зависимости от обводненности пробы;
- общая жесткость и общая минерализация (Таблица 1).

На основании проведенных анализов сделаны следующие выводы:

- нефть парафиниста;
- пластовая вода — жесткая;
- нефть — маловязкая.

По данным результатов анализов были выявлены основные осложнения эксплуатации скважин:

- АСПО (асфальтосмолопарафинистые отложения);
- отложения солей на стенках труб;
- коррозия труб и трубопроводов.

Что касается данной работы, факторами, повлиявшими на образование АСПВ (асфальтосмолопарафинистых веществ) являются: градиент давления, газовый фактор, скорость течения, обводненность продукции, физико-химические характеристики нефти.

Таблица 1 - Химический состав пластовой воды Южно-Приобского месторождения.

Дата отбора	Место отбора	рН, ед. рН	ρ, г/см3	Единицы измерения	Жесткость общая	Ca2+	Mg2+	Na+/K+	SO4 2-	Cl-	CO3 2-	HCO3 -	Общая минерализация, мг/дм ³	Характеристика по Сулину	Ф.И.О. лаборанта	%, воды
17.06.22	ЦДНГ-1 123 42773	7,5	1,005	V пробы	10,00	10,00	-	-	10,00	10,00	10,00	10,00	10283,60	I тип - сульфатонатриевые		98,0
				V т-та (контр)	0	0	0	0	15,80	0,20	0	0,30				
				V т-та (пробы)	6,50	4,50	-	-	15,80	14,50	-	2,80				
				мг*экв/дм ³	32,50	22,50	10,00	135,50	отс.	143,00	отс.	25,00				
				мг/дм ³		450,9	121,6	3116,5	отс.	5069,4	отс.	1525,3				

Основными местами подверженными отложению АСПО являются: скважинный насос, эксплуатационные колонны, выкидные линии, нефтяные резервуары.

Асфальтосмолопарафинистые отложения состоят из комплексного сочетания нефтепродуктов, асфальтенов, смол и парафинов. Они образуются при взаимодействии различных фракций нефти с окружающей средой, особенно в условиях низких температур и давления. [6]

Асфальтены — это высокомолекулярные ароматические соединения, образующиеся в результате биохимических и геологических процессов по трансформации органического материала. Они обладают высокой вязкостью и склонностью к образованию структурных агрегатов. В составе асфальтенов могут присутствовать различные элементы, такие как сера, азот и кислород.

Парафины – нерастворимые в нефтяных фракциях кристаллические углеводороды, образующиеся в результате конденсации и кристаллизации при низких температурах. Имеют характерную ламеллярную структуру и обладают высокой механической прочностью.

Смолы – это аморфные полимерные соединения, образующиеся при полимеризации остатков нефтепродуктов. Они способны образовывать трехмерные сети и структуры, что приводит к образованию плотных и прочных отложений.

Образование АСПО происходит в результате различных физико-химических процессов. В основе этих процессов лежит изменение условий, таких как температура, давление и состав среды. Основные механизмы образования отложений включают:

- Охлаждение и кристаллизация: при снижении температуры парафины и некоторые компоненты смеси становятся менее растворимыми и начинают кристаллизоваться. Это приводит к образованию парафиновых отложений и обледенения поверхностей.

- Деполяризация и полимеризация: под воздействием окислительных процессов и химических реакций асфальтены и смолы полимеризуются, образуя высокомолекулярные соединения. Это приводит к образованию прочных и стойких отложений.

- Диффузия: некоторые компоненты нефтяных фракций мигрируют по системе и концентрируются в определенных участках. Это создает условия для образования отложений этих компонентов.

- Окисление и гидрообразование: при наличии кислорода и воды в системе, асфальтосмолопарафинистые компоненты могут подвергаться окислительным реакциям или образованию гидроокислительных продуктов. Это приводит к образованию отложений в виде пигментов и химических соединений. [6]

Первый и наиболее важный шаг в борьбе с АСПС – предотвращение их образования. Для этого необходимо применять различные методы: использование антиагрегационных добавок (полимеры или поверхностно-активные вещества); термические методы (происходит при поддержке оптимальной температуры нефти). Для удаления АСПО применяют следующие методы: механическое удаление (скребкование); химическое удаление (с помощью кислот, смесей кислот и кислотных составов); тепловое удаление. [7]

Реагенты, применяемые для предотвращения и удаления АСПВ:

- кислота соляная ингибированная «Алкоп-НСL» марки А;
- ингибированная смесь кисло;
- смесь кислот НСL 12% и НF 3%;
- растворитель АСПО;

В данной работе были рассмотрены методы борьбы с АСПО и проанализированы эффективности их применения на Южно-Приобском месторождении. Также предложено усовершенствование некоторых технологий.

На сегодняшний день большинство месторождений применяют технологию скребкования скважин, а также промывку горячей нефтью. Методы являются достаточно затратными, но эффективными. Однако не всегда являются безопасными технологии, основанные на горячей промывке скважин и оборудования нефтью или водой с добавлением ПАВ. Таким образом невозможно полностью отказаться от механизированных и тепловых методов борьбы с отложениями, так как другие методы не исключают, а только увеличивают межочистной период скважин.

Библиографический список:

1. Альтемиров, Д. В. Характеристика Приобского нефтяного месторождения / Д. В. Альтемиров. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2017. — № 3 (137). — С. 204-207. — URL: <https://moluch.ru/archive/137/38572/> (дата обращения: 18.10.2023).
2. ГОСТ ISO 11851-2018. Нефть. Методы определения парафинов. (метод А); - 15 с.
3. ГОСТ ISO 21534-2021. Нефть. Методы определения содержания хлористых солей. (метод А); - 30 с.
4. ГОСТ ISO 33-2016. Нефть и нефтепродукты. Прозрачные и непрозрачные жидкости. Определение кинематической и динамической вязкости. — 34 с.
5. РД 39-23-1055-84. Инструкция по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложений солей. - 81 с.
6. Н.Г. Ибрагимов, А.Р. Хафизов, В.В. Шайдаков, Ф.Р. Хайдаров, А.В. Емельянов, М.В. Голубев, Л.Е. Каштанова, К.В. Чернова, Д.Е. Бугай, А.Б. Лаптев Осложнения в нефтедобыче-Уфа: ООО «Издательство научно-технической литературы «Монография», 2003. — 302 с.
7. Гилаев, Г. Г. Методы борьбы с основными видами осложнений при эксплуатации скважин / Г. Г. Гилаев // Нефтяное хозяйство. — 2020. — № 4. — С. 62-66. — DOI 10.24887/0028-2448-2020-4-62-66. — EDN AQUZPR.

УДК 628.5

Обеспечение безопасной работы НСП «Кереметово» Южарланского УДНГ филиала ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул»

Буриков С. А., Гиниятуллина Р. А., Барахнина С. Д., Исмагилова С. М., Исмагилов М. И.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Арланское нефтяное месторождение Республики Башкортостан (РБ) находится в заключительной стадии разработки, что характеризуется падающей добычей нефти и высокой обводненностью продукции добывающих скважин. Наиболее важной задачей на этой стадии является уменьшение потерь нефти в системе сбора и подготовки, а также улучшение экологической и промышленной безопасности в процессе сбора и подготовки скважинной продукции за счет снижения вредных выбросов в окружающую среду [1].

Целью данной исследовательской работы является анализ работы нефтесборного пункта (НСП) «Кереметово» с точки зрения промышленной и экологической безопасности.

Нефтесборный пункт «Кереметово» Южарланского УДНГ ОАО «АНК «Башнефть» «Башнефть-Янаул» расположен в Краснокамском районе РБ в 45 км на юго-восток от г. Нефтекамск, в 1 км на север от деревни Кереметово и 1 км на юго-восток от поселка Куяново. На расстоянии 1500 м с востока и на 3500 м с юга от НСП «Кереметово» протекает река Гнилой Таныш. В 9 км от НСП «Кереметово» в направлении восток-запад протекает река Белая с отметками береговой линии 68-70 м. С севера и с востока НСП «Кереметово» примыкает к лесному массиву Калтасинского лесхоза РБ. Рельеф местности спокойный, пологий. Абсолютные отметки поверхностей изменяются от 76 до 81 м. Территория НСП «Кереметово» насыщена большим количеством подземных и наземных коммуникаций различного назначения. Ситуационный план приведен на рисунке 1.

Пожар на НСП «Кереметово» может возникнуть при разгерметизации и утечке нефти или попутного газа из технологических аппаратов или технологических трубопроводов в зоне размещения оборудования, а также на дыхательной арматуре, пенных камерах, в обваловании резервуаров вследствие перелива хранимого продукта или нарушения герметичности резервуара, задвижек, фланцевых соединений, а также в виде локальных очагов на плавающей крыше. Развитие пожара зависит от места возникновения, размеров начального очага горения, устойчивости конструкции технологического оборудования, наличия средств автоматической противопожарной защиты и удаленности пожарных подразделений от резервуарного парка [2]. Развитие пожара в обваловании характеризуется скоростью распространения пламени по разлитому нефтепродукту, которая составляет для жидкости, имеющей температуру ниже температуры вспышки, 0,05 м/с, а при

температуре жидкости выше температуры вспышки – более 0,5 м/с. После 10-15 мин воздействия пламени наступает потеря несущей способности маршевых лестниц, выходят из строя узлы управления коренными задвижками и хлопушками, происходит разгерметизация фланцевых соединений, нарушается целостность конструкций резервуаров. При этом в зависимости от ряда факторов, проявившихся в начальной стадии (характер разрушения оборудования, площадь разлива нефтепродукта, масса испарившегося продукта, тепловой режим и т.п.), возможно цепное развитие пожара, при котором его разрушительное действие многократно (иногда в сотни раз) усиливается вследствие вовлечения в процесс других взрывопожароопасных объектов предприятия. В условиях концентрации больших масс нефтепродуктов на ограниченной площадке, близости различных производств пожар, распространяясь за территорию предприятия, создает реальную угрозу и для других объектов. Основными источниками зажигания на нормально работающем технологическом оборудовании (в том числе и на резервуарах) являются самовозгорание пиррофорных отложений, проявление атмосферного электричества, технологические искры или разряды статического электричества, искры электроустановок, открытое пламя при проведении огневых работ и др.

Авария на НСП «Кереметово» может начаться со взрыва паровоздушной смеси. На образование взрывоопасных концентраций в оборудовании оказывают существенное влияние пожарная опасность и физико-химические свойства используемой в технологическом процессе нефти, конструкция аппаратов, технологический режим эксплуатации, а также климатические и метеорологические условия. Наиболее уязвимыми элементами являются насосное и емкостное оборудование, трубопроводы и фланцевые соединения [3].

Технологический процесс характеризуется наличием следующих опасных и вредных производственных факторов: процесс ведется под избыточным давлением (до 3,5 кг/см²); давление нагнетания насосов ЦНС составляет до 20 кг/см²; для перекачки нефти, вентиляции помещений используется динамическое оборудование имеющее электропривод с напряжением питания 380 В; применением метанолсодержащих химических реагентов; применением для обогрева трубопроводов и подготовки оборудования к ремонту водяного пара с температурой от +150 °С до +300 °С; необходимостью обслуживания оборудования находящегося на отметках до + 6 м от поверхности земли; наличием подземной сети канализации, нефте- и газопроводов; наличием факельной установки для сжигания газа; наличием автодорог на территории установки; возможностью образования взрывоопасных концентраций углеводородов при проведении очистных или ремонтных работ в емкостях; возможностью накопления зарядов статического электричества при движении нефтепродуктов по трубопроводам и т.д.

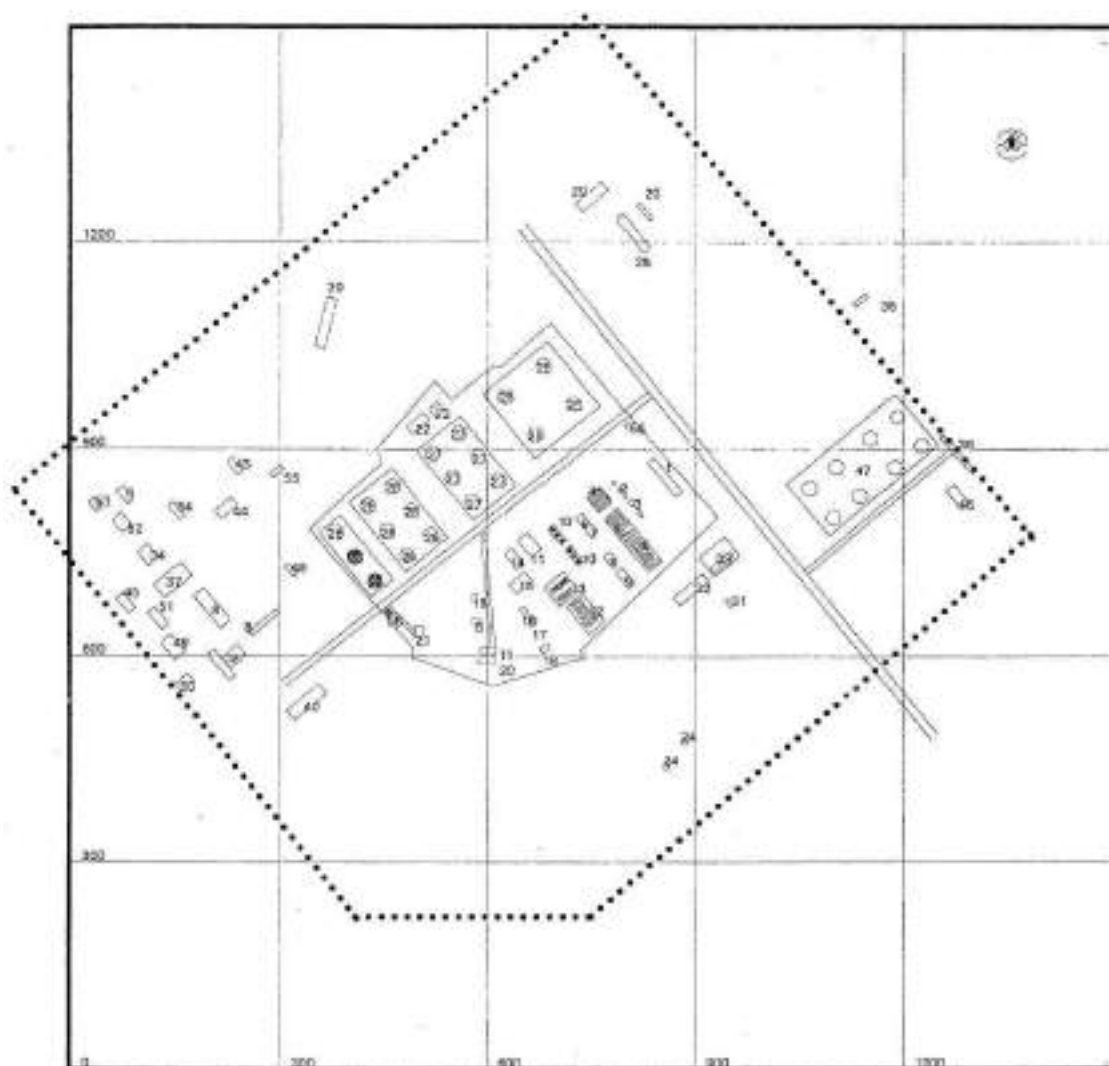
Основными процессами на НСП «Кереметово» являются процессы подготовки нефти и воды и транспорт к пунктам сдачи и переработки нефти: сепарация нефти, глубокое обезвоживание и обессоливание нефти. Часть попутно добываемого газа используется на собственные нужды, а остальная часть сжигается на факеле [4].

Процессы первичной подготовки нефти являются взрывопожароопасными. Отклонения от нормальной работы установки, сопровождающиеся нарушением герметичности аппаратов и трубопроводов, большой загазованностью территории, отсутствием сырья, отключением электроэнергии, а также другие возможные случаи, приводящие к загоранию, взрыву, выводу из строя оборудования, требуют аварийной остановки установки [5].

Причины возникновения аварийных ситуаций на промышленном объекте можно условно разделить на следующие группы: 1 – отказы (неполадки) оборудования; 2 – ошибочные действия персонала; 3 – внешние воздействия природного и техногенного характера.

К возможным причинам и факторам, связанные с отказом (неполадкой) оборудования отнести: физический износ, механическое повреждение, брак при изготовлении (сварке); механическое разрушение оборудования в результате усталостных явлений, физического износа, ошибок при монтаже, изготовлении и ремонте может привести как частичному, так и к полному разрушению оборудования или трубопровода и возникновению аварийной ситуации любого масштаба; прекращение подачи энергоресурсов (электроэнергии, газа и т.д.); прекращение подачи энергоресурсов может привести к

нарушению нормального режима работы основного технологического оборудования, выходу параметров технологии за пределы критических значений и созданию аварийной ситуации и др.



- 1 – водяная насосная; 2 – технологические печи (ЦС1-213/9); 3 – технологические печи (ОФГ); 4 – отстойники ($V=200\text{м}^3$ – 8 шт.); 5 – электродегидраторы ($V=200\text{м}^3$ – 8 шт.); 6 – лаборатория; 7 – сырьевая насосная; 8 – склад; 9 – насосная; 10 – теплообменники; 11 – операторная; 12 – сепараторы I ступени ($V=200\text{м}^3$ – 4 шт.); 13 – сепараторы II, III ступени ($V=57,3\text{м}^3$ – 6 шт.); 14 – товарная насосная; 15 – узел учета нефти; 16 – блочная установка сероочистки (УБС-8,5); 17 – газокomppressorная станция; 18 – газораспределительная гребенка; 19 – пожарная насосная; 20 – гараж; 21 – административный корпус; 22 – насосная автоматического пенотушения; 23 – шламонакопитель; 24 – факельное хозяйство; 25 – резервуары сырьевые; 26 – резервуары товарной нефти; 27 – резервуары водяные; 28 – административное здание управления АНК; 29 – ЦНИПР; 30 – теплица; 31 – АЗС; 32 – распределительный узел РУ-0,4 кВ; 33 – мельница; 34 – ПЧ-125; 35 – трансформаторная подстанция; 36 – операторная очистных сооружений; 37 – ЦПКРС; 38 – узел связи; 39 – ПРЦЭиЭ; 40 – котельная; 41 – нефтепромысел №3; 42 – асфальтобетонный завод; 43 – механический цех; 44 – ремонтные мастерские; 45 – передвижная механизированная колонна; 46 – КНС-18; 47 – резервуары очистных сооружений; 48 – электроцех; 49 – магазин; 50 – автостанция; 51 – поликлиника; 52 – столовая; 53 – контора ОРСа; 54 – контора СМУ; 55 – сборочный цех; 56 – вагончики постов охраны.

Рисунок 1 – Ситуационный план НСП «Кереметово»:

Аварийная остановка насосов может привести к нарушениям гидродинамического, теплового и массообменного режима системы. Отдельные элементы конструкции насосов обладают низким уровнем надежности (уплотнения) и могут послужить источником утечек горючих жидкостей, что в свою очередь может привести к локальным пожарам и взрывам, которые при не своевременной локализации могут привести к аварии.

Емкостное оборудование является источником повышенной опасности из-за значительных объемов сжатых паров, газов, горючей жидкости. При разгерметизации в начальный момент в аварии участвует сразу большое количество опасного вещества. При не своевременной локализации аварии соседнее оборудование может быть вовлечено в развитие аварии.

Трубопроводные системы являются источниками опасности из-за большого числа сварных, фланцевых соединений, запорной и регулирующей арматуры, условий эксплуатации, количеств веществ, перемещаемых по ним. Причинами разгерметизации могут быть: остаточные напряжения в материале трубопроводов, который в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже и ремонте, могут вызвать поломку элементов запорных устройств, прокладок, образование трещин; разрушения под воздействием температурных деформаций; гидравлические удары; вибрация; повышение давления выше предельно допустимого значения; коррозия и эрозия оборудования и трубопроводов.

Опасности, связанные с коррозией весьма актуальны, так как обрабатываемая в технологическом процессе неподготовленная нефть, обладает повышенной коррозионной активностью (содержит различные соли и воду). В данных условиях нефть способна взаимодействовать со стенками аппаратов и трубопроводов, что снижает срок службы оборудования, и может привести к аварийной разгерметизации и выбросу опасных веществ в окружающую среду, взрывам и пожарам на установке. Коррозионное и эрозивное разрушение оборудования и трубопроводов чаще всего имеет локальный характер и не приводит к серьезным последствиям. Но при несвоевременной локализации может произойти дальнейшее развитие аварии.

Теплообменная аппаратура является источником повышенной опасности из-за наличия высоких температур поверхностей аппаратуры, источников открытого огня. Все эти факторы при наличии взрывоопасной смеси могут привести к взрыву и пожару.

Нарушение регламента работ и техники безопасности при плановом обслуживании технологического оборудования и ремонтных работах (в том числе и огневых и сварочных работах, проводимых вблизи или на территории резервуарных парков) способствуют появлению утечек опасного вещества и являются одной из наиболее распространенных причин возникновения пожаров. Основными источниками воспламенения в данном случае являются искры от электросварки или открытое пламя горелок, фрикционные искры, бытовой огонь (несоблюдение режима курения, использование рабочими спичек, зажигалок), отсутствие или неисправность искрогасителей на двигателях внутреннего сгорания, использование приборов освещения и измерения загазованности во взрывоопасном исполнении. Фрикционные искры появляются при применении искроопасного инструмента, при разрушении движущихся узлов и деталей, при применении рабочими обуви, подбитой металлическими набойками и гвоздями, при попадании в движущиеся механизмы посторонних предметов и т. д.;

Механическое повреждение (особенно трубопроводов) чаще всего возникает при строительно-монтажных работах. Особенной опасности подвергаются внутренние технологические трубопроводы, проходящие по территории НСП.

На большей части рассматриваемой территории в течение всего года преобладают ветры западного (20%) и юго-западного (26%) направлений. Максимальная скорость ветра равна 20 м/с, порывы могут достигать до 30 м/с. Согласно «Сборнику методик по прогнозированию возможных аварий, катастроф, стихийных бедствий в РСЧС» слабая степень разрушения насосных станций возникает при скорости ветра 25-35 м/с, средняя при 35-45 м/с, сильная 45-55 м/с и полная при более 50 м/с; слабая степень разрушения трубопроводов возникает при скорости ветра 35-45 м/с, средняя при 45-60 м/с, сильная 60-80 м/с и полная при более 80 м/с. Снегопады и метели относятся к опасным явлениям в зимний период. Кроме ухудшения видимости при метелях наблюдается большой

снегоперенос, поэтому продолжительность метелей играет важную роль. Средняя продолжительность метелей по территории составляет 5-9 часов.

К возможным причинам возникновения ЧС природного и техногенного характера на территории НСП «Кереметово» можно отнести следующее: разряд атмосферного электричества, который возможен при поражении технологического оборудования молнией или при заносе на него высокого потенциала. Поражение объекта молнией возможно при реализации совместной двух событий: прямого удара молнии и отказа молниеотвода (из-за его отсутствия, неправильного конструктивного исполнения, неисправности); сильная ветровая нагрузка; снегопады и метели.

В связи с проведением специальной военной операции особая опасность экстремальных внешних воздействий (диверсии, террористические акты, акты вандализма). Она заключается в том, что в результате этих воздействий транспортные и подходные пути к аварийному объекту, линии подачи электроэнергии и воды для тушения пожаров могут быть разрушены, а имеющиеся ресурсы безопасности могут оказаться неадекватными ситуации.

Библиографический список:

1. Барахнина В.Б. Способы интенсификации биоочистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и некоторых буровых отходов, дисс. канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. 24 с.
2. Бахтизин Р.Н., Радионова С.Г., Лисин Ю.В. и др. Энциклопедия безопасности жизнедеятельности. Учеб. пособие / Р.Г. Шарафиев, В.Б. Барахнина, И.Р. Киреев, В.В. Ерофеев. – М.: Недра, 2016. 719 с.
3. Никитин Б.А., Багаутдинов Н.Я., Шарафиев Р. Г. и др. Охрана окружающей среды от нефтяных загрязнений. Учеб. пособие / Б.А. Никитин [и др.]; под ред. В.В. Ерофеева и Р.Г. Шарафиева. – Челябинск, Уфа, 2014. 380 с.
4. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. С. 25-28.
5. Шарафиев Р.Г., Семейкин Д.А., Барахнина В.Б. Сравнительный анализ технологий ликвидации аварийного разлива нефти. Современные технологии и бизнес: сборник научных трудов / под. Ред. В.В. Ерофеева. – Челябинск: ЧРО РАЕН, 2012. С. 32-44.

УДК 622.276.64

Использование широких фракций легких углеводородов в качестве агента водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов

Чипизубова Т. К., Инякина Е. И.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

В современном мире разработка нефтяных месторождений становится все более сложной задачей в связи с истощением легкодоступных запасов нефти. Одним из способов увеличения нефтеотдачи пластов является метод водогазового воздействия (ВГВ) на пласты с целью повышения нефтеотдачи. на повышение добычи нефти за счёт изменения пластовых давлений и механизмов фильтрации [1]. Этот процесс включает в себя введение в пластовые скважины газообразных веществ, таких как углекислый газ, азот, или легкие углеводороды, для создания давления в пласте и усиления потока нефти к скважине. В качестве агентов водогазового воздействия используются различные газообразные вещества. Среди них можно выделить углекислый газ (CO₂), который обладает высокой растворимостью в нефти, что способствует её смещению к скважине, а также увеличивает общую нефтеотдачу пласта. Азот также применяется в качестве агента водогазового воздействия, обеспечивая поддержание давления и повышение мобильности нефти. Недавно было показано, что широкие фракции легких углеводородов, такие как пропан, бутан и их смеси, также могут успешно применяться в качестве агентов водогазового воздействия. Они обладают хорошей

растворимостью в нефти, низкой вязкостью и могут обеспечить высокую мощность и эффективность воздействия на пласт [2].

Таким образом, использование широких фракций легких углеводородов, включая пропан, бутан и их смеси, представляет собой перспективное направление в развитии технологий водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов. В данной статье рассмотрим обзор уже используемых технологий за рубежом и в России, а также перспективы их дальнейшего развития.

В настоящее время в мировой практике широко используются технологии газлифтной добычи, которые позволяют осуществлять добычу нефти из пластов, в которых давление в результате добычи снизилось до критического уровня. Суть данной технологии заключается в том, что в пластовую скважину подается газ, который создает давление в пласте и помогает вытеснить нефть на поверхность. Различные типы газовых лифтов, такие как натуральный газ, гелий, азот и даже углекислый газ, применяются для этой цели.

Применение широких фракций легких углеводородов в качестве агентов водогазового воздействия имеет неоспоримые преимущества, исследования в этой области продемонстрировали потенциал для увеличения добычи нефти при использовании этих веществ. Пропан и бутан обладают высокой растворимостью в нефти и низкой вязкостью, что позволяет им проникать глубже в пласт и увеличивать мобильность нефтяных составляющих, облегчая их добычу.

Одним из ключевых факторов успеха данной технологии является разработка и использование специализированных агентов, адаптированных для конкретных условий месторождений. Изучение и оптимизация параметров внедрения и распределения пропана и бутана в пласте позволят увеличить их эффективность, а также повысить устойчивость добычи нефти на различных стадиях разработки месторождений. Несмотря на многообещающие данные по использованию широких фракций легких углеводородов, данный подход также имеет свои технологические и экономические вызовы. Необходимо проводить более глубокие исследования в области взаимодействия между углеводородными агентами и горной породой, оптимизации процессов их внедрения, а также проведения экономических расчетов для оценки эффективности и конкурентоспособности данной технологии.

Однако применение широких фракций легких углеводородов, таких как пропан, бутан и их смеси, также является перспективным направлением в развитии технологий водогазового воздействия. Предполагается, что эти углеводороды могут быть использованы как агенты для увеличения нефтеотдачи пластов. Их преимущества включают в себя высокую растворимость в нефти, низкую вязкость, возможность обеспечения высокой мощности и эффективности водогазового воздействия.

На месторождениях в различных странах уже проводятся работы по использованию широких фракций легких углеводородов в качестве агентов водогазового воздействия. Nfr, в США в штате Техас на месторождении Eagle Ford разработана и успешно применяется технология использования пропана для увеличения добычи нефти. Пропан поступает в пластовые скважины под высоким давлением, что помогает увеличить дебит нефти и улучшить производительность скважин. Также в Канаде на месторождениях в провинции Альберта используется бутан в качестве агента водогазового воздействия. Бутан вводится в пластовые скважины для поддержания давления и увеличения нефтеотдачи. Около 65 % проектов водогазового воздействия реализовано на территории США. В данном регионе преобладает использование CO₂ в качестве рабочего агента, так как успешность проектов с применением углеводородных газов в несколько раз ниже, чем с использованием CO₂.

Закачка углеводородных газов, на территории США, в качестве рабочего агента применяется лишь на Аляске, причиной является действующий запрет на выбросы в атмосферу парниковых газов.

По закачке попутного нефтяного газа лидерами является Норвегия более 28 проектов по закачке попутного нефтяного газа (ПНГ). Было закачено в общей сложности 561 млрд. м³ газа, около 70 % из этого объема, было закачено на семи месторождениях. По ним получили

коэффициент нефтеотдачи в диапазоне 53-66 %. Одновременная закачка воды и газа SWAG (Simultaneous Water and Gas Injection) является одним из наиболее перспективных методов повышения нефтеотдачи. При этом способе производится совместная закачка воды и газа в пласт также в виде мелкодисперсной водогазовой смеси (МВГС). Первый опыт внедрения технологии SWAG был реализован на месторождении Seeligns в 1962 году. Совместная закачка воды и газа имеет ряд преимуществ перед попеременной закачкой. Промысловый опыт (месторождения Rangely Weber, Kuparuk River, расположенные в США, месторождения Siri, Северное море, Joffre Viking в Канаде) показал, что совместная закачка воды и газа предпочтительнее поочередной закачки агентов [3]. На отдельных объектах месторождения Joffre Viking была использована как попеременная, так и совместная закачка воды и газа. На объекте, в который закачивалась водогазовая смесь, получена большая нефтеотдача по сравнению с объектом, на котором вода и газ закачивались в виде чередующихся оторочек. Кроме того, на втором объекте эксплуатация 25 добывающих скважин была значительно осложнена прорывами газа, при совместной закачке водогазовой смеси газ поступает к забою добывающей скважины более равномерно. Однако наибольшую технологическую сложность при реализации технологии SWAG вызывает необходимость стабилизации водогазовой дисперсии для её доведения до забоя нагнетательной скважины. Наиболее интересным является проект на месторождении Siri. Совместная закачка воды и газа (SWAG) была осуществлена на датском континентальном шельфе и представляет собой первое полноценное промышленное применение ВГВ на Северном море. Добываемый попутный газ смешивался с закачиваемой водой на устье скважины и закачивался как двухфазная смесь. При изучении промысловых данных за первые 5 месяцев одновременного нагнетания воды и газа была получена зависимость от измеренного забойного давления для нагнетательной скважины. При малом газосодержании смеси (до 15%) приёмистость скважины по смеси возрастала примерно на 20%. При дальнейшем росте газосодержания (с 15% до 35%) приёмистость резко снижалась до значений, почти вдвое меньших, чем приёмистость скважины по воде.

Многие зарубежные компании уже проводят исследования и испытания по использованию широких фракций легких углеводородов в качестве агентов водогазового воздействия. В частности, в США и Канаде проводятся активные исследования применения пропана и бутана для увеличения нефтеотдачи. Известные результаты исследований в области применения широких фракций легких углеводородов в качестве агентов водогазового воздействия признаны обнадеживающими. Например, исследования, проведенные на месторождениях пропана в США, показали увеличение добычи нефти на 15-30% по сравнению с традиционными методами.

В России также проводятся исследования в этой области, и некоторые компании уже начали эксперименты с использованием легких углеводородов в качестве агентов водогазового воздействия. В России реализация технологий ВГВ на ряде месторождений началась в 60-х годах. В Советском Союзе опытно-промышленное внедрение различных технологий водогазового воздействия было проведено на месторождениях нефти. В постсоветское время также были выполнены экспериментальные работы по ВГВ. На сегодняшний день в России реализовано более 25 проектов ВГВ. Были проведены исследования на месторождениях Западной Сибири, где проводились эксперименты с использованием пропана в качестве агента водогазового воздействия. Результаты предварительных испытаний также показали увеличение добычи нефти на уровне 15-25% [4].

Эти положительные результаты открывают двери для дальнейших исследований и практических испытаний с целью определения оптимальных условий и методов применения широких фракций легких углеводородов для увеличения нефтеотдачи пластов. Важным аспектом также является проведение комплексных исследований в области взаимодействия агентов водогазового воздействия с горной породой, чтобы лучше понять процессы проникновения и распределения углеводородов в пласте. Данные исследования также могут способствовать разработке новых методов мониторинга и контроля процессов добычи, что позволит оптимизировать использование широких фракций легких углеводородов и повысить их эффективность.

Таким образом, полученные результаты и перспективы дальнейшего развития данной технологии свидетельствуют о возможности увеличения нефтеотдачи пластов с использованием широких фракций легких углеводородов в качестве агентов водогазового воздействия. Необходимость дальнейших исследований, оптимизации технологий и практических испытаний подчеркивает важность развития этого перспективного направления в области добычи нефти. Такие примеры демонстрируют потенциал использования широких фракций легких углеводородов для повышения нефтеотдачи на месторождениях в различных странах. Практические результаты позволяют сделать вывод о перспективности данной технологии и ее возможности применения на коммерческих масштабах в различных условиях разработки месторождений.

Дальнейшее развитие применения широких фракций легких углеводородов в добыче нефти предполагает создание комплексных программ исследований и разработок, основанных на научных знаниях и инновационных подходах. Это также открывает свои перспективы для дальнейшего сотрудничества между научными учреждениями, нефтяными компаниями и государственными органами для развития и внедрения новых технологий. Развитие данной технологии также может быть связано с разработкой специализированных агентов, которые будут оптимизированы для конкретных условий разработки месторождений. Также важным направлением будет разработка новых методов внедрения и распределения агентов в пласте, что позволит увеличить их эффективность.

Таким образом, использование широких фракций легких углеводородов в качестве агента водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов представляет собой перспективное направление в развитии технологий добычи нефти. Исследования и испытания, проводимые как за рубежом, так и в России, обещают значительные результаты в будущем.

Библиографический список:

1. Сургучев, М.Л. Процесс водогазового воздействия на неоднородные пласты / М.Л. Сургучев, Л.М. Сургучев // Нефтепромысловое дело. – 1993. – № 6. – С. 3-13.
2. Дроздов, А.Н. Водогазовое воздействие на пласт: механизм действия, известные технологии. Насосно-эжекторная технология и насосно-компрессорная технология как ее разновидность / А.Н. Дроздов, В.П. Телков, Ю.А. Егоров // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М.Губкина, 2009. - № 1. – 23-33.
3. Berge, L.I., Stensen, J.A., Crapez, B. and Quale, E.A.: “SWAG Injectivity Behavior Based on Siri Field Data”, paper SPE 75126 presented at the SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium, Tulsa, Oklahoma, 13-17 April 2002.
4. Зацепин, В.В. Основные вопросы применения и классификации технологий водогазового воздействия / В.В. Зацепин, Р.А. Максutow // Нефтепромысловое дело. – 2008. – № 12. – С. 16-22. – ISSN 0207-2351.

УДК 662.276.1

Анализ возможности повышения эффективности интерпретации кривых восстановления давления

Мустафаев А. А., Мехтиева Н. Ф.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Аннотация. Принятие обоснованных решений по повышению эффективности разработки месторождений углеводородов основывается на изучении параметров объектов разработки. Геологические параметры и технологические показатели оказывают существенное влияние на процесс нефтеизвлечения.

Наиболее информативным методом оценки параметров нефтяных пластов является гидродинамическое исследование скважин (ГДИС). Исследования осуществляются начиная с этапа

геолого-разведочных работ как в открытом стволе пластоиспытателем на кабеле при измерении давления и отборе флюидов, так и на бурильных трубах. На этом этапе определяют дебит и оценивают объем залежи. В случае малого дебита изучаются причины: обусловлен ли низкий дебит низкой продуктивностью пласта или связан с влиянием скин-фактора. При влиянии второго фактора рассматривается вопрос устранения его влияния. Оценка влияния геологических запасов определяет решение о дальнейшей разработке залежи, залежь теряет свое промышленное значение при небольших запасах даже при высоких начальных дебитах.

Ключевые слова: интерпретация, КВД, идентификация, ГДИС, горизонтальные скважины, трещины ГРП, послеприток, скин-фактор

В процессе эксплуатации скважин ГДИС проводятся для мониторинга состояния пласта, отбора данных для настройки гидродинамической модели на историю разработки, анализ продуктивности и обоснование решений по интенсификации притока.

Гидродинамические методы позволяют определить параметры пласта на основе измеряемых в процессе исследования величин. Указанная задача относится к обратным задачам гидродинамики, при решении которых по измеряемым во времени исследованию величинам (дебита, давления и температуры) определяются параметры пластов и скважин (проницаемость, пористость, пьезопроводность, скин-фактор и др.).

Исследования скважин проводятся на стационарных и нестационарных режимах работы. В первом случае строится индикаторная зависимость, во втором – кривая восстановления давления. Определяемые параметры на основе индикаторной зависимости характеризуют призабойную зону исследуемой скважины, а анализ КВД – определяет параметры пласта. Каждый из методов имеет свои недостатки:

1. Форма индикаторных кривых, полученных на основе исследований при стационарных режимах может отличаться от теоретической ввиду влияния скин-фактора, нарушения линейного закона фильтрации, изменениями физических свойств пласта и насыщающих его флюидов. Эти факторы не всегда можно учесть, поэтому в результате анализа фактических индикаторных зависимостей возможно получение неточных данных;

2. Интерпретация исследований на нестационарных режимах и послеприток при закрытии скважины, а также скин-эффект в призабойной зоне. Возникают трудности при выделении линейного участка оставшейся кривой.

Современные методы обработки КВД в билогарифмических координатах позволяют четко выделить участок влияния ствола скважины, а также период радиального течения и влияние границ пласта. Построение производной в этих же координатах усиливает эффект визуального диагностирования результатов исследования.

В типовой кривой Грингартена, построенной в билогарифмических координатах безразмерное значение давления P_D находится в зависимости от безразмерного соотношения $\frac{t_D}{C_D}$, где t_D – безразмерное время, C_D – безразмерное значение послепритока, с параметром $C_D \cdot e^{2S}$.

Для различных значений $C_D \cdot e^{2S}$ кривые изменения давления отличаются друг от друга, однако соседние пары кривых могут быть достаточно похожими, что вызывает неопределенность при совмещении фактической КВД с типовой кривой.

Производная типовой кривой Бурде позволяет устранить неточности кривой Грингартена.

Совмещенные график давления и производной давления, называемый диагностическим, позволяет выявить характерные особенности кривых восстановления давления, присущие различным участкам КВД. Диагностируются режимы течения, модель пласта, характер связи с границей пласта.

Исследования при нестационарном режиме проводятся в остановленной добывающей скважине с прямой регистрацией забойного давления. Для скважин, эксплуатируемых ЭЦН с помощью телеметрических систем, для фонтанных – спущенными глубинными манометрами.

Актуальной задачей интерпретацией исследований при нестационарных режимах является изыскание возможности получения искомых параметров по начальному источнику КВД.

Литературные источники указывают, что полноценные кривые восстановления давления в горизонтальных скважинах с трещинами ГРП с участком позднего радиального течения возможны при проведении исследований порядка 1000 часов и более. В связи с длительной остановкой скважины для снятия КВД происходят значительные потери добычи нефти и снижается эффективность разработки залежи.

При исследовании вертикальных скважин в условиях отсутствия радиального режима течения существуют методы, основанные на решении задачи деконволюции, позволяющие восстанавливать КВД и ее производную с учетом влияния ствола скважины. Однако использование этого метода для оперативной обработки результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин затруднено в связи с проблемами выделения потоков, определения фильтрационных характеристик пласта в режиме реального времени. В [2] рассматривают возможность адаптивной интерпретации КВД в условиях отсутствия псевдорadiaльного притока и приводится метод решения, основанный на модели КВД в виде интегрального уравнения Вольтерра 1-го рода с переменными, зависящими от времени. Решение задачи адаптивной идентификации КВД позволяет определить латеральную (скрытую) проницаемость, обычно определяемую на участке псевдорadiaльного притока, уже на стадии линейного потока. Предлагаемый алгоритм позволяет существенно сократить время простоя скважины.

Вышеуказанный подход при исследовании горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта [6] позволяет оперативно, в процессе нестационарных исследований, обрабатывать короткие псевдовосстановленные кривые забойного давления, оценивать параметры пласта и время полного восстановления давления.



Рисунок 1 – Диагностический график потоков в биполарифмических координатах [6].

В процессе исследования на примере интерпретации КВД двух горизонтальных скважин процесса анализа начального участка КВД (в условиях отсутствия участка позднего радиального потока) было оценено пластовое давление, полудлина трещины, скин-фактор, латеральная проницаемость. Фактическое время исследований составило 480 и 450 часов, при необходимом времени полного восстановления давления 600 и 550 часов соответственно, время простоя скважин сократилось на 20%.

Рассмотренный подход для горизонтальных скважин без трещин гидроразрыва показал еще более значимые результаты [3].

Время простоя скважин было сокращено в 10 раз, с 545 до 50 часов. В условиях отсутствия на КВД участка позднего радиального режима были определены латеральная проницаемость, пластовое давление, скин-фактор, время полного восстановления давления.

Большие трудности интерпретации коротких недовосстановленных КВД вызывает учет влияния ствола скважины, особенно это проявляется в низкопроницаемых коллекторах. В момент закрытия скважины на процесс восстановления оказывают влияние различные факторы (послеприток в скважину после ее остановки, сегрегация газа и воды, отложение парафина и т.д.), учесть влияние которых не представляется возможным. На примере двух вертикальных скважин [4] показано, что метод адаптивной интерпретации с учетом влияния ствола скважины позволяет обрабатывать короткие кривые восстановления давления в течение 5-10 часов, что существенно сокращает время простоя скважины.

В [5] также акцентируется внимание на существенные потери добычи нефти вследствие длительной остановки скважин для проведения ГДИС на неустановившихся режимах, особенно в условиях разработки низкопроницаемых коллекторов. Это рассматривается как один из самых главных недостатков данного вида. В [5] предлагается использовать при исследовании скважин метод анализа добычи и давления (АДД), и метод АДД не требует остановки добывающих скважин и, следовательно, отсутствуют потери в добыче нефти. Влияние работы окружающих скважин и границ пласта на результаты интерпретации исследования АДД не носят негативный характер. Напротив, указанное взаимодействие позволяет диагностировать режимы течения, оценивать зону дренирования и эффективность системы поддержания пластового давления.

При исследованиях краевых вод залежи, где традиционные ГДИС неэффективны, для оценки пластового давления рекомендуется снятие «коротких» КВД в течение 3-5 суток. До остановки осуществляется отбор жидкости в количестве 1,5 ОСС,

Предполагается наличие датчиков телеметрических систем (ТМС). Пластовое давление оценивается по КВД, а параметры пласта на основании ежедневных считываний забойного давления и дебитов в течении 5 месяцев с дальнейшей интерпретацией АДД.



Рисунок 2 – Технология проведения КВД+АДД.

Возможности раннего диагностирования пластового давления по КВД рассматривались на кафедре «Нефтегазовая инженерия» Азербайджанского Государственного Университета Нефти и Промышленности сотрудниками, продолжающими проведение исследований, начатых академиком А.Х.Мирзаджанзаде. рассматривается возможность экспресс-оценки пластового давления по начальному участку КВД.

Если кривая восстановления давления, построенная в декартовых координатах имеет S-образную форму, то темп роста давления описывается логистическим уравнением, широко применяемым для моделирования некоторых универсальных закономерностей процессов роста в самоорганизующихся системах:

$$\frac{dP_{wf}}{dt} = aP_{wf} - bP_{wf}^2 \quad (1)$$

График решения этого уравнения представляет собой S-образную кривую, которая при $t \rightarrow \infty$ асимптотически стремится к предельному значению.

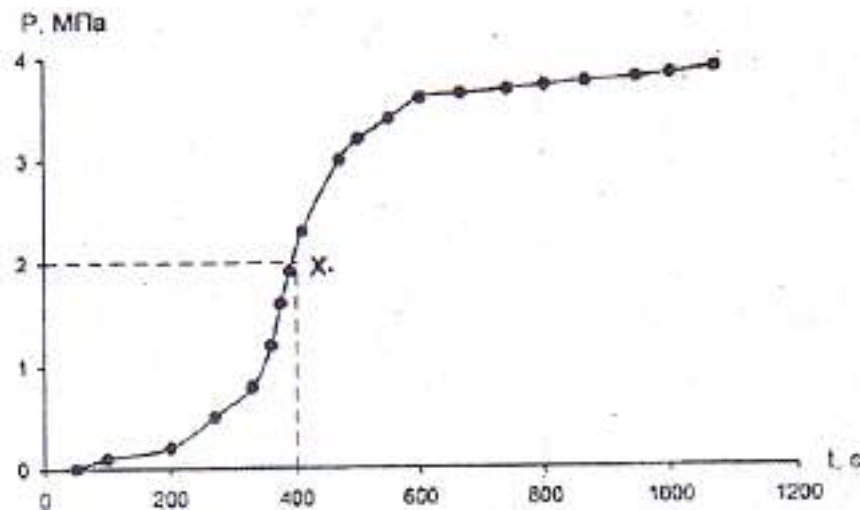


Рисунок 3 – Логистическая кривая.

$$\text{При } t = t_2 \quad \frac{dP_{wf}}{dt} = 0$$

$$0 = P_{wf} (a - bP_{wf})$$

$$P_{wf|t=t_2} \neq 0$$

$$a - bP_{wf} = 0$$

$$P_{wf|t=t_2} = \frac{a}{b} \quad (2)$$

S-образная кривая имеет точку перегиба, которая определяется из условия равенства нулю второй производной забойного давления в точке $t = t$.

$$\frac{d^2 P_{wf}}{dt^2} = a \frac{dP_{wf}}{dt} - 2b \frac{dP_{wf}}{dt}$$

$$\frac{d^2 P_{wf}}{dt^2} = (a - 2b) \frac{dP_{wf}}{dt}$$

$$\left. \frac{dP_{wf}}{dt} \right|_{t=t} \neq 0$$

$$a - 2bP_{wf} = 0$$

$$\left. \frac{dP_{wf}}{dt} \right|_{t=t} = \frac{a}{2b} \quad (3)$$

Таким образом, зная значение восстанавливаемого забойного давления в точке перегиба, можно оценить пластовое давление

$$\left. dP_{wf} \right|_{t=t_1} = P_e = 2dP_{wf t=t_1} \quad (4)$$

Выводы

1. При снятии КВД в скважинах, остановленных после длительного цикла стабильной работы, интерпретация кривой изменения давления осуществляется в полулогарифмических координатах $(\Delta P, \ln t)$. В момент остановки изменение давления отличается от логарифмического из-за эффекта «послепритока» и скин-фактора в ПЗС. Указанное вызывает затруднение в идентификации участка радиального режима течения.

2. Современные методы интерпретации КВД в билוגарифмических координатах с привлечением логарифмической производной позволяют эффективно выделять режимы течения: в случае радиального режима производная не меняется, при линейном, билинейном и сферическом логарифмическая производная аппроксимируется прямой линией с наклоном соответственно $\frac{1}{2}$, $\frac{1}{4}$ и $-\frac{1}{2}$. Помимо режимов потока совмещенные графики давления и производной позволяют выявить модели пласта, влияние границ пласта.

3. Анализируемый в статье метод адаптивной интерпретации гидродинамических исследований как вертикальных, так и горизонтальных скважин с трещиной ГРП и без нее показал высокую эффективность, значительно уменьшая время исследований, а, следовательно, потери добычи при простое. Метод рекомендован к использованию в системах оперативной обработки промысловых данных интеллектуальных скважин, оснащен стационарными информационными измерительными системами без вмешательства оператора.

4. Рассмотренная методика анализа давления и дебита дает оценку пластового давления без остановки скважины для снятия КВД, что исключает потери в добыче нефти. Рассмотренные методики рекомендуются при исследованиях на месторождениях с низкопроницаемыми коллекторами и в зонах с высокими дебитами.

5. Рассмотрена возможность оценки пластового давления на основе экспресс-метода, применяемого в случае описания темпа роста давления в остановленной скважине логистическим уравнением. Оценка пластового давления проводится по начальному участку КВД, захватывающему точку перегиба изменения забойного давления во времени. Пластовое давление равно удвоенному значению забойного давления в точке перегиба.

Библиографический список:

1. Справочник инженера – нефтяника том V (А). Инжиниринг резервуаров – М. – Ижевск: ИКИ. 2017-XXVIII.1232 с/.
2. Адаптивная интерпретация гидродинамических исследований горизонтальных скважин с идентификацией псевдорadiaльного потока. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг. «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов». 2017. Т 328 №10, 67-73.
3. Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований горизонтальных скважин на прогнозных моделях. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг, Фам Дин Ан. «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов». 2019. Т 330 №11, 65-72.
4. Адаптивная интерпретация результатов гидродинамических исследований с учетом влияния ствола скважины. Сергеев В.Л., Ву Куанг Дык. «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов». 2016. Т 327 №11, 70-77.
5. Особенности проведения гидродинамических исследований скважин для повышения геологической изученности залежей углеводородного сырья. В.Ш.Мухаметшин, Р.Ф.Якунов, А.Ф.Гимаев, М.П.Якупов «SOCAR Proceedings» №1 (2023), 059-067.
6. Идентификация фильтрационных потоков в процессе гидродинамических исследований горизонтальных скважин с трещинами гидроразрыва пласта. Сергеев В.Л., Донг Ван Хоанг. «Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов». 2019. Т 330 №3, 103-110

Применение боковых стволов на нефтяном месторождении Ханты-Мансийского автономного округа

Алхасов Ф. Д., Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

На нефтяном месторождении Ханты-Мансийского автономного округа наблюдается широкое применение систем разработки с применением горизонтальных технологий [1-4].

Бурение боковых стволов является эффективной технологией, позволяющей увеличить добычу нефти на старых месторождениях и повысить коэффициент извлечения нефти из пластов, вернуть в эксплуатацию нефтяные скважины, которые не могли быть возвращены в действующий фонд другими способами.

Частое применение данного метода связано с особенностями геологического строения основных продуктивных пластов, обуславливающих неравномерность процесса вытеснения и формирование зон значительной концентрации остаточных запасов.

Зарезка вторых стволов на В-месторождении начато в 1996 году. По состоянию на 01.01.2021 года было пробурено 700 боковых стволов (Рисунок 1), из них: 569 скважин с горизонтальным окончанием (БВГС) и 131 скважин – с наклонно-направленным окончанием (БВС).

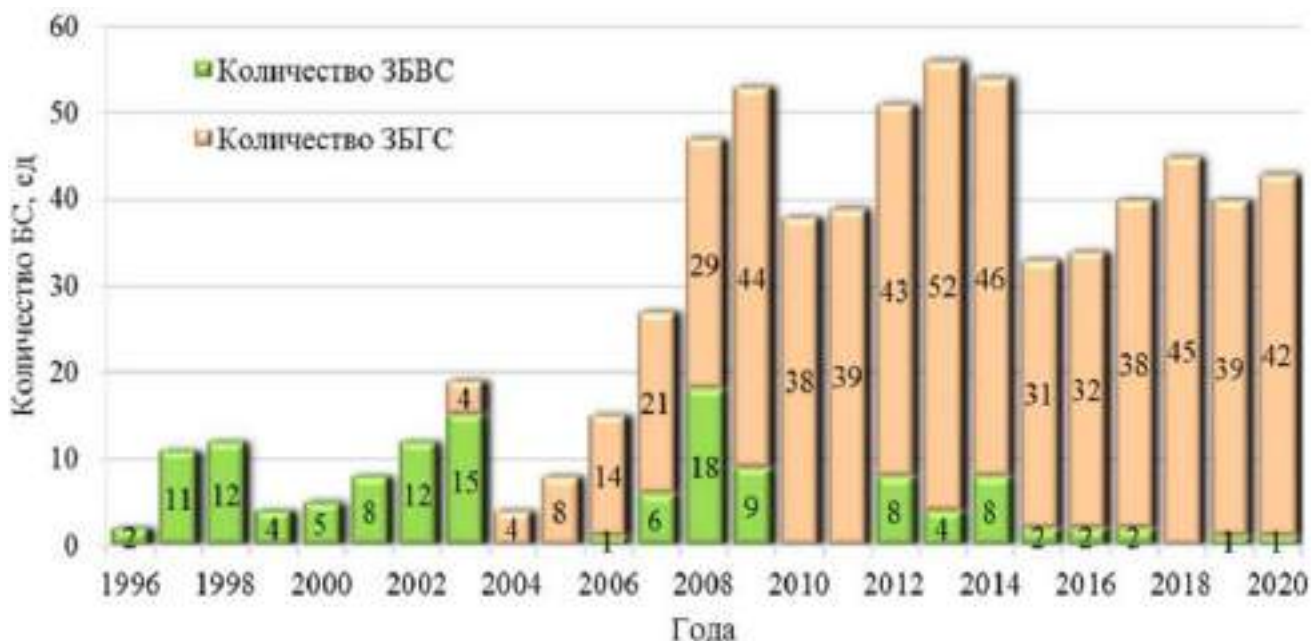


Рисунок 1 - Динамика бурения боковых стволов.

Динамика бурения показывает, что наклонно-направленные боковые стволы бурятся на месторождении с 1996 года, а БС с горизонтальным окончанием с 2003 года. При этом доля боковых стволов с горизонтальным окончанием с момента начала бурения постоянно увеличивается (Рисунок 2).

Геолого-технические мероприятия по бурению вторых стволов на В-месторождении реализованы на участках со сформированной системой разработки, с пробуренным проектным фондом - с начала разработки 414 боковых стволов забурены на те же объекты, на которых разрабатывались до проведения мероприятий. Кроме этого, бурение боковых стволов осуществлялось на ниже- и вышележащие объекты. Всего со сменой объекта эксплуатации реализовано 283 БС: 205 боковых стволов пробурено на нижележащие объекты и 78 – на вышележащие.

Для БВС, БВГС использовались высокообводнённые, низкодебитные и аварийные скважины, которые не могли эксплуатироваться по техническим причинам.

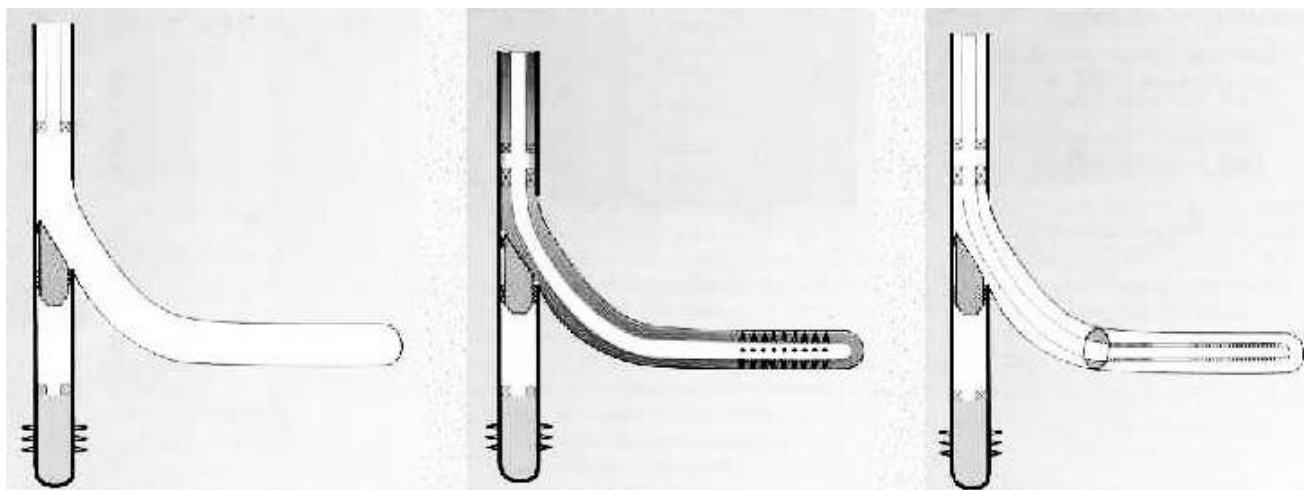


Рисунок 2 - Боковые стволы: открытый, с хвостовиком, с фильтром.

Работы по БВС, БВГС осуществлялись, главным образом, на объектах АВ₁₋₃ (337 скважин или 48 %), АВ₈ (97 скважин или 14 %) и БВ₁₋₂ (81 скважина или 12 %). Охват БС остальных объектов суммарно составляет 182 скважины или 26 % от общего количества.

Дополнительная добыча нефти в результате бурения боковых стволов на месторождении составила 3752,5 тыс.т по ЗБВС (28,7 тыс. т/скв.) и 12850,4 тыс.т по ЗБГС (22,6 тыс. т/скв.), при этом основной объем дополнительной добычи достигнут за счет операций на 86 объектах АВ₁₋₃ и АВ₈ (Таблица 1).

В целом добыча нефти за рассматриваемый период от боковых стволов составила 16602,4 тыс. т (7,1 % от накопленной добычи нефти всего месторождения).

В среднем на скважину наибольший объем добытой нефти приходится на объект АВ_{7²⁻⁶} и составляет 56,7 тыс. т [5].

Таблица 1 - Объем добытой нефти при бурении боковых стволов.

Объект	АВ ₁₋₃	АВ ₄	АВ ₅	АВ ₆	АВ _{7¹}	АВ _{7²⁻⁶}	АВ ₈	БВ ₁₋₂	БВ _{3¹}	БВ _{3²}	БВ _{7¹}	ЮВ ₈
Накопленная добыча на скв, тыс. т	19,5	26,1	33,8	50,6	29	56,7	27,9	22,7	29,4	34,6	6,4	8,1

Наибольшее количество мероприятий по зарезке вторых стволов приходится на объект АВ₁₋₃ – 337 скважин, накопленная добыча нефти составила 6566,7 тыс.т. В среднем на скважину наибольший объем добытой нефти приходится на объект АВ_{7²⁻⁶} и составляет 56,7 тыс. т.

В целом по месторождению добыча за рассматриваемый период от ЗБС составила 16602,4 тыс. т (7,2 % от накопленной добычи нефти всего месторождения).

Основными причинами низкой эффективности зарезки боковых стволов являются: технические, такие как, заколонные циркуляции (перетоки), негерметичность забоя и колонны в результате строительства скважины; геологические особенности строения, такие как, отсутствие глинистой перемычки, отделяющей нефтенасыщенную часть пласта от водонасыщенной в высокопродуктивных коллекторах, низкие ФЕС коллекторов на участках бурения.

С начала разработки было пробурено 700 боковых стволов, из них около 72 % операций по ЗБС можно считать эффективными, так как прирост дебита нефти наблюдался 10 т/сут и более.

Высокие показатели от проведения данного вида мероприятий как по ЗБВС, так и по ЗБГС обусловлено тем, что бурение боковых стволов осуществлялось на участках, где сосредоточены значительные остаточные запасы.

Дополнительная добыча нефти на месторождении в результате бурения боковых стволов в наклонно-направленном исполнении составила 3752 тыс. т (28,7 тыс. т/скв.), по 115 боковым стволам в горизонтальном исполнении 12580,4 тыс. т (22,6 тыс. т/скв.) [5].

Себестоимость дополнительно добытой нефти из вторых стволов, как правило, ниже ее среднего значения по месторождениям, а затраты на их строительство окупаются в течение 1-2 лет.

Фонд бездействующих скважин не мал и с каждым годом всё увеличивается.

Часть этого фонда можно реанимировать методом бурения боковых стволов. Кроме отсутствия необходимости дополнительных затрат на коммуникации и обустройство, появляются возможности вовлечения незадействованных участков залежей.

Таким образом, бурение боковых стволов является одним из наиболее эффективных мероприятий, применяемых на нефтяном месторождении Ханты-Мансийского автономного округа.

Библиографический список:

1. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р.Х. Муслимов, Ю.А. Волков, Л.Г. Карпова, В.В. Тюрин, Д.Г. Яраханова. - Казань: Изд-во «Плутон». - 2017. - 450 с., 12 с. цв. илл.
2. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее (оптимизация добычи, максимизация КИН): учебное пособие. – Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2014. – 750 с.
3. Яраханова Д.Г., Шакиров А.Н. Варианты применения горизонтального и многозабойного бурения для повышения эффективности разработки отложений башкирского яруса / Д.Г. Яраханова, А.Н. Шакиров // Нефтяная провинция. - 2019. - №4(20). - с.287-299.
4. Яраханова Д.Г. Применение модифицированных горизонтальных скважин для повышения эффективности нефтеизвлечения / Д.Г. Яраханова // Бурение и нефть. - 2022. - №10. - с. 34-37.
5. «Дополнение к технологическому проекту разработки нефтяного В-месторождения Ханты-Мансийского автономного округа».

УДК 622.241:539.163

Применение индикаторного метода по радону для решения различных задач на месторождениях

Кузнецова Г. Я.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия

Аннотация. Важность данного научного направления обусловлена возможностью повышения качества проводимых исследований для решения широкого спектра задач от построения профиля приёмистости/притока до оценки нефтенасыщенности пластов без необходимости применения высокзатратных методов ГИС, а также сокращения времени задалживания скважины при сопровождении работ бригад КРС».

Ключевые слова: исследования; индикатор; радон; нагнетательный фонд.

Комплекс измерений в скважине и методика их проведения будут определяться решаемыми задачами и конструкцией исследуемой скважины. В скважинах, в которых закачка агента ведется по нескольким пластам или объектам разработки исследования должны быть направлены на определение характера распределения профиля давления и объемов нагнетаемой воды по ним. Методика проведения исследований должна предусматривать проведение замеров в остановленной, принимающей и самоизливающей скважине.

Определение технического состояния водонагнетательной скважины. Эта задача предусматривает решение следующих вопросов: определение положения забоя, воронки НКТ, целостности обсадной колонны и НКТ, оценка герметичности затрубного пространства.

Комплекс методов для решения этих задач должен включать: а) в скважинах без НКТ - для оценки герметичности обсадной колонны: термометрию, термокондуктивную и механическую расходомерию, локацию муфт; б) для оценки герметичности затрубного пространства в районе перфорированных пластов и газонасыщенных интервалов: термометрию, расходомерию, локацию муфт, методы меченой жидкости изотопы, НКТ-50; в) в скважинах с

НКТ, спущенными ниже интервалов перфорации: термометрию, локацию муфт, термокондуктивную расходомерию, ГК, изотопы, НКТ-50.

Для определения характера нарушения обсадной колонны рекомендуется скважинный акустический телевизор.

Задача определения поглощающих интервалов и профиля приемистости пластов сводится к определению границ интервалов поглощения и оценки их продуктивности относительно суммарного расхода закачиваемой в скважину жидкости. Комплекс методов решения этой задачи включает: локацию муфт, ГК, термокондуктивную и механическую расходомерию, термометрию. Если пласты перекрыты НКТ основными методами являются: термометрия, методы меченой жидкости, ГК. При исследованиях нагнетательных скважин задача оценки профиля приемистости пластов и технического состояния скважин ставятся, как правило, совместно, поэтому в этом случае комплекс исследований должен составлять комбинацию из методов при решении этих задач.

В настоящее время существует два способа доставки прибора до интервала исследований для проведения инструментального замера: через лубрикатор высокого давления на геофизическом кабеле (скважины без Ризб) и с помощью геофизической проволоки автономной аппаратурой (отсутствие визуального контроля). Работы выполняются без бригады КРС.

Информация, попадающая в базы добывающих предприятий, не всегда достоверна по причине нестабильных и нерегулярных исследований по существующим методикам, которые, в свою очередь, дают приближенные данные и формируют сущность решений, принимаемых в процессе разработки месторождений

В состав ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» сегодня входят 32 месторождения нефти и газа. Действующий нагнетательный фонд составляет 159 скважин [1]. Согласно проведенного анализа геофизических исследований за 2021-2022 годы, на нагнетательном фонде из 250 исследований только 10% информативны, 29% неинформативны и 59% имеют оценочные результаты, выделены только работающие интервалы [2], (Рис 1).



Рисунок 1 - Анализ информативности геофизических исследований, выполненных на нагнетательном фонде за 2021-2022 гг.

Основной причиной низкой информативности является загрязнение призабойной зоны пласта продуктами реакции (выпадение осадка) после проведения СКО и высоким содержанием сульфидов в составе закачиваемого агента. В результате, в 90% случаев это приводит к забитию датчиков геофизического прибора, что значительно сказывается на их чувствительности к изменению термобарических и потокометрических параметров [3].

Методы радиоактивных индикаторов основаны на изучении радиального распределения индикаторного флюида в прискважинной зоне. Методика и технология применения были впервые испытаны в 1970 годах. Данный метод позволяет выполнять исследования и получать информативный

материал, даже несмотря на забитие датчиков прибора, так как он основан на регистрации естественной радиоактивности распределения индикаторной жидкости в интервале исследований.

Технология направлена:

- Определение герметичности обсадных колонн, НКТ и элементов конструкции скважин;
- Выявление зон заколонных перетоков и определения источников обводнения;
- Определения профиля приёмистости в скважинах действующего фонда;
- Оценка эффективности воздействия на пласт;
- Изучение фильтрационно-емкостных свойств пород
- Процедура занимает не более 12 часов.

Факторы, влияющие на снижение информативности метода:

- Отсутствие зумпфа и перекрытие части интервала перфорации забоем;
- Малый период полураспада радона;
- Наличие радиогеохимических аномалий (РГХА) в интервале исследований обусловленных отложением солей, имеющих повышенные значения радиоактивности.

В основу метода положен способ контролируемого гидродинамического воздействия на скважину и прискважинное пространство посредством циклических закачек радона, обладающих повышенной гамма активностью.

Контроль процессов и индикацию интервалов поглощения меченой жидкости ведут при помощи скважинных приборов оснащёнными датчиками регистрации естественного гамма излучения. Выполняют фоновый замер естественной радиоактивности.

Далее, растворяют обогащенную радоном жидкость в емкости ЦА-320.

Затем выполняют закачку ИЖ в скважину и продавку «радоновой пачки» до глубины установки прибора, до появления радоновой «метки». После регистрации радоновой «метки» продавливают ИЖ в интервал исследования, закачав в НКТ дополнительно объем неактивной жидкости.

Сразу, после закачки ИЖ, выполняют индикаторный замер ГК1 в интервале исследования до забоя. Это позволяет регистрировать эффекты накопления короткоживущих продуктов распада R_n на поверхности фильтра (чем больше объем ИЖ пройдет через поверхность фильтра- тем больший суммарный эффект).

При необходимости выполняют дополнительные прокачки ИЖ для достижения необходимого эффекта. Что позволяет наблюдать изменение (уменьшение) интенсивности ИЖ - ее отеснение вглубь пластов и /или за зону исследования прибора.

Далее, зарегистрированная информация отправляется на интерпретацию.

Для проведения работ требуется наличие радоновой установки для приготовления водного концентрата радона с обязательным условием регистрации устройства в органах СЭС (Рис. 4.2). Стоит отметить, что у радона период полураспада составляет в среднем 4 суток его концентрация безопасна для жизни и здоровья человека, растворённый радон не адсорбируется на буровом и каротажном оборудовании, а также на глинистой корке и скелете пород, не выявляется в добываемой продукции.

Безопасность применения радона характеризуется:

- Малым (3.8 сут) периодом полураспада радона;
- Использованием индикаторной жидкости с безопасной концентрацией R_n (не более 15мКи);
- Использование твердофазных генераторов радона, конструкция которых исключает контакт радиоактивного вещества с окружающей средой;
- Доставка раствора радона на скважину осуществляется в сертифицированных контейнерах из стали марки СТ 3.;
- Все работы на скважине выполняются в соответствии с существующими требованиями, нормативными документами по безопасному проведению работ на скважине.
- Все работы производятся партией геофизиков, никакого дополнительного обучения или повышенной квалификации для проведения работ не требуется.

Подводя итог необходимо отметить, что представленная работа вносит значительный вклад в части проведения высокоинформативных исследований.

Основные преимущества:

- Решение нескольких задач при одном исследовании за 1 СПО;
- Без привлечения бригад КРС;
- Без необходимости спуска дополнительных геофизических приборов;
- Загрязнение ПЗП не влияет на качество исследования.

Есть возможность применения данного метода и на добывающем фонде.

Библиографический список:

1. «Технологический проект разработки А нефтяного месторождения» - 2021 г.
2. Отчет – «Дополнение к технологической схеме разработки В нефтяного месторождения Республики Коми» - 2021 г.
3. Отчет – «Дополнение к технологической схеме разработки С нефтегазоконденсатного месторождения Республики Коми» - 2019 г.

УДК 622.276

О разработке месторождений асфальта

Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

В местах естественного выхода нефти на поверхность земли наблюдаются скопления природного асфальта (в переводе с греческого «горная смола» или «минеральная смола»), являющегося одной из разновидностей битума. Асфальт представляет собой чёрную или чёрно-бурую твёрдую легкоплавкую массу с характерным блестящим или тусклым раковистым изломом.

Месторождения природного асфальта разрабатывают в таких странах как: Америка; Канада; Венесуэла; Франция; Сирия, территория так называемого «Мёртвого моря» - солёного озера, расположенное между Иорданией Палестиной и Израилем; Тринидад.

Раньше до середины 19 века «Мертвое море» называлось – Асфальтовым. Природный асфальт со дна «Мёртвого моря» приведён на *Рисунке 1* [1].

Асфальтовые скопления (содержание в породах от 2 до 20%) встречаются в виде

- пластовых жильных залежей;
- пропитанных проницаемых пластов, подвергшихся выветриванию, т.е. закированные;
- озёр в зонах естественного выхода нефти на поверхность земли.

В Америке в Калифорнии на территории Лос-Анджелеса имеется район битумных озёр – Ранчо Ла-Брея.

Город Сызрань в Самарской области является родиной российского асфальта. На севере Сахалина есть Охинские асфальтовые озёра со скапливающейся в них вязкой нефтью на поверхности.

Озеро Пич-Лейк (*Рисунок 2*) [2] было открыто Уолтером Рэли в 1595 году, местные жители показали англичанину озеро «чёрного золота», которое они называли Tierra de Brea. Первоначально битум использовался для осмолки деревянной обшивки кораблей, а затем для строительства моста и дорог.

Запасы асфальтов [3] в Пич-Лейк оцениваются в 6-10 млн.тонн, которого должно хватить примерно на 400 лет.

Озеро Пич-Лейк [4], расположено на юго-западе Тринидада. Это одна из самых больших битумных ям в мире, площадь которой составляет около 40 га, а глубина около 80 м.

Всё дело здесь в геологическом строении - когда-то давно это место было жерлом вулкана. Вот уже несколько веков этот вулкан считается как недействующий, но связь кратера с недрами осталась. А в них оказалось очень много нефти, которая веками поднималась на поверхность. На воздухе, под палящим солнцем и обдуваемое ветрами все летучие вещества испарились и в результате наверху остались только твёрдые и тяжёлые фракции – природный битум.



Рисунок 1 - Природный асфальт.



Рисунок 2 - Асфальтовое озеро Пич-Лейк в Тринидаде.

Уникальное озеро образовалось вследствие того, что тысячи лет назад в районе Карибского бассейна произошёл тектонический разлом и нефть из глубоких месторождений поднялась на поверхность.

Фактически природный асфальт представляет собой не что иное, как смесь глины, воды и нефти. Периодически над озером на поверхность поднимаются большие пузыри сероводорода, что свидетельствует о вязкой и битумно-болотистой среде в этой области, где можно увязнуть. Кстати, битум – это такое вещество, которое способно не только втягивать и поглощать в себя любые предметы, но и через сотни лет выталкивать их на поверхность.

Промышленная разработка ресурсов горного озера началась в 1867 году.

Разработку асфальта на озере проводят не круглогодично, а в зимне-весенний период, который там длится с июня по декабрь. В это время часты дожди и температура воздуха не такая высокая как летом. Благодаря чему битум не плавится и его можно извлекать открытым способом. Ежегодно отсюда добывают около сотни тонн природного асфальта, но его уровень ничуть не снижается так как идёт постоянная подпитка битума.

За всё время было добыто порядка 10 миллионов тонн асфальта, сырьё использовалось для строительства высококачественных дорожных покрытий не только в Тринидаде и Тобаго, но и на других островах Карибского бассейна.

Кроме того, добытым на Пич-Лейке асфальтом вымощены улицы более полусотни стран, включая: Соединённые Штаты Америки, Канаду, Англию, Индию, Сингапур, Египет и Японию.

Библиографический список:

1. Природный асфальт [Электронный ресурс] URL: <https://clck.ru/38bqy4> (дата обращения 19.01.2024).
2. Асфальтовое озеро Пич-Лейк в Тринидаде [Электронный ресурс] URL: <https://clck.ru/38br4D> (дата обращения 19.01.2024).
3. Яраханова Д.Г. О перспективах процессов освоения сверхвязких нефтей и природных битумов горизонтальными скважинами / Д.Г. Яраханова // Георесурсы (научно-технический журнал). - 2015. №3(62) Т.1. - с. 53-55.
4. Разработка нефтяных месторождений горизонтальными скважинами: опыт и достижения / Р.Х. Муслимов, Ю.А. Волков, Л.Г. Карпова, В.В. Тюрин, Д.Г. Яраханова. - Казань: Изд-во «Плутон». - 2017. - 450 с., 12 с. цв. илл.

УДК: 004:330.322:622.276

Технико-экономическое обоснование эффективности разработки месторождений Ненецкого автономного округа

Богаткина Ю. Г., Сарданашвили О. Н.

Институт проблем нефти и газа Российской Академии Наук (ИПНГ РАН).
г.Москва, Россия

Для обоснования целесообразности ввода месторождений углеводородов в эксплуатацию, а также на завершающей стадии разработки необходимо выполнить технико-экономическую оценку запасов. Такая оценка осуществляется по укрупненному экспресс-методу и нормативам затрат, взятых по предприятию на основе месторождений с аналогичными характеристиками [1]. Целью оценки является подтверждение промышленной ценности запасов нефти. Этот метод является базой для составления технологических схем и проектов разработки месторождений. На завершающей стадии разработки такая оценка позволит оценить остаточные запасы, которые могут быть освоены.

Рассмотрим два месторождения находящиеся в Ненецком автономном округе. Это Сандивейское месторождение, находящееся на предпроектной стадии разработки и Висовое месторождение, находящееся на поздней стадии разработки[2-4].

Эти месторождения расположены на территории Архангельской области в 250км от административного центра округа г. Нарьян-Мара. В географическом отношении находятся в северо-восточной части Восточно-Европейской равнины и приурочены к Центрально-Хорейверскому поднятию. Недропользователем месторождений является ООО «СК «Русвьетпетро».

Промышленная нефтеносность месторождений связана с карбонатными отложениями верхнего девона фаменского яруса. Запасы нефти относятся к категории трудноизвлекаемых, содержащиеся в карбонатных коллекторах.

При применении экспресс-метода используются укрупненные нормативы затрат капитальных вложений в бурение скважин, обустройство промысла и затраты не входящие в сметыстроек, а также укрупненные нормативы эксплуатационных затрат[1,5].

К основным технико-экономическим критериям оценки эффективности вариантов разработки относятся предельно-рентабельные запасы, предельно-рентабельный дебит и чистый дисконтированный доход недропользователя (ЧДД).

Предельно-рентабельные запасы, как критерий оценки, рассчитываются при равенстве затрат и выручки по следующей формуле:

$$Q_{\text{прз}} = ((N_{\text{кб}} + N_{\text{коб}} + N_{\text{кобнс}}) + N_{\text{пс}} \times T) / (C_{\text{реал}} - (N_{\text{пр}} / (1 - B_{\text{ср}}))) \quad (1)$$

$N_{\text{кб}}$ - стоимость бурения добывающей скважины с учетом доли затрат в нагнетательную скважину (с коэффициентом 1,33), тыс.р/скв.,

$N_{\text{коб}}$ - норма капитальных затрат в обустройство скважины и нефтепромысловое строительство, тыс.р/скв.,

$N_{\text{кобнс}}$ - норма капитальных затрат в обустройство не входящее в сметыстроек, тыс.р/скв.;

$N_{\text{пс}}$ - норма условно-постоянных эксплуатационных затрат, тыс.руб./скв.;

$N_{\text{пр}}$ - норма условно-переменных эксплуатационных затрат, руб./т.жидкости;

$B_{\text{ср}}$ - средняя обводненность продукции д.ед.

$C_{\text{реал}}$ - цена реализации нефти, руб./т.;

T – срок работы скважины, сут.

n – количество суток в году;

$K_{\text{э}}$ – коэффициент эксплуатации скважин, д.ед;

На основе предельно-рентабельных запасов рассчитывается предельно рентабельный дебит ($q_{\text{сmin}}$), как дополнительный критерий оценки по экспресс-методу.

$$q_{\text{сmin}} = Q_{\text{прз}} / (n \times K_{\text{э}} \times T) \quad (2)$$

Чистый дисконтированный доход (ЧДД) рассчитывается как разность между дисконтированной выручкой и дисконтированными затратами.

Рассмотрим оценку извлекаемых запасов Сандивейского месторождения, находящегося на предпроектной стадии разработки. Геолого-технологическая информация по этому месторождению получена на основе бурения разведочных скважин.

Месторождение является многопластовым. Каждый пласт является самостоятельным объектом разработки. Основные критерии оценки по экспресс-методу по каждому из пластов представлены в таблице 1.

Как видно из таблицы по первому пласту значение извлекаемых запасов и дебита скважин значительно ниже предельных критериев, что соответствует исключению этого пласта из дальнейшей его разработки. Дальнейшая разработка остальных пластов является экономически рентабельной, так как экономические критерии значительно ниже извлекаемых запасов и дебитов по этим пластам. В целом разработку данного месторождения следует считать рентабельной.

Как было отмечено выше, разработка Висового месторождения находится на поздней стадии освоения. Доразработка месторождения ведется по пяти технологическим вариантам с 2021 года.

Таблица 1 - Геолого-экономические показатели извлекаемых запасов Сандивейского месторождения.

Пласт	Запасы за нормативный срок, тыс.т./скв.	Начальный дебит новой скважины, т./сут.	Предельно рентабельные запасы на скважину, тыс.т./скв.	Предельно рентабельный дебит скважины, т./сут.	Результат оценки
Пласт Q3	10,93	2	15,9	3,07	Не эффективно
Пласт S1	122,25	40	15,8	3	Эффективно
Пласт D3fev-ev	90,6	38,5	15,3	2,9	Эффективно
Пласт C1v	97,27	40	13,67	2,62	Эффективно
Пласт P1a+s – C3	15,93	32	13,2	2,5	Эффективно

Технологические варианты отличаются между собой плотностью сетки скважин, объемами добычи нефти, темпами их отбора, числом скважин, вводимых из бурения и пребывающих в эксплуатации, геолого-технологическими мероприятиями и другими параметрами. Во всех вариантах освоение запасов проводилось с использованием избирательной системы заводнения. Основные технологические показатели по вариантам разработки Висового месторождения представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Основные технологические показатели по вариантам разработки Висового месторождения.

Варианты	Плотность сетки скважин, га/скв	Общий фонд скважин	Фонд бурения
1	2	3	4
Вариант 1	291	57	44
Вариант 2	85	66	49
Вариант 3	79	67	44
Вариант 4	73	72	50
Вариант 5	73	64	41

К основным технико-экономическим критериям оценки эффективности вариантов разработки относятся предельно-рентабельные запасы и ЧДД.

Предельно-рентабельные запасы ($Q_{пр1}$ - с учетом норм капитальных вложений и эксплуатационных затрат, $Q_{пр2}$ - с учетом норм эксплуатационных затрат) рассчитываются на основании данных, представленных в таблице 2:

$$Q_{пр1} = (Z_{кбн} + Z_{коб} + Z_{кобнс} + Z_{пс}) / (Ц - Z_{пр}) \quad (3)$$

$$Q_{пр2} = (Z_{пс}) / (Ц - Z_{пр}) \quad (4)$$

Эти два критерия сравниваются с извлекаемыми запасами на скважину в динамике по годам разработки. Одновременно с динамикой извлекаемых запасов нефти рассчитывается величина ЧДД в динамике и по суммарному значению. Положительная суммарная величина ЧДД за лицензионный срок разработки соответствует рентабельности технологического варианта разработки. Эти критерии дают как качественную, так и количественную оценку варианта.

Показатели эффективности по вариантам разработки определялись при условии сбыта 70% добываемой нефти на внутреннем рынке и 30% - на внешнем рынке начиная с 2021 года.

Основные экономические показатели представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Основные критерии для оценки технологических вариантов.

Критерии	Условное обозначение	Значение
С капитальными затратами		
Предельно допустимые запасы на скважину, тыс.т.	Q _{пр1}	63,339433
Без капитальных затрат		
Предельно допустимые запасы на скважину, тыс.т.	Q _{пр2}	3,041422

Капитальные вложения на доработку Висового месторождения и эксплуатационные затраты на добычу нефти определены на основе нормативов затрат ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО» на 1.01.2021 г.

Экономическая оценка эффективности освоения Висового месторождения выполнена по пяти технологическим вариантам, которые представлены в таблице 3. Значения основных критериев технико-экономической эффективности представлены в таблице 4. Помимо ЧДД был рассмотрен также чистый дисконтированный доход государства (ЧДДГ).

Таблица 4 - Основные критерии технико-экономической эффективности.

Годы	Q _{из1}	Q _{из2}	Q _{из3}	Q _{из4}	Q _{из5}
1	2	3	4	5	6
1	16,4	16,4	16,4	16,3	16,9
2	13,5	13,1	13,1	14,0	13,1
3	12,1	11,7	12,1	12,6	11,7
4	10,1	9,1	9,0	10,1	9,8
5	7,6	6,7	6,4	7,3	7,7
6	6,7	5,9	5,5	6,3	7,1
7	5,8	4,9	4,6	5,5	6,4
8	5,1	4,5	4,2	5,1	5,8
9	4,9	4,4	4,2	4,9	5,3
10	4,7	4,0	4,0	4,5	4,5
11	4,2	3,8	3,7	4,2	4,3
12	3,8	3,5	3,3	3,9	3,9
13	3,7	3,0	3,3	3,4	3,9
14	3,9	3,5	3,3	4,1	4,0
15	3,4	2,9	3,3	3,4	3,0
16	3,0	2,6	3,0	2,9	2,9
17	2,8	2,4	2,7	2,8	2,9
18	2,5	2,2	2,5	2,5	2,7
19	2,4	2,0	2,3	2,3	2,6
20	2,2	1,9	2,1	2,1	2,4
21	2,0	1,8	2,1	2,0	2,3
22	1,9	1,6	2,0	1,9	2,2
23	1,8	1,6	1,9	1,8	2,1
24	1,7	1,5	1,8	1,7	1,9
25	1,6	1,4	1,8	1,6	1,8
	ЧДД1	ЧДД2	ЧДД3	ЧДД4	ЧДД5
Млрд.руб.	3,5	1,7	2,6	-0,038	2,4
	ЧДДГ1	ЧДДГ2	ЧДДГ3	ЧДДГ4	ЧДДГ5
Млрд.руб.	51	51	46	51	52

**Примечание. Qиз1 - Qиз5 – извлекаемые запасы нефти по вариантам 1-5., ЧДД1 - ЧДД5 и ЧДДГ1 - ЧДДГ5 – соответственно чистый дисконтированный доход недропользователя и государства по вариантам 1-5. Курсивом помечены нерентабельные периоды разработки. Норма дисконта составляла 10%.*

Расчеты показали, что наиболее предпочтительным является первый технологический вариант. Вариант обеспечивает наибольший ЧДД недропользователя на конец рентабельного срока (3,5 млрд. руб.), при этом ЧДДГ за проектный срок составит 51 млрд. руб.

Таким образом на основе анализа результатов проведенных исследований выявлены условия рентабельной разработки Сандивейского и Висового нефтяных месторождений.

Библиографический список:

1. Богаткина Ю.Г. Оценка эффективности инвестиционных проектов в нефтегазовой отрасли с использованием механизмов автоматизированного моделирования. – М.: Макс-Пресс, 2020. – 248 с.
2. Желтов Ю.П., Золотухин А.Б., Пономарева И.А. Методы прогнозирования развития нефтегазового комплекса. - М.: Наука, 1991, - 230с.
3. Витязев Я. Д., Савенок О.В. Анализ текущего состояния и перспективы разработки Висового нефтяного месторождения [Электронный ресурс]. – URL: <https://clck.ru/38bvqs> (Дата обращения 31.12.2023).
4. Пономарева И.А, Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Комплексная экономическая оценка месторождений углеводородного сырья в инвестиционных проектах. – М.: Наука, 2006, – 134с.
5. Пономарева. И.А, Богаткина Ю.Г. , Еремин Н.А., Лындин В.Н. Методика формирования нормативов капитальных вложений в нефтегазовых инвестиционных проектах // Проблемы экономики и управления нефтегазовым комплексом.– 2019.–№2.– С. 10-16.

УДК 662.276.1

Системная идентификация состояния работы фонда газлифтных скважин

Мамедов А. В., Мамедов Р. М., Мамедов И. П.

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г., Баку, Азербайджан

Аннотация. Представленная статья описывает механизм для определения степени связи (корреляции) технологических показателей газлифтных скважин посредством применения методики последовательных сравнений факторов и их величин путем использования рангов корреляции.

Взаимодействие и самоорганизация скважин приводит к необходимости рассмотрения технологического режима скважин и ввода обобщенной оценки работы каждой из групп, при условии наличия взаимодействия между объектами в соответствии с комплексным подходом, что в корне отличается от традиционных инструментов, которые помогают подбирать параметры для отдельных скважин.

Ключевые слова: группы, плеяды, «скважина-пласт», кластеризация, группирование, корреляция.

Учитывая тот факт, что газлифтный способ эксплуатации получил широкое распространение, существует ряд задач, которые остаются актуальными и на сегодняшний день. Среди них особо следует отметить задачу экономии рабочего агента, улучшение работы подъемника путем применения различных технологических мероприятий. Однако, решение указанных задач, направленных на эффективность процесса разработки, должно включать фактор взаимодействия между скважинами- его степень и характер.

При изменении способа эксплуатации или технологических показателей работы скважин приводит к нарушению характера взаимодействия между скважинами, что особо характерно для газлифтного способа добычи.

Наиболее детальный анализ взаимодействия скважин возможен при подробном рассмотрении характеристики газлифтных скважин для прстейшего условия идеального подъемника. С одной стороны, такой подход качественно соответствует постановке задачи, а с другой – представляется возможным проводить качественный анализ влияния изменения технологических показателей на характерные особенности взаимодействия между эксплуатационными объектами [1-4].

Сначала определяется зависимость между забойным давлением p_z газлифтной скважины и значением дебитов жидкости. С целью упрощения принимаются допущения, которые справедливы в случае идеального поъемника:

Рассматриваемый процесс считается изотермическим

$$pV_\Gamma = p_0V_{\Gamma 0} \quad (1)$$

где индекс 0 соответствует нормальным условиям; p и V — показатели давления и объема рабочего агента;

Эффектом проскальзывания газа пренебрегается, то есть предполагается, что удельный вес газожидкостной смеси, который поступает в скважину посредством рабочего клапана

$$\gamma_{см} = \gamma_{жс} (1 - \varphi) \quad (2)$$

где $\gamma_{жс}$ - показатель удельного веса жидкости; φ - объемное газосодержание для данного сечения;

Газом, который выделяется из нефти по отношению к расходу рабочего агента пренебрегается;

Кроме того, не принимается во внимание гидравлическое сопротивление по отношению к давлению столба газожидкостной смеси в скважине. Изменение давления в каждой точке ствола скважины при условии изменения величины столба смеси описывается как показано ниже:

$$dp = \gamma_{см} dh \quad (3)$$

Принимая во внимание указанные поправки имеем

$$dp = \gamma_{жс} \frac{Q_{жс}}{V_\Gamma + Q_{жс}} dh = \frac{\gamma_{жс} dh}{1 + q \frac{p_0}{p}}, \quad (4)$$

$q = \frac{V_\Gamma}{Q_{жс}}$ - величина удельного расхода нагнетаемого рабочего агента.

Далее проводим разделение переменных и интегрируем полученное выражение в интервале «устье – точка ввода рабочего агента H ». В итоге имеем

$$p_n - p_y + qp_0 \ln \frac{p_n}{p_y} = \gamma_{жс} \Delta h, \quad (5)$$

Δh — высота столба от точки ввода газа до устья.

Учитывая, что $p_z - p_y + p_n + \gamma_{жс} h$, где $\gamma_{жс} h$ - постоянное значение веса столба жидкости высотой от устья до точки ввода агента; p_y - заданное значение устьевого давления, изменение забойного давления определяем только поведением решения p_n уравнения (5).

Принимая во внимание, неявную зависимость p_n от $Q_{жс}$, определяется ее характер. Дифференцируя (5) по $Q_{жс}$, имеем

$$\frac{dp_n}{dQ_{жс}} + q \frac{p_0}{p_y} \frac{dp_n}{dQ_{жс}} + p_0 \ln \frac{p_n}{p_y} \frac{dq}{dQ_{жс}} = 0 \quad (6)$$

или

$$\frac{dp_n}{dQ_{жс}} \left(1 + q \frac{p_0}{p_n} \right) = -p_0 \frac{p_n}{p_y} \frac{dq}{dQ_{жс}} \quad (7)$$

Левая часть (7) —положительная величина, $p_0 \ln \frac{p_n}{p_y}$ — также «+», следовательно,

изменение p_z с изменением расхода жижкости определяется в соответствии с динамикой $\frac{dq}{dQ_{жс}}$.

Учитывая, что на графике q от $Q_{жс}$ на левой ветви $\frac{dp}{dQ_{жс}} > 0$, а на правой - $\frac{dp}{dQ_{жс}} < 0$, с учетом знака указанная зависимость p_z от $Q_{жс}$ качественно представляется в виде кривой с экстремумом, аппроксимируемым квадратным трехчленом. Максимум зависимости $p_z = f(Q_{жс})$ для принятой модели соответствует минимальному значению зависимости $q(Q_{жс})$.

Далее рассмотрим систему, которая представляет собой две скважины, характеризующиеся наличием взаимодействия

$$\left. \begin{aligned} \Delta p_1 &= a_{11}Q_1 + a_{12}Q_2 \\ \Delta p_2 &= a_{21}Q_1 + a_{22}Q_2 \end{aligned} \right\} \quad (8)$$

В качестве упрощения рассматривается система взаимодействующих газлифтной скважины и скважины, которая эксплуатируется механизированным способом. Для упрощения рассмотрим взаимодействие газлифтной скважины со скважиной, эксплуатируемой механическим способом. Согласно сказанному выше, для газлифтной скважины можно указать

$$\Delta p_1 = a_1 + b_1Q - c_1Q_1^2 \quad (9)$$

где $a_1, b_1, c_1 > 0$

После подстановки (9) в (8)

$$\left. \begin{aligned} a_1 + b_1Q - c_1Q_1^2 &= a_{11}Q_1 + a_{12}Q_2 \\ \Delta p_2 &= a_{21}Q_1 + a_{22}Q_2 \end{aligned} \right\} \quad (10)$$

Исключая из первого уравнения (10) $Q_1, Q_2 = \frac{\Delta p_2 - a_{21}Q_1}{a_{22}}$, имеем квадратное уравнение

относительно Q_1

$$c_1Q_1^2 + \left(a_{11} - b_1 - \frac{a_{12}a_{21}}{a_{22}} \right) Q_1 + \frac{a_{12}\Delta p_2}{a_{22}} - a_1 = 0 \quad (11)$$

Если

$$\left(-b_2 + a_{11} - \frac{a_{12}a_{21}}{a_{22}} \right)^2 < 4c_1 \left(\frac{a_{12}\Delta p_2}{a_{22}} - a_1 \right) \quad (12),$$

то (11) не имеет действительных решений, что характеризует систему рассматриваемых скважин как имеющую нестационарную работу.

В таком случае при условии наличия по соседству газлифтной скважины эксплуатационного объекта, оборудованного УЭЦН, работа насоса носит переменный характер режима, что обуславливает ненадежность и укорачивает период между ремонтными операциями.

Таким образом, приведенные размышления предоставляют возможность проведения анализа для различных условий технологического характера. Так, например, неравенство (12) выполнимо для достаточно больших значений параметра c_1 . Увеличение значения c_1 , будет соответствовать снижению значений удельного расхода рабочего агента.

Таким образом, добываясь, например, снижения удельного газосодержания различными методами — применением ПАВ, диспергаторов и т. п. (что в (12) соответствует возрастанию c_1), т. е. улучшая технологические показатели газлифтных скважин, можно нарушить устойчивый характер работы системы скважин даже когда изменение ее режима работы происходит в группе взаимодействующих с ней и между собой скважин, которые характеризуются устойчивостью линейных характеристик.

При анализе технологических характеристик газлифтных скважин предлагается учитывать динамику развития системы «скважина-пласт», т.е. возможности НКТ и термобарическое состояние призабойной зоны, что является основополагающим фактором процесса самоорганизации, который обуславливает устойчивость режимов работы газлифтных скважин, что важно при своевременном регулировании технологического режима.

Таким образом, процессы взаимодействия и самоорганизации скважин могут привести к необходимости системного подхода для выбора и регулирования технологического режима и введения обобщенной оценки работы группы взаимодействующих скважин.[2-3].

Лабораторные и промысловые исследования показывают наличие фрактальной характеристики для временных рядов значений дебита жидкости скважин, эксплуатируемых газлифтным способом, которые были получены при работе, характерной для неэффективной ветви регулировочной кривой. Кроме того, отметим, что эти показатели в существенной степени отличаются от аналогичных показателей, которые получены при обработке эффективной ветви зависимости $Q = Q(V)$ [1].

Такое поведение можно объяснить неустойчивым характером стационарного режима, когда расход закачиваемого газа увеличивается. В результате такого поведения изменяется общее состояние системы «пласт-скважина».

Неустойчивая область характеризуется возникновением «шума», амплитуда автоколебаний которого значительно выше той же характеристики при работе газлифтной скважины на оптимальном режиме. Рисунок 1 описывает временные ряды для замеренных значений дебита большинства скважин, которые эксплуатируются газлифтным способом в морских условиях. В большинстве случаев такие графические зависимости могут обладать фрактальными характеристиками. В количественном выражении такие кривые можно охарактеризовать размерностью Хаусдорфа D , показателем Херста, корреляционной характеристикой и др. характеристиками [1, 5].

В соответствии со значениями критерия Херста (H), вычисленными по временным рядам замеров дебита, в графическом виде представлены ниже.

Очевидно, неэффективная ветвь характеризуется уменьшением показателя H . Интервал изменения для эффективной ветви $0.7 < H < 0.8$ характерен для природных процессов, которые могут быть подтверждены самоорганизацией [1, 5-7].

Таким образом, показатель Херста может быть использован для диагностирования режима работы газлифтной скважины в соответствии с данными, которые соответствуют нормальной эксплуатации при учете динамики развития системы «пласт - скважина».

В такой ситуации большое значение имеет использование сведений о фундаментальных закономерностях функционирования сложных иерархических структур, которые могут быть получены в соответствии с теорией самоорганизации.

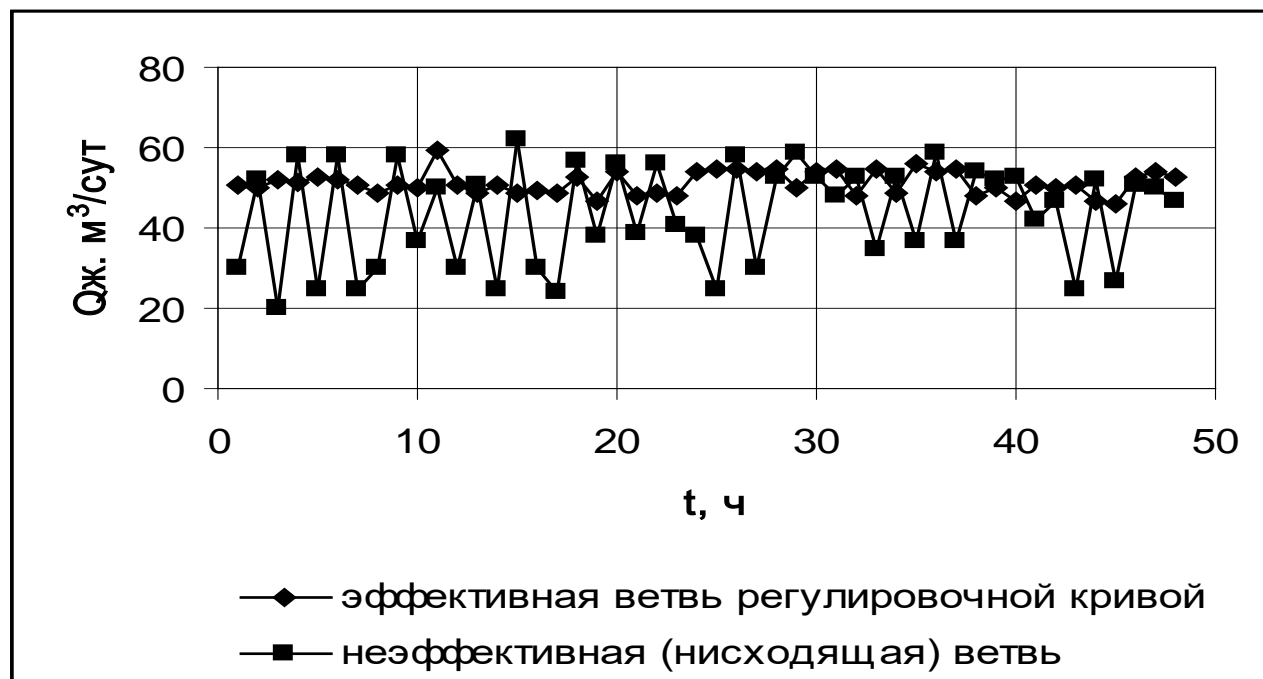


Рисунок 1 - Значениями показателя Херста.

Исследуемые группы имеют только качественными характеристиками. Изучая их в качественном смысле, следует выявить связь между анализируемыми объектами, т.е. наиболее тесно и чрезвычайно слабо связанные между собой, как отдельные скважины, так и группы скважин. Для выяснения корреляции между технологическими показателями скважин газлифтного фонда применен подход последовательного сравнения и анализа основных показателей с помощью корреляции рангов с применением коэффициента Кендэлла (τ) по формуле [1, 2, 8]:

$$\tau = \frac{2S}{n(n-1)},$$

где S – соответствующим образом определяемая величина суммы рангов; n – количество пар соответствующих рангов. Показатели рассматриваются как обычный количественный признак независимо от его содержания.

Выводы.

Показано, что процессы взаимодействия и самоорганизации эксплуатационных объектов обуславливают необходимость применения системного подхода к выбору и регулированию технологического режима и введения обобщенной оценки работы групп взаимодействующих скважин, в отличие от традиционных методов подбора параметров для отдельных скважин.

Показано, что показатель Херста может быть использован как диагностический инструмент режима работы газлифтной скважины в соответствии с данными нормальной эксплуатации, учитывая динамическое развитие системы «скважина-пласт», что является одним из основополагающих факторов самоорганизации процессов синергетического характера.

Анализ выявленных корреляционных плед показал возможность проведения диагностики синергетического состояния системы, что в достаточной степени согласуется с результатами фрактального анализа информационного массива данных работы газлифтной скважины.

Библиографический список:

1. Мирзаджанзаде А.Х. Алиев Н.А. , Юсифзаде Х.Б. и др. Фрагменты разработки морских нефтегазовых месторождений. Баку, МВНА, 1997, -408с.
2. Салаватов Т.Ш. , Мамедов А.В. Анализ текущего состояния режимов работы компрессорных скважин на основе энтропийного подхода. Москва, Территория «Нефтегаз» № 8, 2007, с.34-41.
3. Мамедов А.В., Нгуен Тхань Лонг. Анализ работы компрессорных скважин с учетом процессов самоорганизации. // М: Территория «Нефть и газ» № 2, 2008, с.38-41.
4. Мамедов А.В., Келоглу В.Ю. О необходимости системного подхода в эксплуатации скважин газлифтным способом. Известия ВУЗов, «Нефть и газ», № 8, 1988, с.20-31.
5. Мирзаджанзаде А.Х., Хасанов М.М., Бахтизин Р.Н. Моделирование процессов нефтегазодобычи. Москва-Ижевск, ИКИ, 2004, -368с.
6. А.В.Мамедов, А.М.Нагиев. Научные основы создания эффективных систем разработки месторождений углеводородов ТРАНСПОРТ и ХРАНЕНИЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ и УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ. ISSN 0131-4270. Москва, Вып. 1, 2015, с.37-42.
7. А.В.Мамедов, Р.Б.Мамедзаде, А.М.Нагиев Системный подход к оценке воздействия на залежь СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ-2014, МО РФ, УГНТУ, Октябрьск, 2015, с.151-157
8. А.В.Мамедов, А.М.Нагиев Анализ характерных особенностей энергетического состояния системы «пласт-скважина» Сборник трудов "Хазарнефтегаз - 2014", Баку, 2014, с.106-109
9. Терентьев П. В. Метод корреляционных исследований // Вести, ЛГУ. – 1959. – № 9. –С. 137-171.
10. T.Sh.Salavatov, A.V.Mammadov, A.M.Naghiev/ Control of hydrocarbon deposits development based on cognitive approach. Сборник статей по материалам XX международной научно-практической конференции. М., Международный центр науки и образования, 2013, 186-192.

УДК 628.5

Экологические аспекты применения акриловых буровых добавок

Исмагилова С. М., Барахнина С. Д., Саяпов А. В., Анисимов И. Е., Исмагилов М. И.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время в качестве добавок к буровым растворам (БР) на водной основе широко используются различные химические полиакриламидные реагенты. Так, акриламид (АА), полиакрилонитрил (ПАН), полиакриламид (ПАА), полиакриловая кислота (ПАК) могут быть рассмотрены в качестве понизителей водоотдачи, ингибиторов сланцевых отложений, загустителей и др.

Полимеры акрилового ряда нашли широкое применение при совершенствовании рецептуры БР в связи с тем, что молекулы акрилатов по сравнению с полисахаридами более устойчивы к нагреванию, воздействию солей и микробиологической деструкции [4].

Среди экологических аспектов применения акриловых БР можно выделить способность к биодеструкции в аэробной среде под действием бактерий и микромицетов (до углекислого газа и воды); фитотоксическое действие; влияние на водную микробиоту; аккумуляция в органах и тканях живых организмов и др. С точки зрения промышленной санитарии и производственной безопасности важны такие, как токсичность (величина предельно-допустимой концентрации в воздухе рабочей зоны, летальная концентрация и пр.) и пожаровзрывоопасность [5].

Отечественная промышленность наращивает объем и номенклатуру производимых акриловых БР. При этом экологические аспекты применения акриловых БР пока недостаточно изучены. Саратовский филиал НИИ полимеров производит полиакриламиды марок А-930, А-230 и АК-640. Гелеобразный ПАА (продукт полимеризации АА) получают известковым или аммиачным способом. ПАА марок «ПРАЕСТОЛ 2530» и «ПРАЕСТОЛ 2300 Д» производится ЗАО «Компания «Москва-Штокхаузен-Пермь» (г. Пермь). ФКП «Химкомбинат «Каменский» (г. Каменск-Шахтинский) выпускает ПАА марки А-230 (водный гель). ЗАО «ХЕМЕКС ДОР»

(г. Ярославль) освоил выпуск реагентов марки «ТЕРМОПАС» (водные растворы сополимеров АА). Аналогичным образом НПП «Азимут» (г. Уфа) производит акриловый реагент ГИВПАН (гидролизованное полиакрилонитрильное волокно) двух марок – «ГИВПАН-Н» и «ГИВПАН-Г».

Для поверхностных водоемов рыбохозяйственного назначения экологические характеристики ПАА следующие: лимитирующий признак вредности (ЛПВ) – токсикологический; ПДК – 0,05 мг/л; класс опасности – IV; полулетальная концентрация для дафний – 880 мг/л, для морского гальяна – 1630 мг/л за 96 часов [1].

Реагент ВПРГ (ТУ 2458-258-05757593-99) – гидролизированный полиакрилонитрил в виде сухого порошка, производится ОАО «Оргстекло» (г. Дзержинск).

В ОАО «Саратовнефтегаз» для собственных нужд изготавливают акриловый реагент, проводя щелочной гидролиз отходов нитронного волокна (сополимер акрилонитрила и итаконовой кислоты). На основе гидролизованного нитронного волокна завода «Нитрон» (г. Навои, Узбекистан) отдельным нефтяным компаниям начали поставлять порошкообразный акриловый реагент «Унифлок».

ПДК реагента «Унифлок» в поверхностных водоемах рыбохозяйственного назначения – 6,4 мг/л, класс токсичности – IV.

Производители акриловых полимеров предлагают для бурения и другие реагенты. Так, ОАО «Оргстекло» (г. Дзержинск) производит гидролизированный ПАН в виде водного раствора (10-15 %) и сухого порошка (ВПРГ), а также «Метакрил-14» (сополимер метакриловой кислоты и метилметакрилата) и его водорастворимую модификацию «Лакрис-20М» (соль сополимера метакриловой кислоты с метилметакрилатом). ПДК ЛАКРИС-20 в водоемах питьевого и культурно-бытового назначения – 2 мг/л, класс опасности – IV [2].

Гидролизированный АН («Гипан») – продукт гидролиза ПАН (10-15 %-ный водный раствор). ПДК ПАА марки Б для водоемов рыбохозяйственного назначения – 0,01 мг/л.

Реагент «К-4» – продукт неполного гидролиза полимеризованного АН с едким натром при соотношении компонентов 2,5:1 (10 %-ный водный раствор).

Метакриловый сополимер («Метас») является сополимером метакриловой кислоты и метакриламида. УНПМЕТАС – 199,5 мг/кг.

Гидролизированный ПАА «РС-2» (8 %-ный водный раствор) получают при гидролизе ПАА со щелочью в присутствии триполифосфата.

В последнее десятилетие НОЦ «Промысловая химия» разработал комплексную технологию SiXell, которая подразумевает последовательную закачку раствора полимера, осадкогелеобразующей композиции (ОГС) на основе солей алюминия и низкоконцентрированного раствора сшитого ПАА, применяемого в качестве буфера, защищающего ОГС от разбавления [5]. Используют ПАА марки FR 307 (линейный, гидролизированный), AN 125 SH (сшитый, сульфонированный).

IKSTAB L представляет собой растворимый в воде флокулянт, использующийся для стабилизации набухающих в воде и диспергирующихся глин. Это частично гидролизированный высокомолекулярный ПАА. Для облегчения смешивания он поставляется в виде эмульсии в углеводородной жидкости. *IKSTAB L* применяется в сочетании с хлористым калием для обеспечения высокого уровня стабилизации глинистых сланцев. Полулетальная концентрация для дафний составляет 880 мг/л, а для гальяна 1630 мг/л за 96 часов. Токсикологическая характеристика обусловлена наличием остаточного мономера – АА. АА оказывает потенциальное мутагенное, канцерогенное, общетоксическое и иное негативное воздействие на живые организмы. ПДК_{ПАА} в воде водоемов – 2,0 мг/дм³ [3].

Японской фирмой JTON-UMORY выпускается буровая добавка *Dk-drill A-1*, это сополимер акриламида и натриевой соли акриловой кислоты с молекулярной массой 110 а. е. и степенью гидролиза 30-35 %. Он представляет собой порошок белого цвета, хорошо растворимый в воде с образованием высоковязких растворов. *Dk-drill A-1* является реагентом многофункционального действия. В малых концентрациях (0,03-0,05 % масс.) придает БР вязкоупругие свойства, обеспечивающие лучший вынос шлама и снижение теплообмена между стенками скважины и потоком промывочной жидкости. В качестве стабилизатора и понизителя

фильтрации используется в концентрациях 0,3-0,35 %, а в концентрациях 0,002-0,005 % – в качестве флокулянта, способствующего очистке промывочной жидкости от выбуренной породы. В БР вводится в сухом виде или в виде 0,5-1,0 %-ного водного раствора.

СУРАN производится японской фирмой «CIANAMID». Данный реагент состоит из полимера полиакрилата натрия среднего молекулярного веса со значительным распределением анионного заряда. Представляет собой порошок светло-желтого цвета, хорошо растворимый в воде. При низких концентрациях (0,03 %) является флокулянт, а при концентрациях 0,1-0,15 % повышает вязкость, становится дефлокулянт.

Как видно из приведенных выше данных, современные акриловые БР более токсичны для окружающей среды (ОС), их ПДК для водоемов рыбохозяйственного назначения значительно ниже данного показателя у предшественников.

При введении в состав БР высокомолекулярных полиакрилатов возможно повышение токсичности до 100 мг/л. Кроме того, наблюдается значительное увеличение опасности БР для окружающей среды при одновременном присутствии в их составе как акриловых реагентов, так и феррохромлигносульфонатов, биоцидов, ингибиторов коррозии и др. (аддитивное действие).

Авторы [4] изучали бактериальное разложение акриловых БР (0,1 % масс.). Степень разложения пяти акриловых БР ассоциацией микроорганизмов за неделю представлена на рисунке 1.

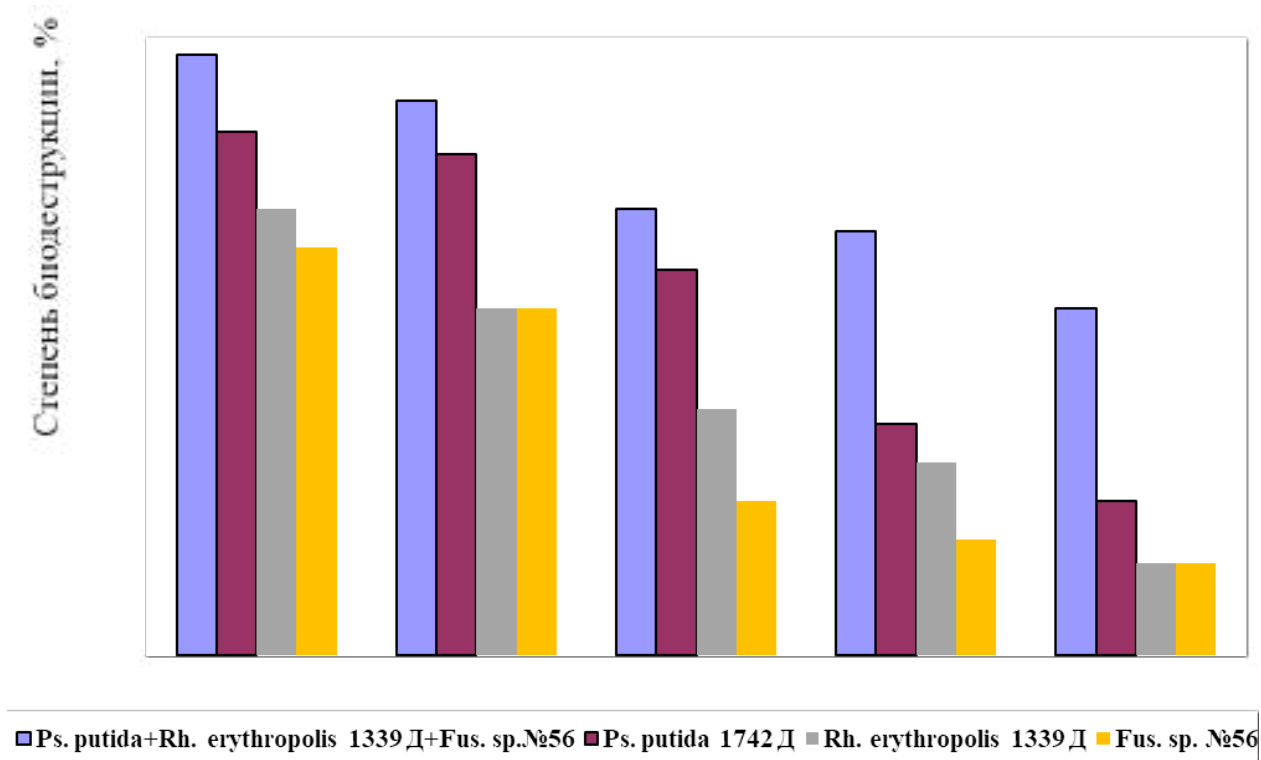


Рисунок 1 – Степень биодеструкции акриловых БР 0,1% масс. через 7 суток культивирования.

Как видно из рисунка 1, недельная биодеструкция акрилового IKSTABL консорциумом бактерий и микроскопического гриба составила 48 %.

Результаты определения фитотоксичности продуктов биодеструкции акриловых БР в почве показали, что для кресс-салата она значительно выше, чем в почве без внесения акриловых БР [4].

Расширение производства акриловых БР тесно связано с проблемой очистки сточных вод и снижения отрицательного воздействия этих веществ на окружающую среду. В добавок, современная технология обезвреживания отходов производства акриловых полимеров, основанная на сжигании отработанных сточных вод, не обеспечивает решение экологических проблем, несмотря на дороговизну и сложность технологии.

Библиографический список:

1. Барахнина В.Б. Биодеструкция буровых реагентов на акриловой основе. Безопасность в техносфере, №4, 2012. С. 26-30.
2. Барахнина В.Б. Биодеструкция отработанных буровых реагентов на акриловой основе. Экологический вестник России, №1, 2012. С. 36-40.
3. Барахнина В.Б. Способы интенсификации биоочистки почвы и воды от нефти, нефтепродуктов и некоторых буровых отходов, дисс. канд. техн. наук. Уфа: Изд-во УГНТУ, 1999. 24 с.
4. Фаррахова А.Т., Барахнина В.Б. Повышение промышленной и экологической безопасности на объектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Экологический вестник России. 2016. № 3. С. 25-28.
5. Фаттахова Э.З., Азнабаев И.Р., Моисеева Н.Г. и др. Изучение биостойкости отработанных буровых реагентов на акриловой основе. Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2015, № 6. С. 1-17.

УДК 622.276

Методы извлечения остаточной нефти на Туймазинском месторождении

Кобякова Ю. С., Яраханова Д. Г.

Казанский федеральный университет, г. Казань, Россия

Остаточной нефтью является та нефть, которая остается в пласте после главной добычи. Именно она может быть связана с трудноизвлекаемыми запасами, такими как нефть в низкопроницаемых, обводнённых пластах либо на больших глубинах.

Разработка продуктивных объектов Туймазинского месторождения ООО НГДУ «Туймазанефть» за рассматриваемый период характеризуется уменьшением ежегодной добычи нефти (Таблица 1), попутной воды и темпов отбора остаточных запасов (Таблица 2) [1].

Таблица 1 - Снижение годовой добычи нефти по НГДУ «Туймазанефть».

Объект разработки	Добыча нефти, тыс. т	% падения к предыдущему году	Добыча нефти, тыс. т	% падения к предыдущему году
Туймазинское:	565,0	+0,1	543,9	-3,7
– девон	307,8	+3,7	281,2	-8,64
– карбон	252,4	+3,6	256,9	+1,78
– прочие	4,8	+54,2	5,8	+20,8
НГДУ	918,8	+1,4	914,1	-0,5

Таблица 2 - Темпы оборота от основных запасов по основным объектам Туймазинского месторождения.

Объект	Темп оборота от остаточных извлекаемых запасов, %	
DI	2,09	2,07
DII	1,43	1,2
Девонские отложения	2,06	1,45
C ₁ ^{bb}	2,23	2,28
C ₁ ^t	2,53	2,71
Прочие	0,28	12,6
Туймазинское месторождение	2,05	2,01

Отборы жидкости по Туймазинскому месторождению уменьшилась на 632,176 тысяч тонн.

Продуктивные объекты разработки Туймазинского месторождения на рассматриваемый период были на завершающих стадиях, которые характеризовались существенной выработкой запасов нефти, высокой обводненностью 90,1 %, снижением годовой добычи нефти и воды, выводом скважин из эксплуатации.

С целью повышения нефтеотдачи применялись различные методы. Были выделены наиболее современные и распространенные способы увеличения нефтеотдачи. Эти методы разделены на следующие группы:

➤ химические:

закачка осадкогелеобразующей композиции «КОГОР», закачка нефтеноса, цеолита, соляно-кислотные обработки и обработки кислотой замедленного действия, обработка призабойной зоны пласта поверхностно – активными веществами, ингибиторами коррозии;

➤ тепловые:

обработка призабойной зоны пласта горячей нефтью, а также очистка труб и призабойной зоны магнитным активатором тепла и генератором тепла;

➤ механические:

вибровоздействие на пласт вибратором СВ, вибратором-пульсатором, клапаном для создания глубокой депрессии, а также очистка насосно-компрессорных труб от парафина штанговыми скребками, центраторами – фрезами;

➤ комбинированные:

обработка призабойной зоны нагнетательных скважин термохимическими зарядами, термоимплюзионная обработка ПЗП;

➤ гидродинамические:

нестационарное (циклическое) заводнение и изменение направления фильтрационных потоков, создание обратного конуса.

Анализ эффективности применения методов повышения нефтеотдачи пластов, которые используют на Туймазинском месторождении, показывает, что наиболее технологически эффективными являются гидродинамические методы.

В настоящее время на территории Республики Башкортостан используют ранее не задействованные в производстве методы и технологии для извлечения остаточной нефти. Одним из таких методов является бурение скважин с большим углом наклона, что позволяет добраться до труднодоступных участков пласта [2], также выделяется метод зарезки боковых стволов, на которые приходится 13% годовой добычи нефти по ООО НГДУ «Туймазанефть» [1].

Еще одним методом является применение технологии гидроразрыва пласта. Данная технология дает возможность повысить проницаемость пласта путем создания искусственных трещин, через которые нефть может легче выходить на поверхность. Однако, она может привести к загрязнению окружающей среды и требует больших затрат на реализацию [3].

Встречается также применение тепловых методов, таких как закачка пара или горячей воды в пласт. Это помогает размягчить нефть и облегчает её извлечение. Однако, данный метод также может быть дорогостоящим и может послужить причиной к изменению свойств пласта [4].

Прослеживается воздействие химическими методами, такими как применение поверхностно-активных веществ и полимеров (*Рисунок 1*). Они помогают улучшить смачиваемость породы и увеличить коэффициент вытеснения нефти из пласта. Но данные методы также могут быть дорогостоящими и иметь негативное воздействие на окружающую среду [4].

Однако использование данных методов требует значительных инвестиций и может привести к негативным экологическим последствиям. По этой причине необходимо проводить тщательное исследование каждого метода перед его применением на практике.

Помимо этого, следует учитывать, что каждый метод имеет свои преимущества и недостатки. Например, бурение скважин с большим углом наклона может являться более эффективным, но в то же время более дорогостоящим и трудоемким. Использование высоких температур и давления может привести к увеличению объемов добычи, но также может вызвать загрязнение окружающей среды.

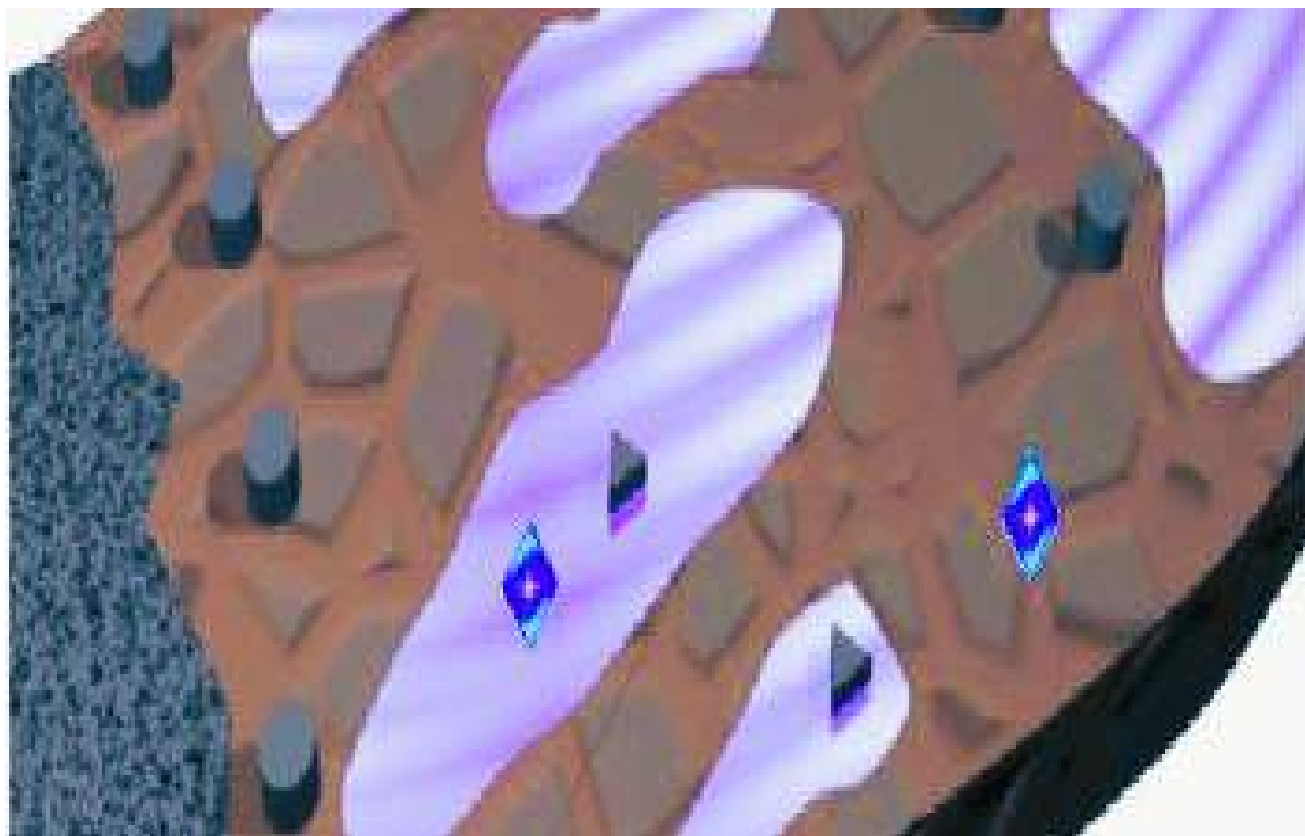


Рисунок 1 - Полимерное заводнение

Таким образом, анализ методов извлечения остаточной нефти показывает, что существуют различные подходы, которые могут быть использованы для увеличения объемов остаточной нефти. Каждый из них имеет свои преимущества и недостатки, и выбор определенного метода зависит от геологических условий, экономических показателей и экологических ограничений.

Библиографический список:

1. Р.Ф. Якупов Совершенствование выработки запасов прикровельной нефти водоплавающих залежей Туймазинского месторождения: дисс. к.т.н. 25.00.17 / Р.Ф. Якупов; науч. рук. В.В. Мухаметшин; УГНТУ. Уфа, 2021. – с. 132.
2. А.С. Беляева Эффективные методы извлечения остаточной нефти на месторождениях Республики Башкортостан / А.С. Беляева // Экспозиция Нефть Газ. – 2010. – №6/Н (12). – с. 47-51.
3. Л.В. Петрова Геолого-технические условия разработки Туймазинского месторождения / Л.В. Петрова, Э.А. Султанбекова // The Scientific heritage. – 2021. – №62. – с.16-20.
4. Ю.В. Зейгман Анализ и регулирование разработки нефтяного месторождения с целью достижения потенциальной нефтеотдачи / Ю.В. Зейгман, Н.М. Токарова // Эл. журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – №1. – с. 81-97.

Увеличение продуктивности скважин методом солянокислотных обработок / Technologie de traitement des puits à l'acide chlorhydriqueВеличко Е. И.¹, Хамза Х. А.¹, Близнюков В. Ю.²*1 - Кубанский государственный технологический университет, Институт нефти, газа и энергетики, г. Краснодар, Россия**2 - Д.т.н., профессор, действительный член РАН, г. Москва, Россия*

Аннотация. Технология солянокислотных обработок скважин – это методика проведения технического процесса для очистки скважин от отложений и улучшения продуктивности. Статья описывает основные принципы и технологии, используемые для проведения солянокислотных обработок, и рассматривает их эффективность в контексте повышения извлечения нефти и газа из скважин.

Annotation. La technologie de traitement des puits à l'acide chlorhydrique est une technique permettant de réaliser un processus technique permettant de nettoyer les puits des sédiments et d'améliorer la productivité. L'article décrit les principes de base et les technologies utilisées pour effectuer les traitements à l'acide chlorhydrique et examine leur efficacité dans le contexte de la récupération croissante du pétrole et du gaz des puits.

Ключевые слова: Скважин, эффективность, насос, жидкость, Эффект, Кислотная ванна.

Mots-clés: Puits, efficacité, pompe, liquide, Effet, Bain acide.

Процесс солянокислотной обработки скважины заключается в нагнетании в пласт раствора соляной кислоты насосом или самотеком, если пластовое давление низкое.

Порядок работ при этом следующий. Скважину очищают от песка, грязи, парафина и продуктов коррозии. Для очистки стенок скважины от цементной и глинистой корки и от продуктов коррозии при открытом забое применяют «кислотную ванну». При этом раствор кислоты подают на забой через скважины и выдерживают ее там, не продавливая в пласт. Через несколько часов отреагировав, кислота вместе с продуктами реакции вымывается на поверхность обратной промывкой нагнетанием промывочной жидкости (нефть или вода) в затрубное пространство скважины.[1]

Кислотная ванна предупреждает попадание загрязняющих материалов в поровое пространство пласта при последующей обработке. Поэтому кислотная ванна считается одним из первых и обязательных этапов кислотного воздействия на пласт. Перед обработкой скважины у ее устья устанавливают необходимое оборудование и опрессовывают все трубопроводы на полуторакратное рабочее давление. В случае закачки раствора кислоты самотеком опрессовку оборудования не производят.

Параллельно с обвязкой устья скважины к месту работы подвозят подготовленный раствор соляной кислоты или готовят его тут же у скважины.

Сначала скважину заполняют нефтью и устанавливают циркуляцию. Затем в трубы нагнетают заготовленный раствор соляной кислоты. Объем нефти, вытесненной из скважины через кольцевое пространство, измеряют в мернике. Количество первой порции кислоты, нагнетаемой в скважину, рассчитывают так, чтобы она заполняла трубы и кольцевое пространство от башмака труб до кровли пласта. После этого закрывают задвижку на отводе из затрубного пространства и остатки заготовленного кислотного раствора под давлением закачивают в скважину. Кислота при этом поступает в пласт. Оставшуюся в трубах и в нижней части скважины кислоту также продавливают в пласт водой или нефтью. [2]

При низких давлениях в скважинах не всегда удается установить циркуляцию при промывке нефтью вследствие поглощения ее пластом. В этом случае в скважину прокачивают с максимально возможной скоростью от 10 до 20 м³ нефти и при этом

наблюдают за положением уровня в кольцевом пространстве при помощи эхолота или других приборов (например, газовых счетчиков). Установив, что уровень в скважине перестал подниматься, не прерывая процесса, в скважину вслед за нефтью на той же скорости нагнетают весь рассчитанный объем кислоты, а затем закачивают нефть для вытеснения кислоты из труб.

Нагнетать кислоту в пласт необходимо с максимально возможными скоростями, чтобы кислота проникала на большие расстояния от ствола скважины.

После продавливания кислотного раствора в пласт скважину оставляют на некоторое время в покое для реагирования кислоты с породой, после чего пускают скважину в эксплуатацию. [3]

Технология проведения соляно-кислотных обработок неодинакова и может изменяться в зависимости от физических свойств пласта, его мощности и прочих условий. В простейшем случае процесс обработки сводится к обычной закачке кислоты в пласт насосом или самотеком, как описано выше.

При наличии одного мощного пласта рекомендуется применять ступенчатую обработку. Для этого всю мощность пласта разбивают на интервалы по 10-20 м, которые поочередно, начиная с верхнего, обрабатывают раствором кислоты с установкой башмака труб в нижней части обрабатываемого интервала. [4]

При обработке слабопроницаемых пород часто не удастся прокачать в пласт сразу значительное количество кислоты. В этом случае хорошие результаты дает двухстадийная обработка. На первой стадии в пласт закачивают 2-3 м³ раствора кислоты и выдерживают скважину под давлением в течение нескольких часов. После того как давление в закрытой скважине снизится, закачивают вторую порцию кислоты в количестве 5-7 м³.

Другой разновидностью соляно-кислотных обработок являются серийные обработки, заключающиеся в том, что скважину последовательно 3-4 раза обрабатывают кислотой с интервалом между обработками 5-10 дней. Серийные обработки дают хорошие результаты в скважинах, эксплуатирующих малопроницаемые пласты.

Эффект от соляно-кислотной обработки определяется разностью в величине коэффициента продуктивности скважин до и после обработки, а также количеством дополнительной нефти, добытой из скважины после ее обработки. [5]

Кислотную обработку газовой скважины проводят так же, как и нефтяной. При этом глушение газового фонтана производится нагнетанием в скважину нефти, воды или глинистого раствора. Наряду с этим применяется также метод кислотной обработки под давлением без глушения скважины. Тогда после закачки в скважину кислоты ее продавливают в пласт воздухом или газом при помощи компрессора.

Библиографический список:

1. Article de recherche : "Acidizing Oil Wells with Hydrochloric Acid", Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects, par A. Tariq, S. Nasir, M.A. Khan (2017)
2. Livre : "Petroleum Production Engineering", par Boyun Guo, William C. Lyons, et Ali Ghalambor (2016). Chapitre sur le traitement des puits à l'acide chlorhydrique.
3. Document technique : "Hydrochloric Acid Safety Manual", publié par la National Oceanic and Atmospheric Administration (NOAA) (2019).
4. Article de magazine spécialisé : "Advancements in Hydrochloric Acid Stimulation Techniques for Enhanced Oil Recovery" dans Oil & Gas Journal, par R. Khan, P. Smith (2018).
5. Rapport industriel : "Best Practices for Hydrochloric Acid Fracturing in Shale Reservoirs", American Petroleum Institute (API) (2020).

Особенности циклической эксплуатации газлифтных скважин в условиях роста обводненности продукции

Верисокин А. Е.¹, Вержбицкий В. В.¹, Кутовой А. С.¹, Близнюков В. Ю.²

1 - Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

2 - Д.т.н., профессор, действительный член РАН, г. Москва, Россия

По тематике эффективной эксплуатации газлифта на морском месторождении Белый Тигр дан анализ мониторинга 33-х скважин, переведенных на кратковременную эксплуатацию в режиме 1 день работы, 2 дня накопления жидкости в стволе скважины. Проведена статистическая обработка технологических параметров наблюдаемой группы скважин. По результатам корреляционного анализа сделаны выводы об эффективности работы конкретных скважин в группе.

В практике эксплуатации газлифтных нефтяных скважин при падении пластовых давлений и обводнении продукции широко применяются кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) в режиме циклического включения (период накопления жидкости в режиме отстоя + период работы скважины в обычном непрерывном режиме). Вместе с этим, КЭС и периодический газлифт не всегда эффективны. При переводе их на подобные режимы необходима индивидуальная оценка рабочих характеристик, включая параметры продуктивности, газовый фактор, конструкцию скважины и др. Мониторинг таких скважин проведен на месторождении Белый Тигр, где в циклическом режиме эксплуатируются 33 газлифтных скважины с низкими дебитами и низкими забойными давлениями. Их суммарные технологические характеристики представлены на рисунке 1.

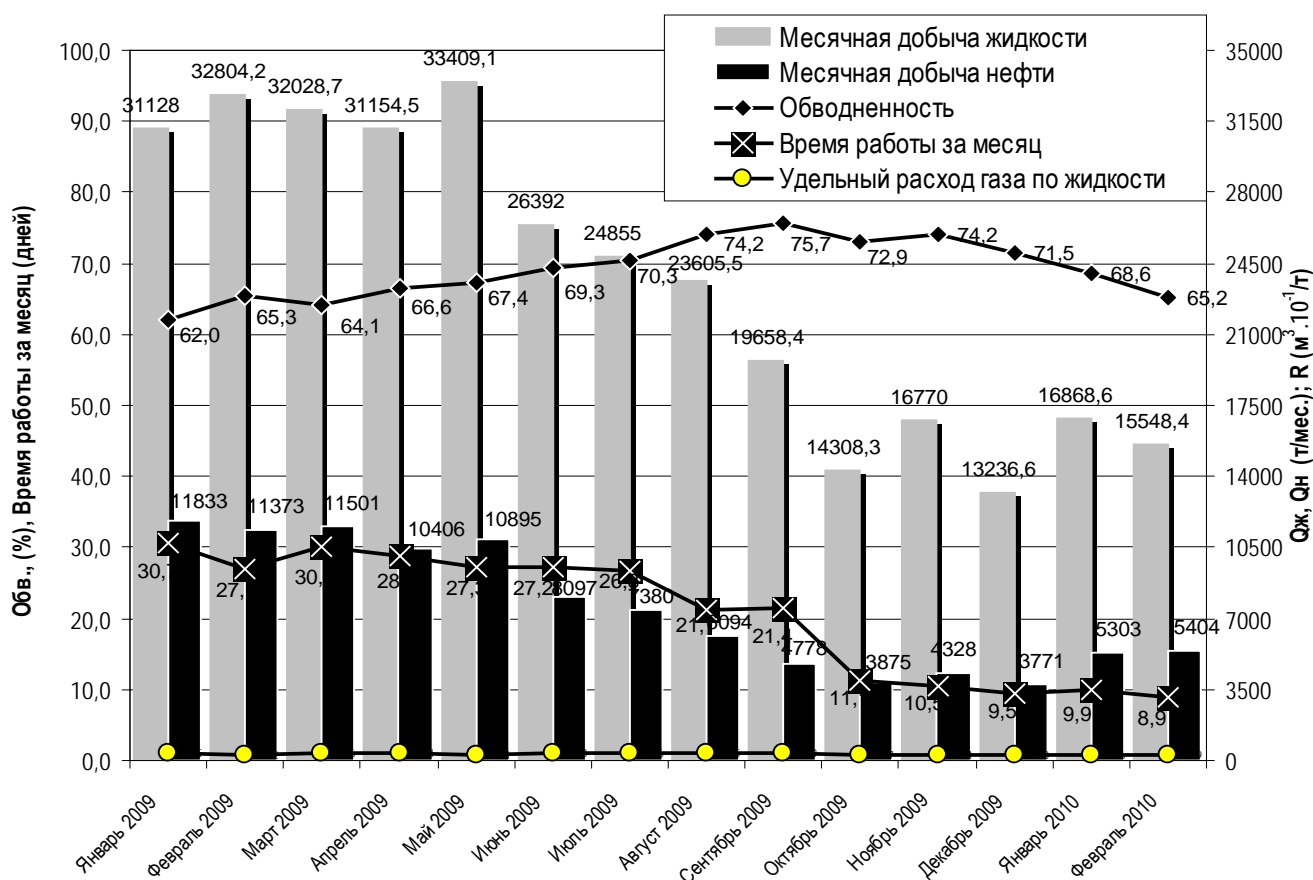


Рисунок 1 – Динамика основных технологических характеристик группы газлифтных скважин, переведенных на циклические включения.

На рисунке 1 отображены среднемесячные суммарные характеристики всех исследуемых скважин за период наблюдения 14 месяцев. При этом показан характер изменения дебитов жидкости и нефти, обводненность продукции скважин, удельный расход компримированного газа, время работы за месяц. С 1 октября 2009 года для всей представленной группы скважин установлен циклический режим включения (1 день непрерывной работы и 2 дня отстоя в режиме накопления жидкости). Анализ работы скважин проводился за период до и после перевода на циклический режим.

Для оценки влияния временного фактора на среднемесячную добычу нефти и обводненность проведена статистическая обработка основных технологических параметров всей рассматриваемой группы нефтяных скважин, установлена корреляционная взаимосвязь указанных параметров для каждой из 33 скважин за весь период наблюдения. С целью сокращения числа факторов влияния в группе, исследуемые скважины разделены на две подгруппы: мало обводненные и обводняющиеся скважин. Результаты корреляции по выделенным подгруппам приведены в таблице 1 и таблице 2.

Таблица 1 – Результаты оценки корреляционной связи технологических параметров мало обводненных скважин за 14 месяцев эксплуатации.

№№ пп	Скв./№ГТС	Объект эксплуатации	rs (Т-Обв)	rs (Т-Qн)
1	27/МСП1	БТ-НМ-ЦСВ	-0,768	-0,434
2	28/МСП1	БТ-НМ-ЦСВ	0,474	-0,371
3	83/4	БТ-ВО	0,716	0,128*
4	88/4	БТ-ВО	0,565	0,665
5	91/4	БТ-ВО	-0,311	0,299
6	90/6	БТ-Ф-СБЛ	0,341	0,257
7	110/6	БТ-НО	0,284	0,480
8	605/6	БТ-НО	0,369	0,419
9	708/7	БТ-НМ-ССВ	0,392	0,769
10	711/7	БТ-НО	-0,213	0,790
11	811/8	БТ-ВО	-0,367	0,191*
12	1001/10	БТ-ВО	-0,295	0,063*
13	1119/11	БТ-НО	-0,081*	0,863
14	460/бк8	БТ-Ф-ЦБЛ		0,411
15	8003/бк8	БТ-Ф-ЦБЛ	0,595	0,778

Величины коэффициента корреляции, свидетельствующие о наличии или отсутствии корреляционной взаимосвязи между рассматриваемыми параметрами, проверены на значимость.

Полученные величины сравнивались с критическими значениями, определяемыми по таблице распределения Стьюдента [1] при заданном уровне значимости (проверка значимости проведена для выборки, начиная от низких значений числа корреляции до положительного результата*).

Результаты проведенной проверки для незначимых величин корреляционного анализа отмечены в таблице 1 и таблице 2 символом (*).

Уровень представленного в таблицах 1 корреляционного анализа указывает на существенную обратную зависимость чистого времени работы (чистое время работы скважины - время накопленное в течении отчетного месяца, без учета времени остановки для накопления жидкости в стволе скважины) 5-и мало обводненных скважин от роста обводненности rs (Т-Обв) и одной скважины с низким уровнем зависимости, другими словами, рост времени простоя 5-и скважины в период накопления жидкости приводит к росту обводнения их продукции. В таблице 1, восемь скважин имеют положительную тенденцию к падению обводненности при их переводе на цикличность.

Таблица 2 - Результаты оценки корреляционной взаимосвязи технологических параметров обводняющихся скважин за 14 месяцев эксплуатации.

№№ пп	Скв./№ГТС	Объект эксплуатации	r_s (Т-Обв)	r_s (Т-Qн)
1	46/1	БТ-НМ-ЦСВ	-0,021*	0,523
2	61/3	БТ-НО	-0,071*	0,666
3	42/1	БТ-НМ-ЦСВ	-0,364	0,894
4	38/1	БТ-НМ-ЦСВ	-0,378	0,576
5	60/4	БТ-НМ-ССВ	-0,825	0,379
6	64/3	БТ-НО	-0,263	0,944
7	117/5	БТ-НМ-ССВ	0,012*	0,572
8	485/БК2	БТ-Ф-ЦБЛ	-0,884	0,857
9	806/8	БТ-НМ-ССВ	0,636	0,535
10	804/8	БТ-Ф-ЦБЛ	-0,865	0,855
11	820/8	БТ-Ф-СБЛ	-0,628	0,530
12	809/8	БТ-НМ-ССВ	-0,556	0,639
13	1017/10	БТ-НО	-0,510	0,828
14	817/8	БТ-НМ-ССВ	-0,307	0,681
15	7010/БК7	БТ-Ф-ЦБЛ	0,115*	0,778
16	7011/БК7	БТ-Ф-ЦБЛ	-0,090*	-0,144*
17	1106/11	БТ-НО	-0,437	0,335
18	7005/БК7	БТ-Ф-ЦБЛ	-0,715	0,921

Среди обводняющихся скважин, представленных в таблице 2, в циклическом режиме, рост обводненности выражено наблюдается у 12 скважин, и 6 скважин имеют слабо выраженную отрицательную корреляционную связь чистого времени работы с ростом обводнения продукции.

Динамика чистого времени работы скважин и дебитов нефти по месяцам $r_s(T-Q_n)$ для 10 мало обводненных (таблица 1) и 17 обводняющихся (таблица 2) наблюдаемых скважин имеет четко выраженную положительную корреляционную взаимосвязь, т.е. с ростом чистого времени их работы месячная добыча сырой нефти возрастает. Корреляционная взаимосвязь $r_s(T-Q_n)$ двух мало обводненных скважин в таблице 1 и одной в таблице 2 имеет выраженный отрицательный характер. Три скважины, помеченные в таблице 1 и одна в таблице 2 символом (*), не имеют обозначенной корреляционной зависимости $r_s(T-Q_n)$.

По характеру корреляционных взаимосвязей выполнена выборка эффективно работающих скважин. Динамика их технологических характеристик отображена на рисунке 2. Основные технологические характеристики группы газлифтных скважин, которые по результатам корреляционного анализа предполагают пересмотр условий их эксплуатации с позиций технологии добычи, представлена на рисунке 3.

Вместе с тем, некоторое падение добычи нефти высоко обводненных скважин при относительной стабилизации их обводнения, с точки зрения разработки месторождения, может являться положительным фактором.

Таким образом, одной из особенностей циклической эксплуатации газлифтных скважин является нечетко выраженный характер изменения их рабочих характеристик, что предполагает продолжительный мониторинг таких скважин с последующей статистической обработкой результатов наблюдения. В частности, корреляционный анализ, как показано выше, позволяет выполнить выборку эффективно действующих скважин и дать оценку их работе при изменении режимов эксплуатации.

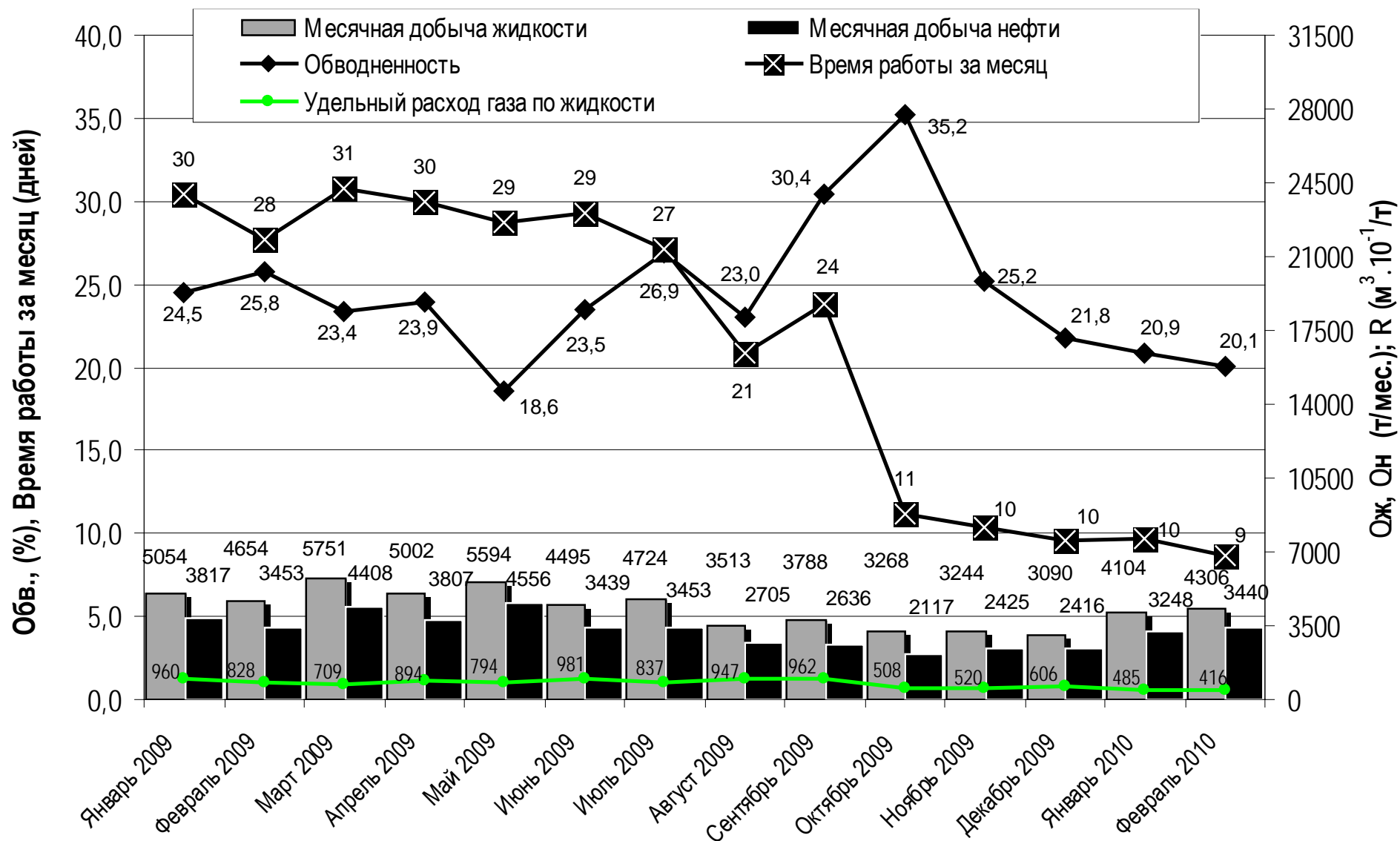


Рисунок 2 – Динамика основных технологических характеристик группы эффективно работающих газлифтных скважин, переведенных на циклические включения (27, 28, 42, 46, 64, 83, 91, 90, 110, 605, 806, 811, 817, 1001, 1106, 1119, 7010, 7011, 8003).

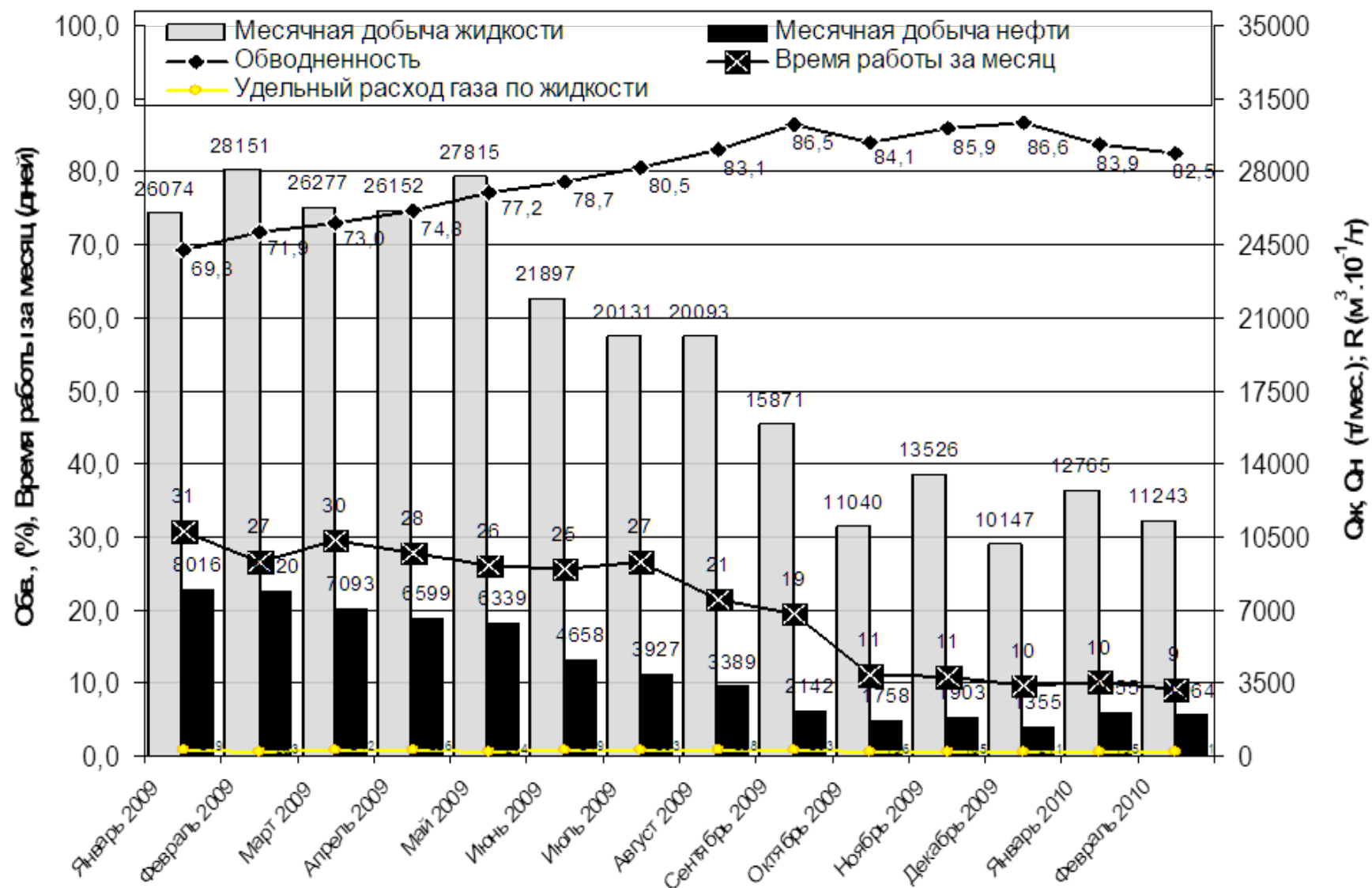


Рисунок 3 – Динамика основных технологических характеристик подгруппы газлифтных скважин, которые предполагают пересмотр условий их эксплуатации.

Библиографический список:

1. А. Х. Мирзаджанзаде, В. П. Филиппов, И. М. Аметов. Системные методы в нефтедобыче - Москва.: Издательство «Техника». ООО «ТУМА ГРУПП», 2002.

УДК 614.8:622.276

Анализ психологических аспектов безопасности в условиях добычи углеводородов

Соходон Г. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Анализ психологических аспектов безопасности в нефтегазовой промышленности представляет высокую актуальность, так как безопасность работников и оборудования является приоритетной задачей в данной отрасли. Психологические аспекты могут влиять на поведение работников, их внимание, концентрацию, реакцию на стрессовые ситуации, что в свою очередь может повлиять на возникновение аварий и происшествий. Понимание психологических особенностей работников влияет на разработку эффективных программ обучения, мотивации, контроля за соблюдением правил и норм безопасности. Поэтому анализ психологических аспектов является важной составляющей обеспечения безопасности в нефтегазовой отрасли и необходим для предотвращения производственных аварий и травм.

Психологическое состояние работников, занятых в добыче углеводородов, имеет прямое влияние на безопасность и производительность. Негативные эмоции, стресс, усталость или отвлечение могут привести к повышенному уровню несчастных случаев, ошибкам или неправильному выполнению инструкций по безопасности. Стресс на месте добычи углеводородов может быть вызван различными факторами, такими как необходимость соблюдения строгих мер безопасности, работа под давлением времени, нестабильность рынка углеводородов, а также физическими усилиями, связанными с выполнением работ на местах добычи [1].

Тревожность у работников может возникать из-за опасностей, связанных с добычей углеводородов, а также из-за неопределенности будущих перспектив в данной отрасли. Это может приводить к постоянному напряжению и беспокойству. Усталость также является распространенным явлением среди работников, занятых на местах добычи углеводородов, особенно из-за тяжелых физических нагрузок, длительных рабочих смен и неудовлетворительных условий работы [2].

Для уменьшения уровня стресса, тревожности и усталости на местах добычи углеводородов необходимо предоставлять работникам поддержку в виде четкой организации труда, обучение по безопасности и соблюдению правил, предоставление возможностей для отдыха и восстановления, а также обеспечение комфортных условий работы. Также важно проводить регулярные обследования состояния здоровья работников и предоставлять доступ к профессиональной психологической поддержке.

Одним из ключевых психологических аспектов, как уже говорилось выше, является уровень тревожности работников. Повышенный уровень тревожности может привести к более импульсивному принятию решений, что, в свою очередь, может увеличить риск несчастных случаев на месторождении. В этой связи, важно обучать сотрудников навыкам управления стрессом и тревожностью, чтобы они могли оставаться спокойными и принимать обдуманные решения в стрессовых ситуациях.

Другим важным психологическим аспектом является влияние субъективного восприятия риска. Люди могут воспринимать определенные действия как менее опасные, чем они на самом деле являются, что может привести к неправильному принятию решений [3]. Поэтому важно обучать работников анализу и оценке рисков, чтобы они могли правильно оценивать потенциальные опасности и принимать соответствующие меры предосторожности.

Хорошая коммуникация является одним из ключевых факторов безопасности при работе на месторождениях углеводородов. В рабочих условиях существует множество рисков, связанных с обращением с опасными материалами и оборудованием, а также с выполнением сложных технологических процессов. Для обеспечения безопасности работников необходимо не только иметь хорошо обученный и опытный персонал, но и наладить эффективную систему коммуникации и связи между всеми сотрудниками, включая операторов, инженеров, менеджеров и технический персонал.

Хорошая коммуникация обеспечивает возможность быстрого и точного обмена информацией, что позволяет управлять рисками и принимать важные решения. Например, операторы должны быть способны своевременно докладывать о любых нештатных ситуациях. Кроме того, хорошая коммуникация также позволяет обеспечить правильное понимание инструкций и технических документов, что снижает риски производственных отказов и повышает качество продукции.

В целом, значимость хорошей коммуникации для обеспечения безопасности при работе на месторождениях углеводородов заключается в том, что она позволяет своевременно выявлять и устранять проблемы, избегать нештатных ситуаций и повышать эффективность работы всей команды. В условиях производственного процесса любое недопонимание, незнание или неправильное понимание могут привести к серьезным последствиям. Поэтому важно следить за качеством коммуникации и внедрять эффективные методы связи и общения на рабочих местах.

В нефтегазодобывающей отрасли важно обеспечить работников мотивацией и поддержкой, поскольку их работа связана с высокими уровнями риска и потенциальной опасностью. Мотивированные сотрудники обычно более внимательны к безопасности и меньше подвержены недисциплинированному поведению. Мотивация и поддержка помогают снизить уровень стресса и повысить производительность, что, в свою очередь, способствует улучшению безопасности и эффективности работы в нефтегазодобывающей отрасли [4].

К основным факторам, повышающим мотивацию работника нефтегазодобывающего сектора, можно отнести:

- достойный уровень заработной платы и перспективные возможности карьерного роста;
- уважение и признание: возможность проявить свои навыки, заслуги и достижения, получить признание и поощрение со стороны руководства и коллег;
- интересные и разнообразные задачи: возможность работать с новыми технологиями, участвовать в уникальных проектах и решать технически сложные задачи;
- различный спектр социальных льгот и бонусов, компенсаций за отдельные виды работ или условия труда;
- участие в принятии решений: возможность принимать решения и оказывать влияние на технологические и стратегические аспекты работы на месторождениях углеводородов;
- возможность обучения и профессионального развития: обеспечение доступа к обучению, возможность участвовать в тренингах, семинарах, конференциях и других мероприятиях, способствующих профессиональному и личностному росту.

Для поддержки физического и психологического благополучия работников, нефтегазодобывающая компания может предложить различные программы и инициативы, среди которых:

- психологические консультации и поддержка: организация регулярных консультаций со специалистами по психологии для работников, которые могут столкнуться с стрессом и трудностями во время работы на месторождениях углеводородов;
- обучение навыкам управления стрессом: проведение тренингов по управлению стрессом, помощь работникам в освоении методов релаксации и медитации для снятия напряжения и повышения психологической устойчивости;
- мониторинг психологического состояния: регулярное проведение психологических анкетирований и опросов среди работников для выявления потенциальных проблем и стрессовых ситуаций на месторождениях углеводородов;

- проведение групповых сессий: совместные групповые сессии с участием психологов для обсуждения проблем и поиском совместных решений, создание поддерживающей атмосферы и солидарности среди коллег;

- разработка справочных материалов: создание информационных брошюр и руководств по управлению стрессом, самопомощи и психологической поддержке для работников на месторождениях углеводородов.

В международных стандартах важное место отводится профессиональной подготовке персонала, особенно работников, непосредственно занимающихся добычей и транспортировкой углеводородов. Они должны быть не только технически подготовлены, но и иметь знания о безопасности и здоровье, а также общих принципах психологической стабильности на рабочем месте. Ниже, в таблице 1, приведены примеры успешных интеграций психологических аспектов безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.

Таблица 1 – Примеры успешной интеграции психологических аспектов безопасности в нефтегазодобывающей отрасли.

Страна	Успешные интеграции психологических аспектов безопасности в нефтегазодобывающей отрасли
США	Программы тренировок сотрудников на предмет управления стрессом и эмоциональной поддержки.
Норвегия	Внедрение психологических консультаций для сотрудников и премии за безопасное поведение.
Канада	Регулярные оценки психологического благополучия работников и обучение управляющих по действиям в кризисных ситуациях.
Россия	Создание психологических сервисов для поддержки работников после аварий и ЧП.
Австралия	Разработка программ укрепления психологической устойчивости и доверительных отношений между сотрудниками.

Эффективность практики успешной интеграции психологических аспектов безопасности в нефтегазодобывающей отрасли может оцениваться по различным критериям, таким как уровень снижения числа производственных травматизмов, повышение безопасности работы, улучшение психологического благополучия сотрудников и т.д.

На текущий момент нет четких данных о том, в какой стране практика интеграции психологических аспектов безопасности в нефтегазодобывающей отрасли была бы признана лучшей. Различные страны имеют разные подходы к интеграции психологических аспектов безопасности, и в каждой из них могут быть различные аспекты, которые можно было бы считать лучшими.

Кроме того, оценка лучшей практики подразумевает субъективную оценку, в зависимости от того, какие критерии и приоритеты применяются при оценке эффективности интеграции психологических аспектов безопасности.

Для обучения работников в сфере психологических аспектов безопасности можно предложить следующие программы:

- программа по ознакомлению с основными принципами безопасности на месторождениях углеводородов, включая правила безопасного поведения, процедуры эвакуации, использование средств защиты и др.;

- обучающая программа по работе с опасными веществами, включая правила и методы контроля за ними, предупреждение отравлений и аварийных ситуаций;

- тренинг по управлению рисками на месторождениях, включая оценку и минимизацию рисков, разработку мер безопасности и планов действий в случае чрезвычайных ситуаций.

- программа профессиональной подготовки по оказанию первой помощи при несчастных случаях и авариях на месторождениях углеводородов.
- обучение по правилам эксплуатации и техническому обслуживанию средств защиты и аварийной спасательной техники;
- программа по обучению сотрудников основам пожарной безопасности, включая профилактику пожаров, действия при возникновении пожара и способы тушения пожаров на месторождениях.

Обмен опытом с другими компаниями может быть очень полезным для улучшения психологических аспектов безопасности в нефтегазодобывающей отрасли. Компании могут обмениваться информацией о своих успешных практиках и методах для улучшения психологической и социальной поддержки сотрудников. Это может включать в себя совместное проведение тренингов и семинаров, обмен лучшими практиками и инновациями, а также участие во взаимных проектах и исследованиях.

Такие меры могут помочь компаниям повысить уровень сотрудничества и доверия между работниками, а также снизить риск возникновения конфликтных ситуаций на рабочих местах. Это, в свою очередь, содействует улучшению общей безопасности и эффективности работы в отрасли.

Основные выводы

В сфере безопасности при работе с углеводородами, перспективы развития психологии связаны с непрерывным совершенствованием понимания психологических аспектов, влияющих на безопасность и профессиональное поведение работников. Это может включать в себя изучение стрессовых ситуаций, управление эмоциями и тревогой, развитие решений в экстремальных ситуациях, развитие навыков коммуникации и управления конфликтами, а также обеспечение психологической поддержки для работников. Одной из перспектив развития психологии в этой области является разработка и внедрение специальных психологических программ и тренингов для работников, направленных на повышение уровня их профессиональной компетентности и способности эффективно справляться с различными ситуациями в рабочей среде. Также, важным направлением для развития психологии в сфере безопасности при работе с углеводородами, является усовершенствование системы мониторинга и оценки психологического состояния работников, чтобы своевременно выявлять потенциальные проблемы и предотвращать возможные негативные последствия для безопасности и здоровья персонала.

Таким образом, анализ психологических аспектов при добыче углеводородов является важным, так как работа в этой отрасли обычно связана с высоким уровнем стресса и опасности. Работники должны быть готовы к длительным периодам в условиях изоляции, непредсказуемым ситуациям и высоким нагрузкам. Психологический анализ поможет определить, какие требования предъявляются к работникам в этой сфере, и каким образом их можно подготовить и поддержать, чтобы обеспечить их безопасность и благополучие. Кроме того, психологический анализ может помочь в улучшении командной работы и снижении конфликтов, что также важно для безопасной и эффективной работы на месторождениях углеводородов.

Библиографический список:

1. Либерман, А. Н. Техногенная безопасность: человеческий фактор [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://studylib.ru/doc/2481910/tehnogennaya-bezopasnost.--chelovecheskij-faktor?ysclid=lq9yrdpbdc865276641>, свободный. – Яз. рус. – (Дата обращения: 15.01.2024).
2. Шаповалова, Е. А., Батталова, П. А. Фактор человеческой ошибки в эргатических системах при обслуживании опасных производственных объектов нефтяной отрасли [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://moluch.ru/archive/451/99411/?ysclid=lq9yikcpt5914285317>, свободный. – Яз. рус. – (Дата обращения: 16.01.2024).

3. Пинигина, Г. В., Тациенко, В. П., Смагина, С. С., Кондрина, И. В., Мешков, А. А. Психологический аспект влияния человеческого фактора на безопасность труда людей, работающих на угледобывающих предприятиях [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://cyberleninka.ru/article/n/psihologicheskii-aspekt-vliyaniya-chelovecheskogo-faktora-na-bezopasnost-truda-lyudey-rabotayuschih-na-ugledobyvayuschih/viewer>, свободный. – Яз. рус. – (Дата обращения 17.01.2024).

4. Дадаев, С. С., Арслангереева, З. З., Самохвалова, Е. П. Вопросы мотивации персонала на предприятиях нефтегазового комплекса России [Электронный ресурс] – Режим доступа : <https://cyberleninka.ru/article/n/voprosy-motivatsii-personala-na-predpriyatiyah-neftegazovogo-kompleksa-rossii/viewer>, свободный. – Яз. рус. – (Дата обращения 17.01.2024).

УДК 622.276.52+622.276.53

Сравнение и анализ двух вариантов эксплуатации нефтяной скважины с высоким содержанием газа

Ильин Д. М., Ксёэнз Т. Г.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Эксплуатация нефтегазоконденсатных месторождений представляет собой сложный процесс, связанные с некоторыми особенностями. Основная особенность и трудность – это выбор оптимального метода эксплуатации месторождения, а также рациональное сочетание различных методов.

В представленной статье будет рассмотрено сравнение двух методов эксплуатации скважины нефтегазоконденсатного месторождения. Первый метод, который будет рассмотрен – это газлифтный способ эксплуатации с помощью газа высокого давления, альтернативный метод – это добыча нефти насосным способом, а именно с помощью электроцентробежного насоса. На данный момент на месторождении эта скважина работает с помощью газлифтного метода эксплуатации, для второго метода будет выполнен подбор насоса, а также средства для его правильной работы в оптимальном режиме эксплуатации.

Для выполнения исследования было выбрано нефтегазоконденсатное месторождение, расположенное на территории Республики Коми. В 1978 году в пробную эксплуатацию введена залежь в отложениях D2-D3. С 2000 года объект находится в промышленной разработке. На рисунке 1 изображена карта разработки нефтегазоконденсатного месторождения. В юго-восточном куполе располагается скважина 143 (выделена красным кружком), которую в ходе работы мы будем рассматривать. Данная скважина привлекла внимание, так как на нее приходится основная добыча жидких углеводородов, если точно, то 37 % от всей добычи на месторождении.

На рисунке 2 представлены показатели разработки 143 скважины. Как мы видим по графику, пластовое давление снижается со временем, но при появлении воды в скважине стабилизировалось и держится примерно на одном уровне при увеличении обводненности. С переходом на технологию ГВД с 2017 года отборы стабилизировались, но начали падать в 2022 году. Так же на графике показано отношение добытого газа к добытым жидким углеводородам с водой. С течением времени это отношение падает, что указывает на то, что идет нехватка газа для эксплуатации скважины вначале фонтанным способом (с помощью естественного газлифта), а затем уже газлифтным способом с помощью газа высокого давления.

На скважине 143 внедрена газлифтная технология добычи нефти с помощью газа высокого давления (ГВД). Этот способ эксплуатации скважин оказался технически возможным и экономически целесообразным, так как рядом с месторождением находится источник энергии ГВД – магистральный газопровод.

Для реализации технологии ГВД была произведена соответствующая обвязка устья скважин, представленная на рисунке 3. Газ высокого давления от компрессора 7 поступает через замерные узлы по трубопроводу 4 – на устье скважины, затем подается в затрубное пространство.

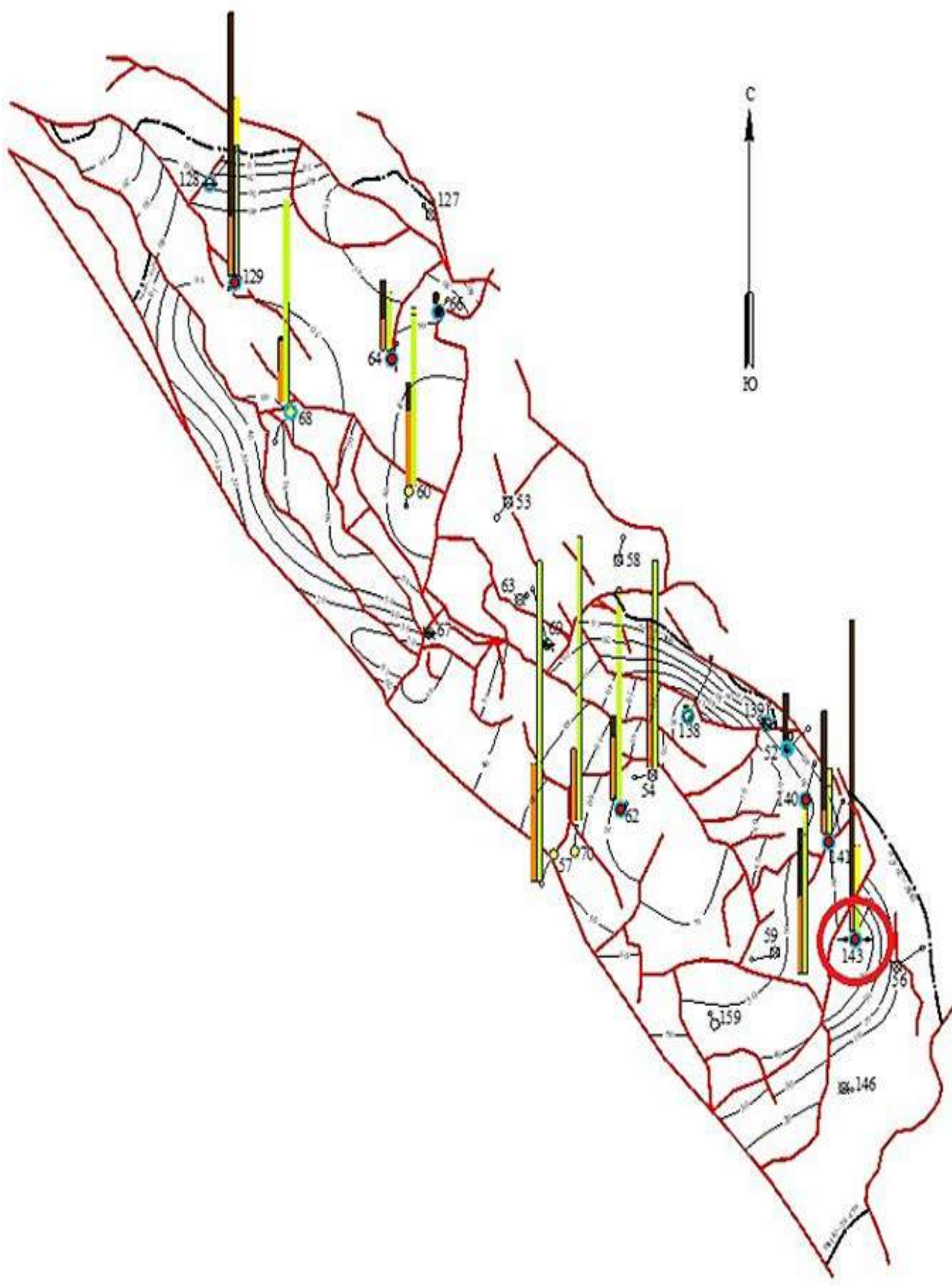


Рисунок 1 – Карта разработки нефтегазоконденсатного месторождения.

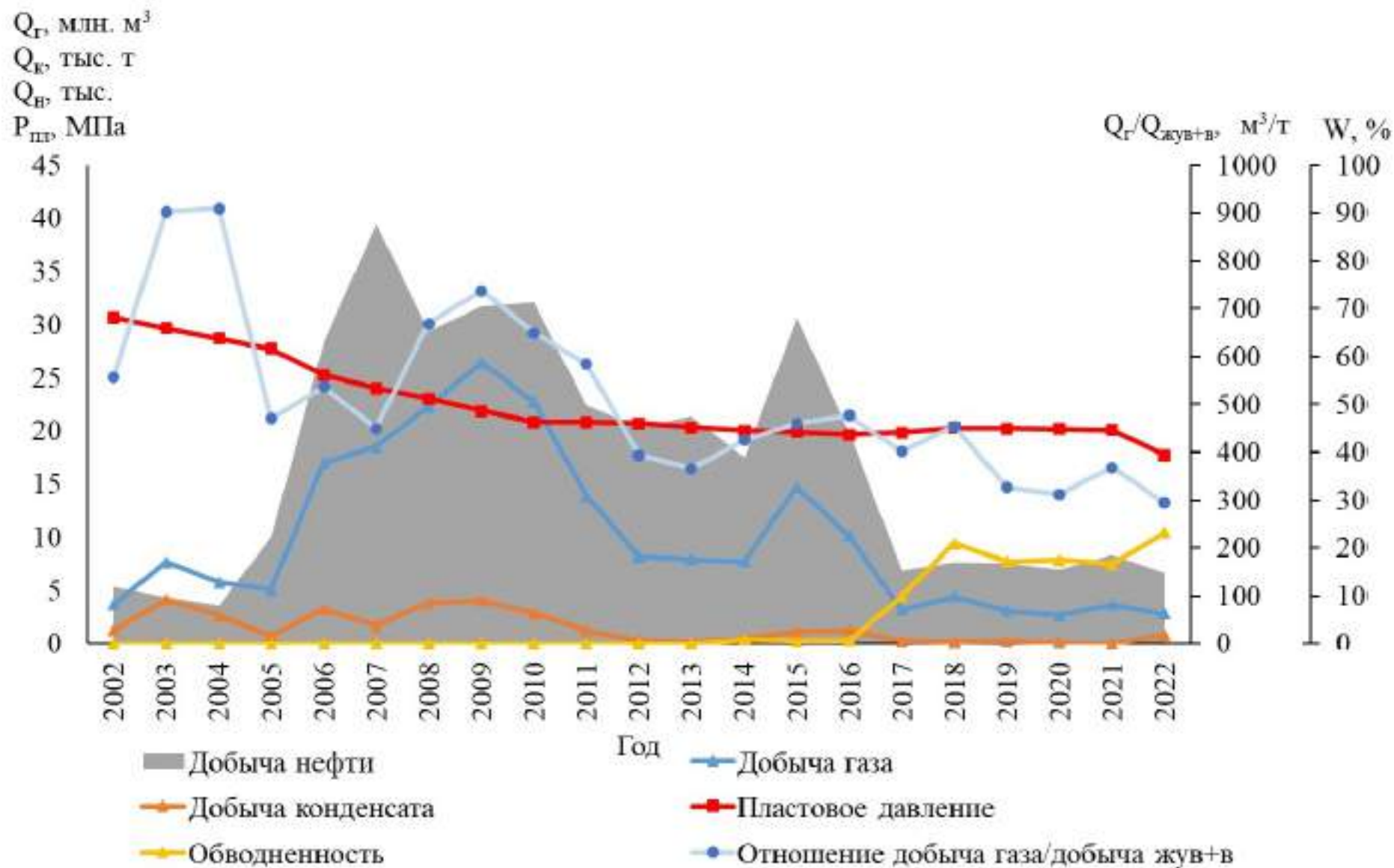
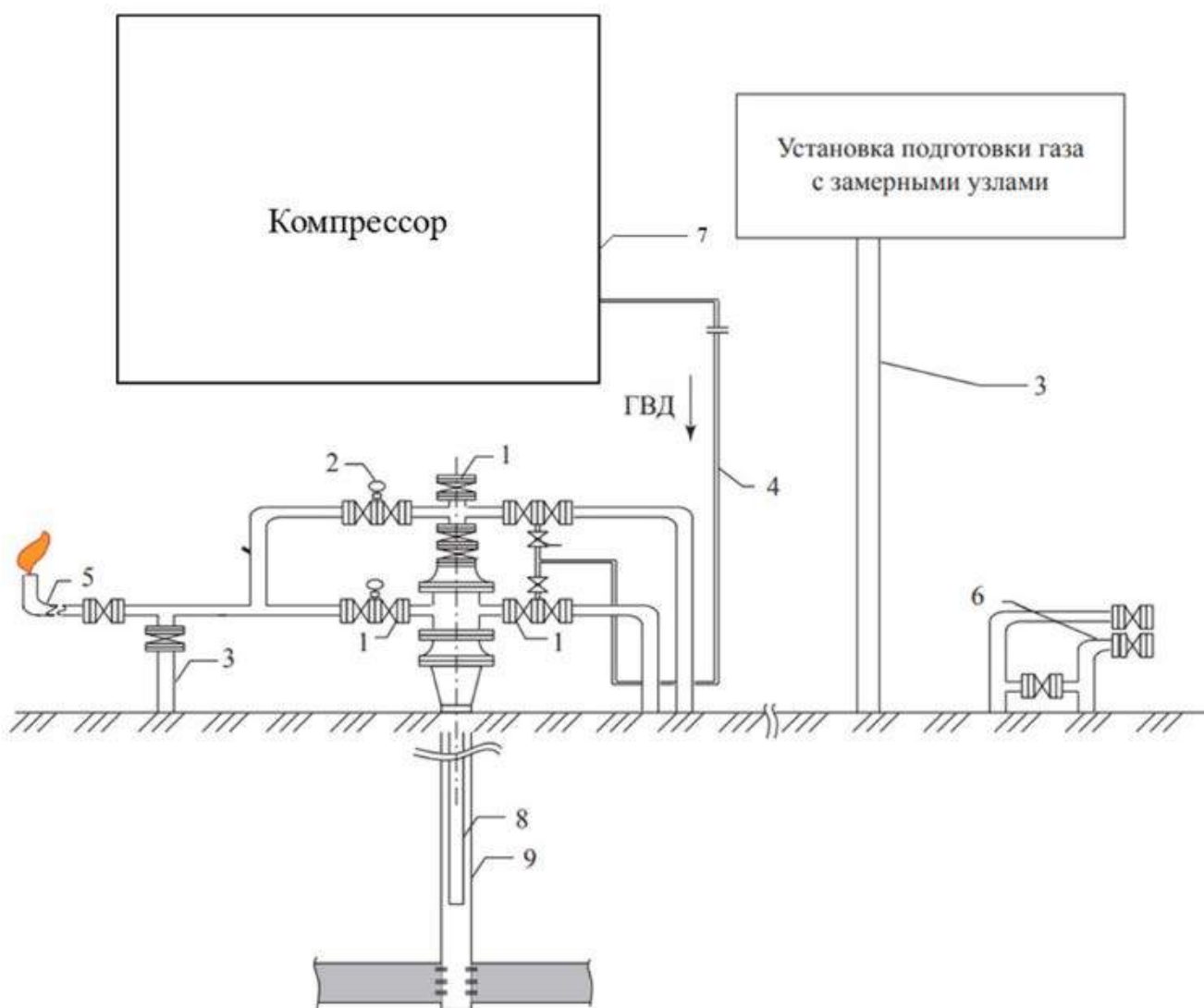


Рисунок 2 – Основные показатели разработки скважины 143.



1 – задвижка; 2 – манометр; 3 – шлейф; 4 – линия подачи ГВД; 5 – факельная линия; 6 – задавочный узел; 7 – подача ГВД от компрессора; 8 – НКТ; 9 – эксплуатационная колонна.

Рисунок 3 – Принципиальная схема обвязки и размещения оборудования скважины 143.

В затрубное пространство нагнетают газ высокого давления, в результате чего уровень жидкости в нем будет понижаться, а в НКТ - повышаться.

Когда уровень жидкости понизится до нижнего конца НКТ, сжатый газ начнет поступать в НКТ и перемешиваться с жидкостью. В результате плотность такой газожидкостной смеси становится ниже плотности жидкости, поступающей из пласта, а уровень в НКТ будет повышаться. Чем больше будет введено газа, тем меньше будет плотность смеси и тем на большую высоту она поднимется.

Для эксплуатации скважины на оптимальном режиме работы скважины по замерам и исследованиям, проведенным на скважине, была произведена построена зависимость дебита жидких углеводородов и удельного расхода ГВД на 143 скважине. Зависимость представлена на рисунке 4.

Оптимальным является режим работы скважины с минимальным удельным расходом ГВД на подъем 1 м^3 жидкости. Для его определения необходимо провести исследования скважины не менее чем на трех режимах выноса жидкости в диапазоне минимального и максимального расходов активного газа [2]. Результаты исследований обрабатываются с построением регулировочной зависимости дебита жидкости от расхода активного газа.

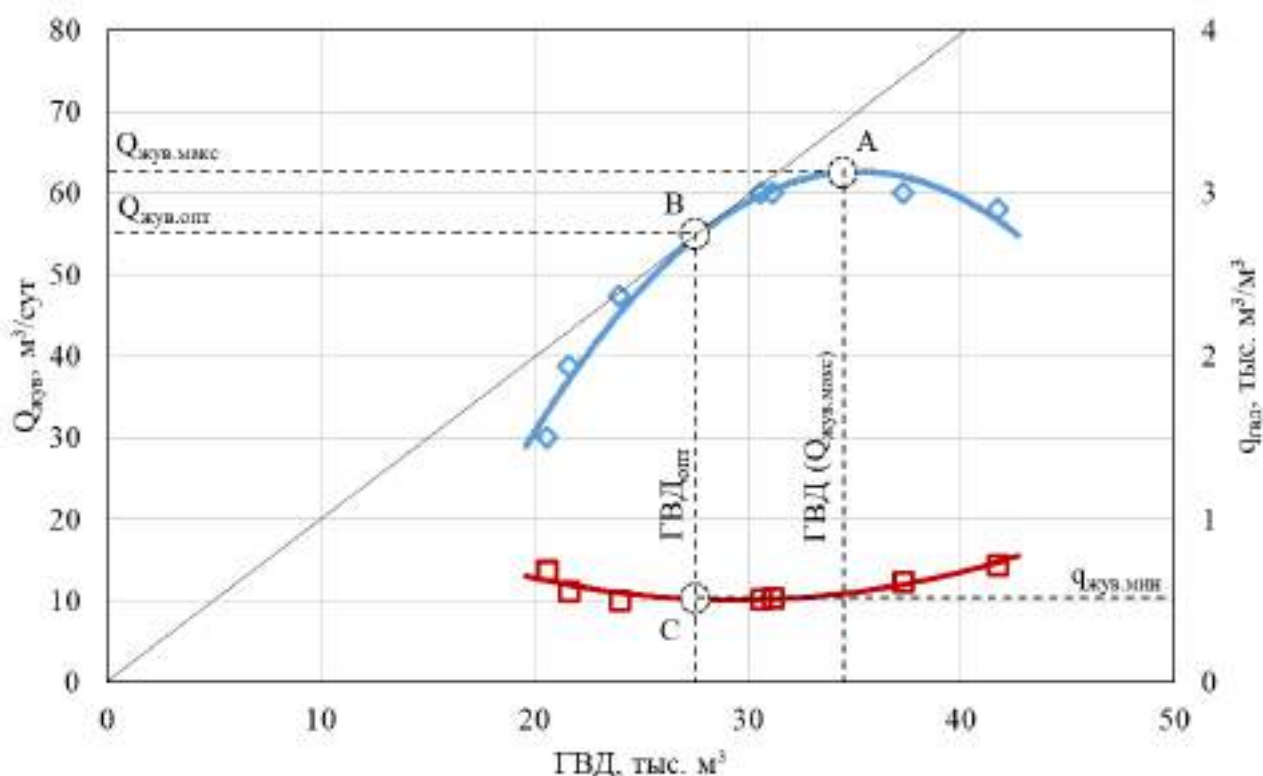


Рисунок 4 – Зависимость дебита ЖУВ и удельного расхода ГВД по скважине 143.

Характерные точки: А – максимальный дебит жидкости ($Q_{\text{жув.макс}}$); В – оптимальный дебит жидкости ($Q_{\text{жув.опт}}$); С – минимальный удельный расход ГВД на вынос 1 м^3 жидкости ($q_{\text{ГВД.мин}}$); $\text{ГВД}_{\text{опт}}$ – оптимальный расход ГВД.

Для скважины 143 оптимальный расход ГВД находится в точке С и судя по графику составляет $28 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$ при дебите ЖУВ $55 \text{ м}^3/\text{сут}$. Технология ГВД показала достаточно низкий уровень относительного расхода ГВД – $0,5 \text{ тыс. м}^3/\text{сут}$.

Альтернативным методом для эксплуатации скважины была выбрана компоновка скважины с ЭЦН совместно с газосепаратором-диспергатором.

Для скважины 143 было сделано изображение конструкции нефтяной скважины с компоновкой УЭЦН подходящей для скважины с большим газовым фактором и высоким давлением насыщения (рисунок 5). По рисунку видно, что в скважине наблюдается разгазирование нефти.

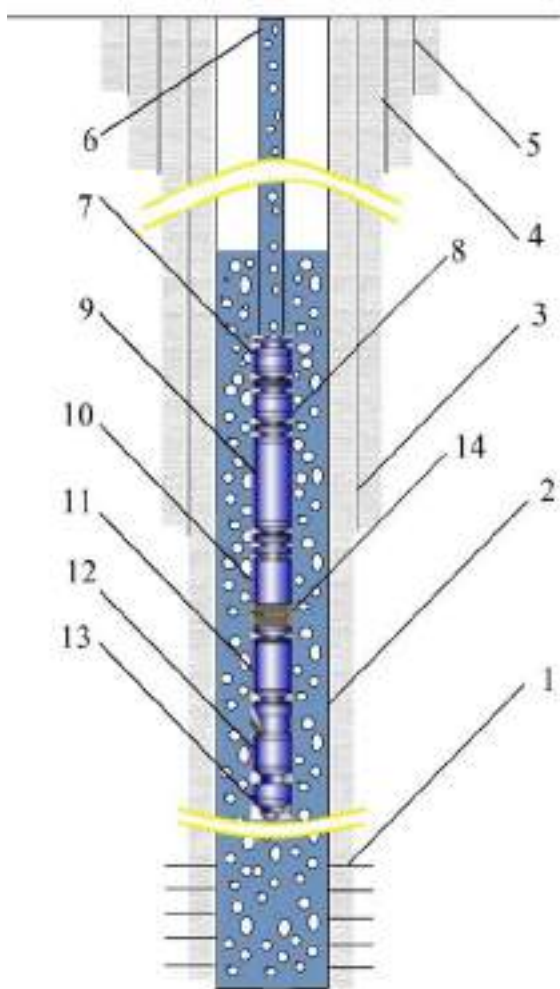
Для сравнения с газлифтной эксплуатацией был выполнен расчёт по подбору насосного оборудования совместно с газосепаратором-диспергатором. В таблице 1 представлены исходные данные, необходимые для подбора насосного оборудования в скважину 143. Подбор был выполнен по методике Ивановского[1].

По величине подачи насоса на входе, потребному давлению, напору насоса и внутреннему диаметру обсадной колонны выбирается типоразмер погружного центробежного насоса и определяются величины, характеризующие работу этого насоса.

В таблице 2 представлены результаты расчета. По данным параметрам будет осуществляться подбор насоса в скважину.

На основании полученных значений напора и подачи рекомендуется спустить в скважину ЭЦНМ5-50-1500 со следующими технологическими параметрами:

- количество секций = 2;
- количество ступеней = 304 по 152 в каждой секции;
- потребляемая мощность, кВт = 20,65;
- КПД, % = 43
- напор, м = 1565;
- подача, $\text{м}^3/\text{сут}$ = 50.



- 1 – зона перфорации;
- 2 – обсадная эксплуатационная колонна;
- 3 – промежуточная обсадная колонна;
- 4 – кондуктор;
- 5 – направление;
- 6 – НКТ;
- 7 – сливной клапан;
- 8 – обратный клапан;
- 9 – УЭЦН;
- 10 – газосепаратор-диспергатор;
- 11 – протектор;
- 12 – ПЭД;
- 13 – компенсатор;
- 14 – приёмная сетка.

Рисунок 5 – Конструкция скважины при применении УЭЦН и обозначения.

Так как паспортные параметры насоса рассчитаны на воде, необходимо пересчитать их на данную скважину. Поэтому был пересчитан требуемый напор насоса на «воде» и необходимое число ступеней насоса. В таблице 3 представлены пересчитанные характеристики насоса. Число ступеней округляется до большего целочисленного значения и сравнивается со стандартным числом ступеней. Так как их разность составляет не более 5 процентов, то насос остается для использования без разбора и изъятия лишних ступеней.

Для сравнения двух методов между собой была представлена таблица 4, в которой идет сравнение способов эксплуатации скважины 143.

Расчеты для разных методов эксплуатации скважины 143 показывают, что дебиты при двух способах имеют близкое значение, а именно при газлифтном способе – $55 \text{ м}^3/\text{сут}$, а при насосной эксплуатации – $50,0 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В данный момент времени скважина 143 эксплуатируется на газлифтном способе с помощью ГВД, который поступает от компрессора. Организация-недропользователь выбрала данный метод эксплуатации скважины в связи с наличием компрессорной установки для добычи таким способом и наличием в непосредственной близости магистрального газопровода.

Для применения насосного способа учитываются так же такие факторы как, требуется провести реконструкцию скважины, требуется установить систему по управлению насоса, требуется иметь производственные мощности по обслуживанию насоса.

Для поддержки уровня отбора жидкости подходит насосная эксплуатация, потому что в настоящее время отборы не имеют постоянного уровня, даже при использовании оптимального расхода ГВД. Так же на скважине 143 повышается обводненность и будет требоваться больше газлифтного газа для достижения добычи тех же объемов непосредственно самой нефти.

Таблица 1 – Исходные данные для подбора насоса.

Название величины	Значение	Единицы измерения
Плотность воды	1080	кг/м ³
Плотность сепарированной нефти	822	кг/м ³
Плотность газа в норм. усл.	0,809	кг/м ³
Вязкость нефти	26	мПа·с
Планируемый дебит	40	м ³ /сут
Обводненность продукции пласта	0,1875	
Газовый фактор	360	м ³ /т
Объемный коэффициент нефти	1,3	
Пластовое давление	20	МПа
Давление насыщения	25	МПа
Пластовая температура	73	°С
Коэффициент продуктивности	10,96	м ³ /(сут·МПа)
Буферное давление	2	МПа
Наружный диаметр обсадной колонны	0,168	м
Наружный диаметр НКТ	0,089	м
Глубина скважины	3100	м

Таблица 2 – Результаты расчета.

Название величины	Формула	Полученное значение	Единицы измерения
Потребное давление насоса, Р	$P = \rho \cdot g \cdot L + P_{\text{буф}} - P_{\text{r1}} - P_{\text{r2}}$	10,5	МПа
Требуемый напор насоса, Н _{тр}	$H_{\text{тр}} = \frac{P}{\rho \cdot g}$	1250	м
Дебит жидкости на входе в насос, Q _{пр}	$Q_{\text{пр}} = Q \cdot V^*$	56,5	м ³ /сут

Таблица 3 – Реальные характеристики насоса.

Название величины	Формула	Полученное значение	Единицы измерения
Мощность насоса, N	$N = \frac{P \cdot Q}{\eta}$	10,5	кВт
Требуемый напор насоса на «воде», Н,	$H = \frac{P}{\rho \cdot g \cdot K \cdot K_{\text{Hv}}}$	1250	м
Необходимое число ступеней насоса, Z	$Z = \frac{H}{h_{\text{ст}}}$	56,5	

Таблица 4 – Сравнение показателей газлифтного способа и насосной эксплуатации.

Показатель	Газлифтный способ с ГВД	ЭЦНМ5-50-1500
Дебит жидкости, т/сут	55	50
Дебит газа, тыс. м ³ /сут	53 (с ГВД)	15,2
Расход ГВД (оптимальный), м ³ /сут	28	-
Давление забойное, МПа	15,4	15,4
Пластовое давление, МПа	20	20
Депрессия, МПа	4,6	4,6

Библиографический список:

1. Оборудование для добычи нефти и газа [Текст] : учебное пособие для студентов нефтегазовых вузов / В. Н. Ивановский [и др.]. – Москва : Нефть и газ, 2002. – 768 с.
2. Роганов, Р.В. Технологические и технические решения по эксплуатации обводняющихся и обводненных газоконденсатных скважин / Р.В. Роганов, Г.М. Квачантирадзе, С.А. Погуляев, В.Д. Балашова // Вести газовой науки: науч.-технический сб. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2018. – № 1 (33): Актуальные проблемы добычи газа. – С. 254–257.



СЕКЦИЯ 3. ТРАНСПОРТ, ХРАНЕНИЕ И ПЕРЕРАБОТКА НЕФТИ И ГАЗА

УДК 621.644:004.032.26

Повышение уровня управления магистральными газопроводами и решение задач прогнозирования на основе использования нейронных сетей

Низамов Н. И., Мастобаев Б. Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Система диспетчерского управления газопроводами Российской Федерации прошла эволюцию развития, начиная с двухуровневой системы 1950-х годов до современной Модернизированной АСДУ ЕСГ. Данная система представляет собой комплексную многоуровневую структуру, применяющую передовые информационные технологии для оптимизации управления и прогнозирования работы газопроводов. Несмотря на значительные достижения, система сталкивается с новыми задачами и вызовами, решение которых может быть обеспечено с помощью применения искусственного интеллекта, способного значительно снизить вычислительные нагрузки.

Проведено исследование применения систем нейронных сетей в газотранспортной отрасли. С помощью нейросетей возможно прогнозирование состояния газопроводной системы в зависимости от изменения условий окружающей среды и физико-химических свойств газа в любой интересующий промежуток времени.

Разработана нейронная сеть для участка газопровода с двумя газораспределительными станциями. В качестве входных параметров в систему подаются значения расхода, давления и температуры природного газа на входе в газопровод, а также потребление газораспределительных станций, установленных по трассе газопровода. В результате работы нейросети получаем значение давления на выходе газопровода. График расчетных и фактических значений давления в конце газопровода приведен на рисунке 1.

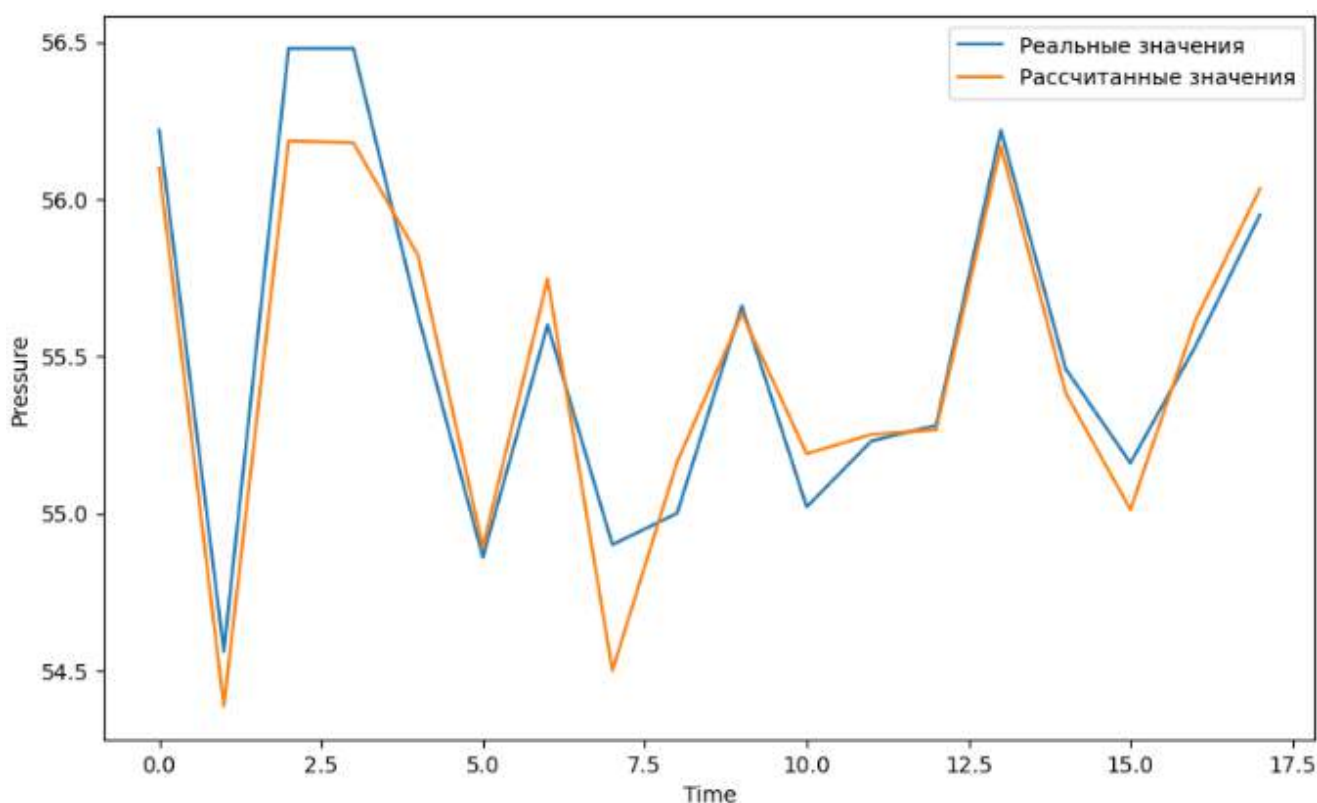


Рисунок 1 – Значения фактических и расчетных значений давления

Для оценки качества модели использовались следующие метрики: средняя квадратичная ошибка (MSE), средняя абсолютная ошибка (MAE) и коэффициент детерминации (R^2), значения метрик для нейросетевой модели составили: $MSE = 0,03$, $MAE = 0,14$, $R^2 = 0,9$.

В ходе исследования было выявлено значительное сокращение времени обработки данных и снижение погрешности. Однако эти результаты зависят от корректно построенной архитектуры нейронной сети, выбранных исходных параметров и качества обучения нейросети. Поэтому для создания качественной системы необходимо иметь достаточно знаний не только о нейронных сетях, но и о работе газотранспортных систем, для установления ограничений, позволяющих применение в реальной жизни.

Данные результаты позволяют дальнейшие разработки по проектированию системы цифрового двойника газотранспортной системы, на основе которой появляется возможность прогнозирования как на длительный, так и на короткий промежуток времени для оперативного управления системой.

Библиографический список:

1. Zhang, T., Bai, H., & Sun, S. A self-adaptive deep learning algorithm for intelligent natural gas pipeline control // Energy Reports. - 2021.
2. Zhou, D., Jia, X., Ma, S., Shao, T., Huang, D., Hao, J., & Li, T. Dynamic simulation of natural gas pipeline network based on interpretable machine learning model // Energy. - 2022.
3. Гусев А.В., Киреев А.Ю. “Структурный анализ состояния и перспективы развития диспетчерского управления ЕСТ РФ”. Газовая промышленность, 2019. Электронный ресурс.

УДК 622.692.4.053

Историческое развитие методов анализа группового состава нефтяных систем с помощью селективной экстракции и адсорбции

Ташбулатов Р. Р., Токаренко А. В., Гусев М. Ю.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Практически до конца 80-х годов XIX века основным методом анализа состава нефти являлась дробная перегонка, которая заключалась в разделении нефти на фракции на основе различия температур кипения ее компонентов, с количественной оценкой массового содержания выделенных фракций с фиксированным шагом диапазона изменения температур кипения. Для выделения отдельных веществ из нефти иногда в дополнение к дробной перегонке использовались дополнительные методы очистки фракций или самой нефти. Одним из старейших методов была очистка тяжелых фракций или нефти серной кислотой, которая позволяла отделить парафиновые и нафтеновые углеводороды от непредельных, серо-, азотосодержащих и смолистых соединений. Для нейтрализации серной кислоты и продуктов ее взаимодействия с углеводородами (сульфокислот, эфиров серной кислоты), остающихся после сернокислотной очистки дополнительно применялась очистка едким натром, который дополнительно позволял удалить кислородсодержащие (нафтеновые кислоты, фенолы) и некоторые серосодержащие (сероводород, меркаптаны) соединения. О выделении индивидуальных веществ из нефти судили на основании равенства (тождества) удельных весов, кипящих при одной и той же температуре. Такой метод анализа состава нефти предложил еще в 1877 году Д.И. Менделеев. Основным недостатком дробной фракционной перегонки является возможное разложение компонентов нефти при температурах выше 300 °С.

На возможное решение указанной проблемы анализа нефти указывал ещё А.М. Бутлеров, который по воспоминаниям современников еще «в первые моменты возникновения нефтяной промышленности в Баку» говорил о необходимости нахождения специальных растворителей для разделения различных групп или классов соединений в нефти. Эти новые химические вещества путем растворения и осаждения могут «гарантировать

неизменность выделенных углеводородов в противоположность дробной перегонке» [5]. Подобным образом, необходимость развития исследований состава нефтей методами анализа веществ, выделенных из нефти методами растворения и осаждения, отмечали также В.В. Марковников, М.И. Коновалов и многие другие ученые зарождавшейся тогда науки нефтехимии.

Способ извлечения парафина из нефти напрямую, без перегонки впервые упомянут в работе 1888 года Р. Залозецкого [2] путем поэтапного растворения парафинов в амиловом спирте и осаждения в этиловом. Стоит отметить, что высокомолекулярный парафин выделяли и ранее методом вымораживания высококипящих фракций. Выполненный Р. Залозецким сравнительный анализ содержания и свойств парафинов, выделенных из нефти с предварительной перегонкой и без нее, показал, что парафин в нефти находится не только в остатке, но и в других более низкотемпературных фракциях. Невозможность их выделения вымораживанием из нефти напрямую, говорило о важном факте: о наличии иных веществ в нефти, которые не позволяют полностью осадить парафин путем снижения температуры. Данный вывод в дальнейшем стимулировал последующих исследователей идентифицировать эти вещества путем нахождения новых способов их извлечения из нефти и количественной оценки их содержания.

Одно из первых исследований по анализу состава нефти на основе различной растворимости отдельных ее компонентов представлено в конце 1894 года в работе А. Риша и Г. Гальфена. Выполняя опыты по растворению нефтяных систем и их фракций в смеси хлорформа и спирта (1:1), они нашли способы, позволявшие различать русскую нефть от американской, и природную нефть от смеси нефтяного остатка с высококипящими дистиллятами.

Новые разработанные им методы химического анализа состава нефтей на основе разной растворимости ее компонентов еще не включали количественную оценку их содержания и носили исключительно качественный характер. В 1895 году выходит работа С. Айзинмана, в которой в отличие от предыдущей работы используется уже количественная оценка растворимости в спирте различных фракций. Он установил, что низкокипящие фракции довольно хорошо растворимы в спирте, и трудно уловить их различие относительно друг друга. А вот высококипящие дистилляты (соляровые и смазочные масла) имеют более слабую растворимость и вполне различимы относительно друг друга. На основе экспериментальных исследований, С. Айзинман получил следующие выводы. Американские, венгерские, галицийские смазочные масла в 3-4 раза больше растворимы в спирте, чем масла, полученные из русских нефтей. Машинное и цилиндрическое масло вдвое более растворимо, чем соляровое и веретенное масло. Такие опыты позволяли судить о различии составов различных нефтяных систем.

На основе полученных результатов закономерно возникает следующая идея: если добавить к фракции или нефти количество спирта, недостаточное для растворения высококипящих фракций, то таким способом можно извлечь наиболее растворимую в спирте часть углеводородной смеси, то есть низкокипящие фракции, или, как правило, вещества с меньшим удельным весом. Новый способ извлечения компонентов нефти получил тогда название «холодного фракционирования». Прделав такой опыт, С. Айзинману удалось разделить нефтяной остаток на две части: растворимую в спирте часть в виде смеси машинного и веретенного масла, и остатка в виде цилиндрического масла. Новый способ холодного фракционирования позволил разделить высококипящие компоненты нефти, не прибегая к использованию высоких температур, действие которых приводит к расщеплению соединений углеводородов, и таким образом новый способ позволял в более чистом виде разделять различные компоненты нефти друг от друга.

Первые вышеназванные исследования имели следующие недостатки: растворение или осаждение компонентов нефти велось без учета температуры, а в качестве растворителя использовалось только одно вещество. Идею нового «холодного» способа фракционирования подхватил К.В. Харичков в 1903 году. Он устранил данные недостатки и в работе [5] предложил использовать два растворителя: один, в котором растворяются все компоненты

нефти (растворитель), а другой – имеет различную растворимость компонентов углеводородной смеси (осадитель). Если в раствор углеводородной смеси с растворителем добавлять поэтапно осадитель, то в осадок будут поэтапно выпадать компоненты, согласно их растворяющей способности в осадителе: от менее растворимых к более растворимым. В качестве растворителя К.В. Харичков предлагал использовать амиловый спирт, сивушное масло или эфир, а в качестве осадителя – этиловый спирт.

Природа растворителя, соотношение растворителя к растворяемому веществу, температура процесса значительно влияли на количественный результат анализа состава, поэтому для сопоставления результатов анализа было необходимо обеспечивать постоянство указанных факторов, то есть – стандартизировать методику. К 1925 году уже существовало несколько вариантов методик. А.Н. Саханов и Н.А. Васильев в [4] изучили их влияние на получаемые количественные показатели и собрали воедино наиболее удачные методы извлечения высокомолекулярных соединений нефти в новую методику, которая в дальнейшем получила широкое распространение в научно-исследовательских и контрольно-аналитических нефтяных лабораториях и в существенной ее части сохранилась до настоящего времени.

Несмотря на успешные результаты с дальнейшим развитием технологий нефтехимической переработки стал очевидным следующий факт. Методами растворения и осаждения гораздо легче отделять разнородные группы углеводородов относительно друг друга, чем разные члены одной и той же группы с различающимися удельными весами и/или температурами кипения. Использование нового метода в промышленности в качестве способа переработки нефти было нерентабельным, так как для его осуществления требовалось большое количество спирта. К тому же цвет получаемых нефтепродуктов был более темным, и это вынуждало дополнительно производить их очистку серной кислотой в количестве 15%, что приводило к потере части веществ, уходящих в реакцию с серной кислотой, а необходимость к дальнейшей нейтрализации кислоты приводило к образованию стойких эмульсий [3]. Однако новый метод как способ анализа состава нефти вполне подходил.

Исследования в области холодного фракционирования постепенно трансформировали направления ее практического использования в новые способы очистки нефти, нефтяных остатков и масел путем выделения различных групп высокомолекулярных соединений в чистом виде, в отличие, например, от сернокислотной очистки, где выделяемые вещества вступали в реакцию с кислотой.

Одним из первых новую технологию очистки запатентовал в 1900 году немецкий химик К. Дэшнер. В качестве осадителя он использовал амиловый спирт – основной компонент сивушного масла. Развитие этой идеи представлено в работах Диаманда. Использование бензина и сложных эфиров представлено в работах Гольде и Кэтница. Очистка ацетоном предложена Ландсбергом, Харичковым, Предитом и Ягубовым, Шварцем, Шлютером и т.д [3].

Как ранее отмечалось, по результатам ранних экспериментов Р. Залозецкого с выделением парафинов [2] следовало, что помимо парафинов имеются и другие группы высокомолекулярных соединений. Выделение отдельных групп из нефти в чистом виде позволило анализировать состав нефти новым способом. Первый толчок в направлении изучения группового состава нефтяных систем внесли немецкие ученые: У. Ричардсон, который выполнял исследования на природных асфальтах и асфальтитах, и Д. Гольде, работавший с нефтями и нефтяными продуктами.

В качестве осадителей они использовали бензин и четыреххлористый углерод. Первая классификация У. Ричардсона разделяла нефтяные системы на 5 групп веществ. Все что кипит до 180 градусов, он назвал петроленами. Мальтены – это оставшиеся вещества, растворимые в бензине. Следующие остатки, нерастворимые в бензине, но растворимые в четыреххлористом углероде – названы асфальтенами. Последние остатки, нерастворимые в четыреххлористом углероде, – названы карбенами. Помимо этого, У. Ричардсон выделял из природных асфальтов и вещества небитуминозного характера, нерастворимые ни в каких растворителях.

У Д. Гольде была классификация, в основе которой применялись иные растворители. Смолами он назвал вещества, растворимые в бензине, но плохо растворимые в спиртах. А асфальты Д. Гольде поделил на мягкие, получаемые осаждением спиртоэфирной смесью, и твердые (хрупкие), которые осаждались бензином.

Дальнейшие исследования показали, что вышеперечисленные и многие другие растворители осаждают различные группы веществ, поэтому получаемые классификации были не совсем объективными, так как существовала группа веществ, которая могла относиться к разным классификационным категориям.

В поздних работах И. Маркуссона предложена классификация, в которой помимо асфальтенов, нерастворимых в бензине, и смол, слаборастворимых в спиртах, выделена группа веществ, которые нерастворимы в бензине как асфальтены, но легко растворимы в спиртах. Эта группа веществ названа асфальтогеновыми кислотами и их ангидридами, так как они отличались кислым характером. А название смол было дополнено уточняющим термином – нейтральные смолы.

Помимо развития методов селективной экстракции активно появлялись новые способы выделения отдельных групп соединений нефти с помощью адсорбции. В 1901 году Дэй предложил разделение нефти на фракции за счет ее прохождения через порошки, или глины. «Явление Дэя» заключалось в обесцвечивании нефти и разделения на «фильтр-фракции», различающиеся друг от друга удельным весом, температурами кипения и вязкостями. Долгое время физическое объяснение этого явления было недостоверным [3]. Считалось, что легкие и легкоподвижные фракции проходят через фильтр быстрее, чем тяжелые, и малоподвижные, то есть физической основой разделения являются различающиеся вязкости «фильтр-фракций». С развитием основных положений коллоидной химии, позже этому явлению было дано верное объяснение, заключающееся в адсорбции смолисто-асфальтеновых веществ некоторыми разновидностями пористых материалов. В качестве адсорберов в разное время различными авторами предлагались мелкопористые виды углерода – кровяной или костный уголь, углистые остатки от выделки кровяной соли, активированный древесный уголь, гидросиликаты или сукновальные глины (флоридин, вранконит, тонсиль и т.д.), а также боксит (гидрат глинозема) и особый вид кремнезема – силикагель. Последний адсорбент получил наибольшее распространение в практике анализа группового состава нефти ввиду начала его активного производства. В 1919 году Уолтер Патрик, профессор химии Университета Джона Хопкинса, запатентовал синтетический способ получения силикагеля. К 1924 году силикагель изготавливался в промышленных масштабах в США по способу Патрика, а в Германии по способу Германна.

Таким образом, применение растворителей, избирательно действующих на отдельные группы высокомолекулярных соединений, оказалось наиболее надежным способом их отделения из анализируемой нефтяной среды без разрушения их целостности, что стало основным классификационным признаком при анализе группового состава нефти, способствовало развитию нефтехимической промышленности. Формирование к 20-ым годам прошлого столетия основных положений химии высокомолекулярных соединений, в основе которых лежали физика, физическая и коллоидная химия, и, как следствие, развитие технологий адсорбции привели к росту производства синтетического каучука, искусственных волокон, пластмасс как необходимых частей процессов, применяемых для переработки нефти.

Библиографический список:

1. Aisinman S. Löslichkeit der Mineralöle in Alkohol. Dingler's polytechnisches Journal, 297 – II, 44.
2. Zaloziecki R. Zeitschrift für Angewandte Chemie, 1888, 261-263, 318-331.
3. Гурвич Л.Г. Научные основы переработки нефти, 3-е изд., Гостоптехиздат, 1940, 540 с.
4. Саханов А.Н., Васильев Н.А. Азербайджанское нефтяное хозяйство. 5, №5, (41), 65, 1925.
5. Харичков К.В. Холодная фракционировка нефти, Баку, 1903, 61 с.

Обзор депрессорных присадок

Федоров В. Т., Кадильников Я. С.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Депрессорные присадки представляют собой растворы активного вещества в органическом растворителе. Роль последнего заключается в обеспечении быстрой растворимости и равномерного распределения депрессора в нефти, а также в придании присадке товарной формы. Введение депрессорной присадки, даже в небольших количествах, кроме контролирования процесса кристаллизации, также способствует улучшению реологических свойств. Использование присадок существенно может изменить процесс кристаллизации парафинистых нефтей с высокой температурой застывания и является достаточно перспективным способом трубопроводного транспорта высоковязких, высокопарафинистых и тяжелых нефтей, а самое главное применение присадок позволяет обеспечить безопасную эксплуатацию нефтепровода в зимнее время года, это означает что после длительной остановки (остановка трубопровода в зимнее время допускается до 72 часов) пусковое давление обеспечивающее страгивание нефти внутри трубопровода должно быть ниже допустимого максимального рабочего давления 60 атм., и определяется по формуле:

$$P_c = \frac{2 * \tau * L}{R},$$

где P_c -пусковое давление, необходимое для страгивания нефти;

τ -начальное напряжение сдвига;

R -радиус трубопровода;

L -длина участка.

Депрессорные присадки испытывают на установках для определения температуры застывания нефти и установках «Холодный палец».

Основное назначение - определение температуры застывания нефти. Данный аппарат работает по стандартам ГОСТ 20287, ASTM D97 (согласованный), IP 15, IP 441, ISO 3016 и т.д. Принцип действия основан на охлаждении образца с определённой скоростью, в зависимости от выбранной методики. Через заданные температурные интервалы, механический манипулятор прибора извлекает пробирку из терморубашки, поднимает и поворачивает в горизонтальное положение для испытания текучести продукта. Движение образца детектируется с помощью температурных датчиков PT100, размещенных над поверхностью образца, которые срабатывают при соприкосновении с охлажденным образцом.



Рисунок 1- Аппарат NewLab 300 для определения температуры текучести нефти.

Установка Multi-Place Cold Finger Apparatus предназначена для определения эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в нефти. Суть процесса состоит в том, что в подогретую до заданной температуры нефть вводят металлический «холодный» стержень, имеющий стабильную низкую температуру, вызывающую кристаллизацию парафинов на нем.



Рисунок 2- Аппарат Multi-Place Cold Finger Apparatus для исследования по методу «Холодного стержня».

1) Присадки серии ДМН

Присадки ДМН-2005 и ДМН-1055 отличаются сложными физико-химическими и реологическими свойствами. Представляют собой смесь полимерных соединений, на основе этилена, которые обладают высоким уровнем эффективности в снижении температуры застывания нефтепродуктов. Добавление присадки в нефтепродукты обычно составляет от 0,1% до 2%, в зависимости от требований к низкотемпературным свойствам топлива и характеристикам исходного сырья. Примерно 10-20% из них отличаются большим содержанием смолисто-асфальтеновых соединений и повышенным содержанием высокоплавких парафинов

Данная продукция регламентируется ТЭКСЕРТ RU.03-19.H09589 и ТЭКСЕРТ RU.03-19.H07777 соответственно.

2) Депрессорная присадка нефтяная-1 (ДПН-1)

Присадка представляет собой раствор сополимера этилена с винилацетатом (сэвилена-117) в зимнем ДТ в концентрации 10-18% к 90-82%. Внешне присадка похожа на однородный гель, белого или желтоватого цвета, без каких-либо видимых механических примесей, с запахом ДТ. Концентрация сэвилена добавляемая в нефть составляет 30 гр./1 тонну. Температура производства и применения депрессора колеблется в пределах 50-80 С°, а застывания присадки в норме колеблется в районе 20-35 С°. Регламентируется данная присадка ТУ- 0257-001-00139672-2000.6.

3) СР 3850

Присадка внешне похожа на желто-коричневую вязкую жидкость. Присадки линейки СР являются полностью органическими и действуют путем уменьшения размера кристаллов парафина и/или изменения их формы, чтобы нарушить кристаллическую сеть и облегчить холодную перекачку сырой нефти. Производится данная присадка компанией Total.

4) ЭВА присадки

LG-Chem производит различные марки этилен-винилацетата (ЭВА) для применения в производстве депрессорных и депрессорно-диспергирующих присадок для сырой нефти и тяжелых нефтяных фракций.

Краткая характеристика различных типов ЭВА присадок представлена в таблице 1.

Таблица 1- Краткая характеристика ЭВА присадок.

Вид ЭВА присадки	Содержание винилацетата, %	Предел текучести расплава, г/10мин
ЭВА ЕА33045	33	45
ЭВА ЕА33400	33	400
ЭВА ЕА40055	40	55

Результаты применения депрессорных присадок:

Присадки серии ДМН применялись на Северо-Губкинском месторождении, при концентрации 150 гр./1 тонну, получилось снизить минимум на 1.5 Мпа гидравлическое сопротивление трубопровода и снизить температуру застывания нефти с 10 С° до 2 С°.

Присадка ДПН-1 используется в системе АО «Транснефть-Север» с 1995 года и применяется в трубопроводе «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль», для этого была построена и спроектирована установка для создания и ввода депрессорной присадки на НПС «Уса» и используется данная присадка 6 месяцев в году с ноября по апрель. Количество концентрации севилена подаваемое плунжерными насосам регулируется оператором ТУ, который получает данные от товарного оператора НПС «Уса» об объеме перекачки нефти, и рассчитывает необходимую производительность насоса-дозатора. Использование присадки ДПН – 1 позволило снизить температуру застывания с 14 С° до -1 С°, при добавлении 30 гр. севилена на 1 тонну нефти. При этом одновременно произошло уменьшение перепада давления на перекачку. На рисунке 3 показано изменение температуры, в частности стоит отметить, что после НСП «Ухта-1» температура нефти снижается ниже 20 С° и появляются неньютоновские свойства. В данном случае пункты подогрева включены на станциях НПС «Уса» и ПСП «Чикшино».

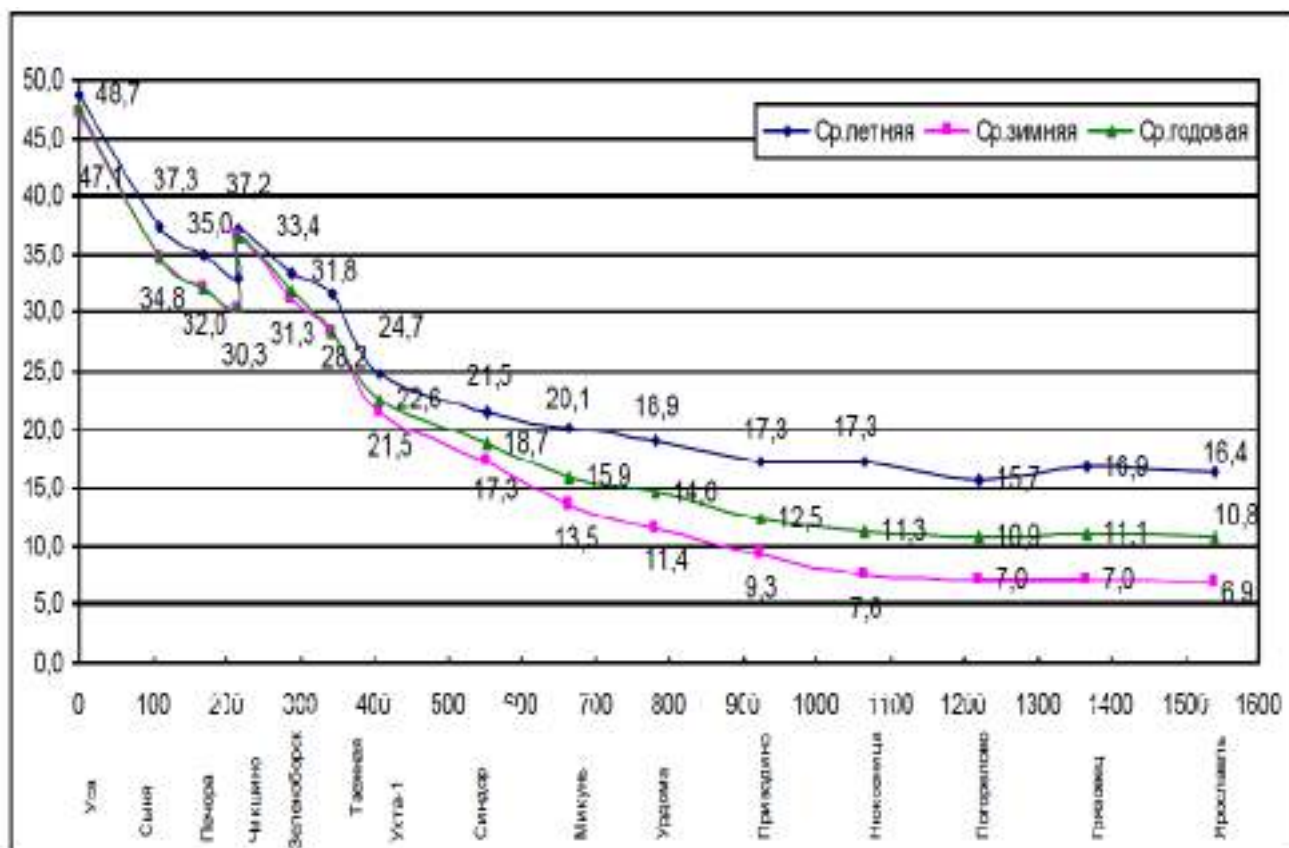


Рисунок 3- График изменения температуры перекачки нефти на трубопроводе «Уса-Ухта» и «Ухта-Ярославль».

CP 3850 напрямую не используется в России, однако проводились лабораторные испытания на нефтепробах из Колвинского и Северо-Харьягинского месторождения по результату которых данная присадка способна снизить температуру застывания с 24 °С до 0 °С при дозировке 100 гр. На 1 тонну нефти. Эффект CP 3850 подтверждается реологическим анализом: снижение предела текучести; снижение вязкости при различных напряжениях сдвига и низкой температуре.

Присадки типа ЭВА не применяются в России. Однако завод LG-Chem проводя свои исследования собрал анализ данных по эффективности ингибирования при применении различных присадок-депрессоров, по которому сделали вывод, что альтернативой ранее применявшемуся активному компоненту могут выступить различные модификации химического соединения ЭВА. Максимальный эффект ингибирования при этом достигается при содержании винилацетатных фрагментов в районе 28%. Все испытания эффективности ЭВА присадок оценивали по ингибирующему эффекту на установке «холодного стержня».

Итог:

Присадки серии ДМН и CP-3008 не выгодны ввиду их малой распространенности и малого опыта использования.

Присадки серии ЭВА с экономической точки зрения не выгодны, ведь для их применения потребуется постоянная поставка с Корейского завода LG-Chem, что в нынешней экономической и мировой обстановке приведет к большим затратам и увеличенным срокам поставки на территорию нашей страны.

Исходя из приведенных выше характеристик можно сделать вывод, что присадка ДПН-1 показывает лучшие результаты.

Библиографический список:

1. Применение гидродинамической обработки нефти как способ уменьшения вязкости нефти. Венгеров А.А, Бранд А.Э
2. Продукция завода ДЕПРАН. Web-ресурс: <http://depran.ru/catalog/prisadki-depressorno-reologicheskie-dlja-nefti-i-mazuta/dmn-1505/>
3. Транспортировка нефти при низких температурах. Web-ресурс: <https://www.ecpl.ru/pages/prisadki.aspx>
4. Web ресурс- Журнал «Neftegaz.ru», выпуск №100, статья «Депрессорная присадка для понижения температуры застывания сырой нефти – серии CP 38xx», 2020.

УДК 621.644.07

Применение интеллектуальных систем в области определения остаточного ресурса промышленных трубопроводов

Выдренков А. Д., Земенкова М. Ю., Чижевская Е. Л.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия.

Промысловые системы сбора являются отправной точкой для подготовки и транспортировки нефтяных и газовых фракций. С увеличением срока эксплуатации возрастает интенсивность и характер коррозионных повреждений, особенно в полости трубопровода. Для прогнозирования технического состояния разработана методика ОСТ 153–39.4–010–2002, включающая два метода определения остаточного ресурса [1]:

1. Расчет остаточного ресурса на основе параметров участка трубопровода, таких как диаметр, скорость потока и другие.

2. Расчет остаточного ресурса статистическим методом, основанным на анализе данных об износе и отказах компонентов системы.

Однако эти методы не полностью учитывают тенденции развития коррозионных дефектов в трубопроводе. В данной статье проведено сравнение методик на примере

газопровода. Результаты показали существенное отклонение между методами, что может повлиять на надежность объекта [2].

Для улучшения прогнозирования предлагается разработать систему интеллектуального прогнозирования остаточного ресурса промышленных трубопроводов с использованием машинного обучения. Модель включает блок предварительной обработки данных и блок машинного обучения с модулем оценки достоверности данных. Предлагается использовать градиентный бустинг для ускорения создания алгоритма без значительной потери точности [3].

Для формирования модели также была предложена уникальная система факторов, которая позволит более точно определить скрытые паттерны, формирующиеся при эксплуатации объекта. В перечень факторов входят следующие переменные: температура окружающей среды, влажность среды, условия пролегания трубопровода, наличие блуждающих токов, коррозионная активность грунта, категория трубопровода и его участка, тип прокладки трубопровода, фактическая толщина стенки, проектная толщина стенки, диаметр трубопровода, текущий срок эксплуатации, тип участка, фактическое давление в системе, коэффициент условий работы, коэффициент надежности по материалу, коэффициент однородности материала, прочность материала, тип флюида, объем продукции, температура перекачиваемого флюида, содержание корродирующих компонентов в составе, объем взвешенных частиц в флюиде, объем ВМР или водной смеси для газовых потоков, скорость потока. В целом, рассматриваемые факторы можно разделить на 3 категории: факторы внешнего воздействия, параметры трубопровода, свойства перекачиваемого флюида.

В рамках предварительной обработки поступающей информации был написан уникальный код, включающий в себя систему кластеризации и оценки достоверности входных данных. Последнее позволяет избежать человеческого или машинного фактора при формировании выборки и при обучении модели, описанный алгоритм представлен на рисунке 1.

```
1 scaler = StandardScaler()
2 scaled_data = scaler.fit_transform(df_gas2)
3 kmeans = KMeans(n_clusters=9)
4 clusters = kmeans.fit_predict(scaled_data)
5 outlier_indices = []
6 for cluster_label in set(clusters):
7     cluster_points = scaled_data[clusters == cluster_label]
8     cluster_center = kmeans.cluster_centers_[cluster_label]
9     cluster_distances = [np.linalg.norm(point - cluster_center) for point in cluster_points]
10    threshold = np.mean(cluster_distances) + 2 * np.std(cluster_distances)
11    outlier_indices.extend(list(np.where(clusters == cluster_label)[0][cluster_distances > threshold]))
12    df_gas_2 = df_gas2.drop(df_gas2.index[outlier_indices])
```

Рисунок 1 – Предобработка данных.

На рисунке 1 представлен алгоритм, основанный на системе кластерного анализа с использованием алгоритма k-means. Для выборки из n элементов алгоритм выделяет k кластеров (центроидов), которые распределяются по массиву. В первой итерации это происходит случайным образом. Затем оценивается расстояние от центроидов до точек массива. На последующих итерациях центроиды перераспределяются с учетом расстояний. Обычно используется Евклидово расстояние для вычисления метрик, чтобы уменьшить влияние аномалий. Сам кластер содержит значения с минимальным расстоянием от центроида, и кластеры не перекликаются. Если кластер не соответствует условиям, определяется новый центроид. Процесс повторяется, пока границы центроида не перестанут изменяться от итерации к итерации.

Для определения оптимального количества кластеров используется метод локтя. Этот графический метод основан на идее, что увеличение числа кластеров уменьшает внутрикластерное расстояние, но с увеличением кластеров уменьшение становится менее существенным.

Полученная в ходе обработки кластерным анализом выборка была применена в качестве входных данных для обучения модели путем градиентного бустинга [4, 5].

Для апробации модели были использованы данные, полученные с системы сбора скважинной продукции на одном из сеноманских месторождений. Для выполнения расчета были использованы следующие входные параметры (таблица 1):

Таблица 1 – Исходные данные по системе сбора скважинной продукции.

наименование трубопровода	категория трубопровода	наружный диаметр и толщина стенки по паспорту	протяженность по паспорту	рабочая среда	рабочее давление, МПа	температура рабочей среды	год ввода
газосборный коллектор №1	2	273x11	840	газ	11.28	от 4.3 до 16	2005
газосборный коллектор №1		426x16	335				
шлейф от КГС №1 до ГСК№1		219x9	2429				
шлейф от КГС №3 до ГСК№1		219x9	1570				

Для оценки достоверности модели остаточный ресурс был рассчитан для всех трубопроводов согласно действующему ОСТ. На рисунках 4–6 представлены результаты расчета согласно ОСТ

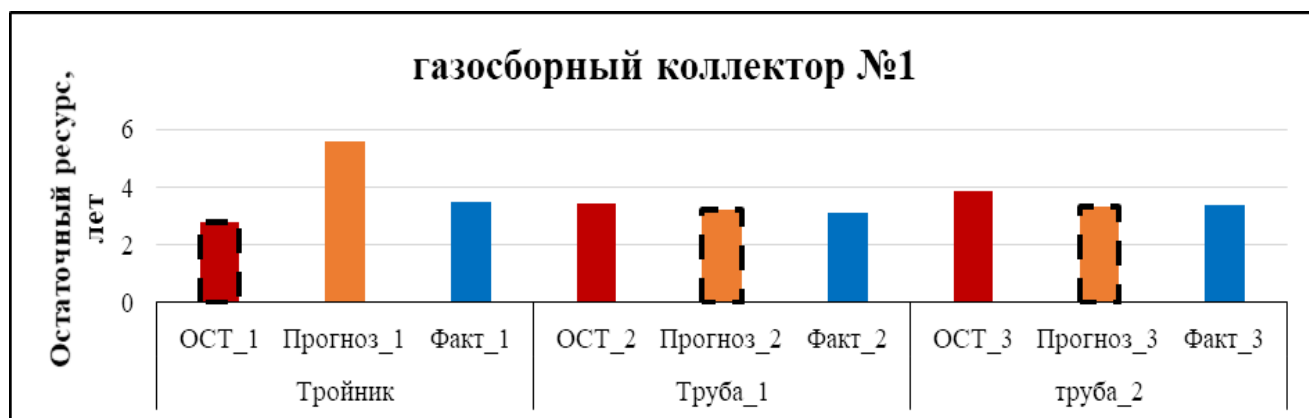


Рисунок 4 – Остаточный ресурс для труб коллектора №1.

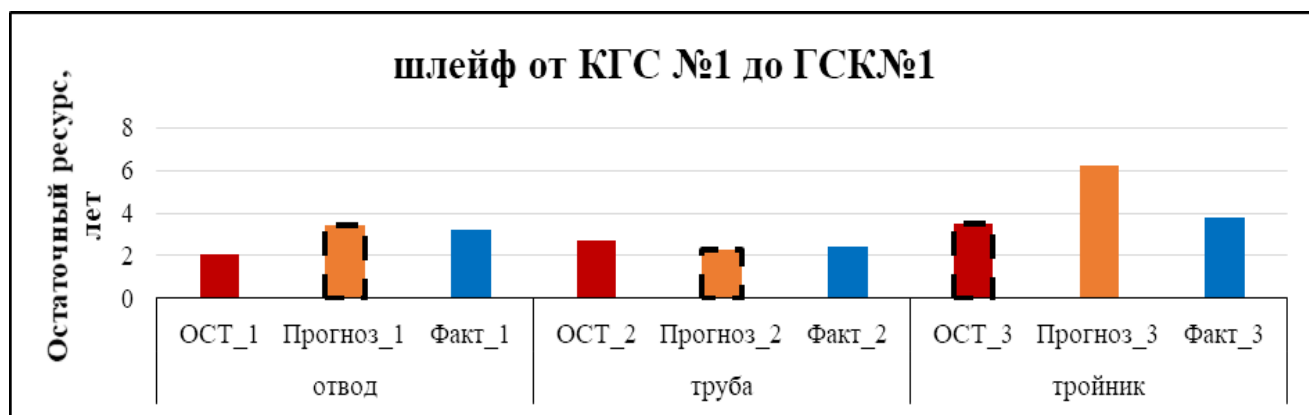


Рисунок 5 – Остаточный ресурс для труб шлейфа от КГС №1 до ГСК№1.

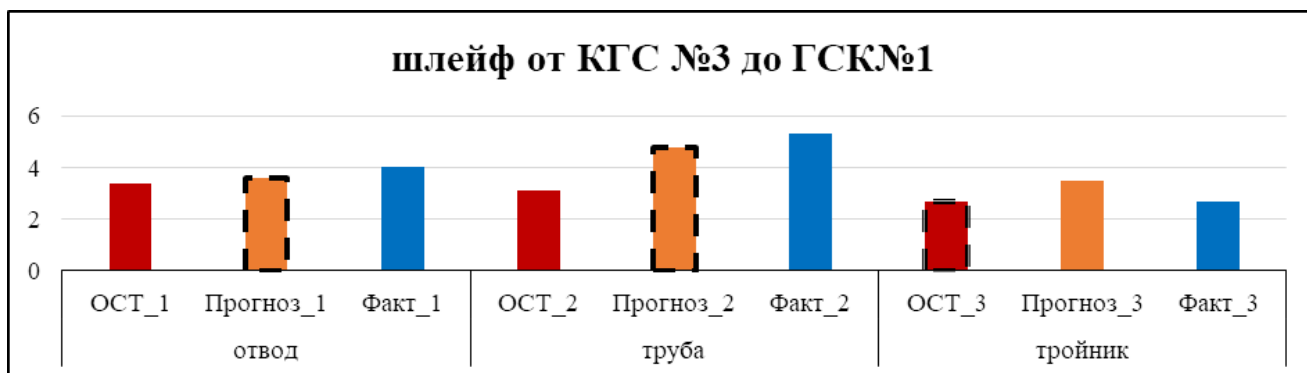


Рисунок 6 – Остаточный ресурс для труб шлейфа от КГС №3 до ГСК№1.

Как видно из результатов расчета, прогнозная модель выдает большую сходимость с реальными данными за исключением тройников. Большая сходимость с реальными условиями может быть обусловлена учетом в модели большего количества факторов влияния по сравнению с методикой расчета, которая учитывает не все условия эксплуатации, однако, на представленную методику прогнозирования остаточного ресурса существенное влияние могут оказать следующие факторы:

- достоверность и качество исходных данных, полученных в результате проведения дефектоскопии;
- объем выборки, сформированный для обучения прогнозной модели;
- неправильный подход к формированию самой выборки, а также кластеризации и устранении шумов в данных.

Результаты расчетов для тройников обусловлены недостаточным объемом данных для этого типа соединений, что приводит к тому, что модель не может корректно построить аналитическую сеть и выдает завышенные результаты. Увеличение объема данных может решить эту проблему, приведя к сходимости с другими расчетами.

Предложенная модель демонстрирует высокую сходимость с реальными данными по сроку эксплуатации, что говорит о ее корректности. Однако стоит отметить, что модель является тестовой и требует доработки в будущем, включая изменения в обучении и подготовке данных.

В рамках дальнейшего развития предложенной модели предполагается полная ее переработка в рамках перцептронного нейросетевого моделирования. Данный вариант реализации позволит осознанно выстроить взаимосвязи между рассматриваемыми параметрами и точно корректировать подобранную моделью корреляции для выстроения правильных зависимостей при проведении расчетов.

Библиографический список:

1. ОСТ 153–39.4–010–2002. Методика определения остаточного ресурса нефтегазопромысловых трубопроводов и трубопроводов головных сооружений. – Министерство энергетики РФ / - Москва, 2002. - Текст: непосредственный.
2. Выдренков, А. Д. Сравнение методик расчета остаточного ресурса систем сбора на промысловых участках трубопровода / А. Д. Выдренков, М. Ю. Земенкова // Нефтегазовый терминал: материалы Международной научно-технической конференции, Тюмень, 01–02 июня 2023 года. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2023. – С. 223–226.
3. Бринк Х. Машинное обучение / Ричардс Дж., Феверолф М. - СПб.: Питер, 2017. 336 с. – Текст: непосредственный.
4. Рашка С. Python и машинное обучение. – М.: ДМК Пресс, 2017. – 418 с. – Текст: непосредственный.
5. Хайкин С. Нейронные сети. Полный курс. – М.: ООО «И.Д.Вильямс», 2018.-1104с. – Текст: непосредственный.

Способ определения местоположения внутритрубных снарядов в промысловых и магистральных нефтепроводах

Багаутдинов Р. В., Фролов Ю. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

На сегодняшний день высокоточное определение местоположения внутритрубных снарядов при проведении работ по очистке и диагностике промысловых и магистральных нефтепроводов является актуальной проблемой, требующей скорейшего решения. Современные способы определения местоположения внутритрубных снарядов, получившие наиболее широкое распространение, не позволяют осуществлять контроль местоположения внутритрубных снарядов в режиме реального времени. Возможность дистанционного точного определения местоположения внутритрубных снарядов позволяет оперативно реализовывать мероприятия по их освобождению в случаях внеплановых остановок данных устройств.

В работе рассмотрены существующие способы определения местоположения внутритрубных снарядов, проанализированы их достоинства и недостатки, перспективы их практического применения. На основе собранных данных проведена систематизация методов по принципу их функционирования (рисунок 1).

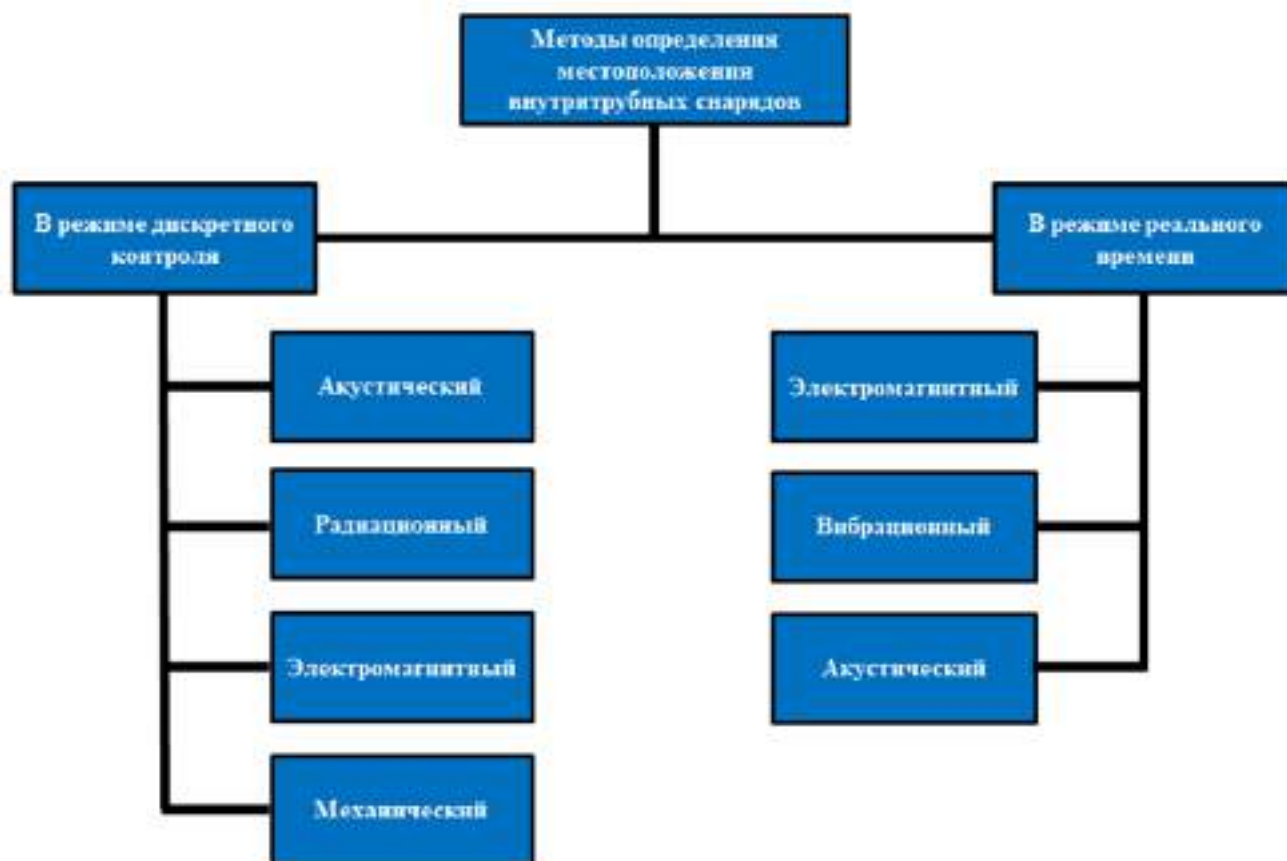


Рисунок 1 – Классификация методов.

Систематизация методов выделяет наличие двух основных групп. Группа методов дискретного определения местоположения внутритрубных снарядов на сегодняшний день является наиболее распространенной. Суть дискретного контроля местоположения внутритрубного снаряда, заключается в фиксации факта прохождения внутритрубного снаряда через контрольные точки, расположенные вдоль линейной части трубопровода. Дальнейшее разделение группы дискретного определения местоположения внутритрубных снарядов, осуществлено по детектируемому

возмущению, сигнализирующего факт прохождения внутритрубного устройства через контрольную точку. Данная группа методов имеет один объединяющий недостаток – это низкая точность определения местоположения внутритрубных снарядов в виду дискретного расположения контрольных точек. Как правило, контрольные точки располагаются на узлах линейной запорной арматуры, до и после переходов через естественные и искусственные препятствия. Расположение контрольных точек в таких характерных местах приводит к дискретности определения местоположения внутритрубных снарядов порядка 20 – 30 километров. В случаях заклинивания внутритрубных снарядов, определение их местоположения становится весьма сложной задачей, и, как правило, решается путем пешего обхода участка трубопровода между контрольными точками с локатором, фиксирующим возмущения, создаваемые заклинившим внутритрубным снарядом.

Проблема дискретности определения местоположения внутритрубных устройств решается второй группой методов контроля в режиме реального времени. Методы данной группы позволяют в дистанционном режиме постоянно отслеживать местоположение внутритрубного снаряда. Данная группа также делится по принципу действия, исходя из детектируемых возмущений, но уже с целью определения местоположения внутритрубных устройств в режиме реального времени. На сегодняшний день существует лишь одна система, реально применявшаяся на практике, которую можно классифицировать как систему контроля в режиме реального времени - это ССВС-001 [1]. Данная система в представленной классификации, определяется как метод контроля местоположения внутритрубного снаряда в режиме реального времени акустического принципа действия. Однако ввиду низкой точности (порядка 3%) и сложности, данная система широкого распространения не получила.

Ввиду отсутствия на сегодняшний день, высокоточных систем определения местоположения внутритрубных устройств в режиме реального времени, ведется работа по их разработке. В работе демонстрируется новый способ определения местоположения внутритрубных устройств. В предложенном способе определение местоположения внутритрубного снаряда осуществляется путем расчета его удаленности от точки трубопровода с известными координатами.

Предлагаемый способ является развитием патента на способ акустической дальнеметрии [2], и уже существующей системы ССВС-001 [1]. Предложенный способ предполагает использование программно-аппаратного комплекса (рисунок 2), включающего в себя вторичный преобразователь 1, первичные преобразователи 2 и 3, автономный акустический передатчик 4 и трансмиттер 5, установленные на внутритрубном снаряде 6.

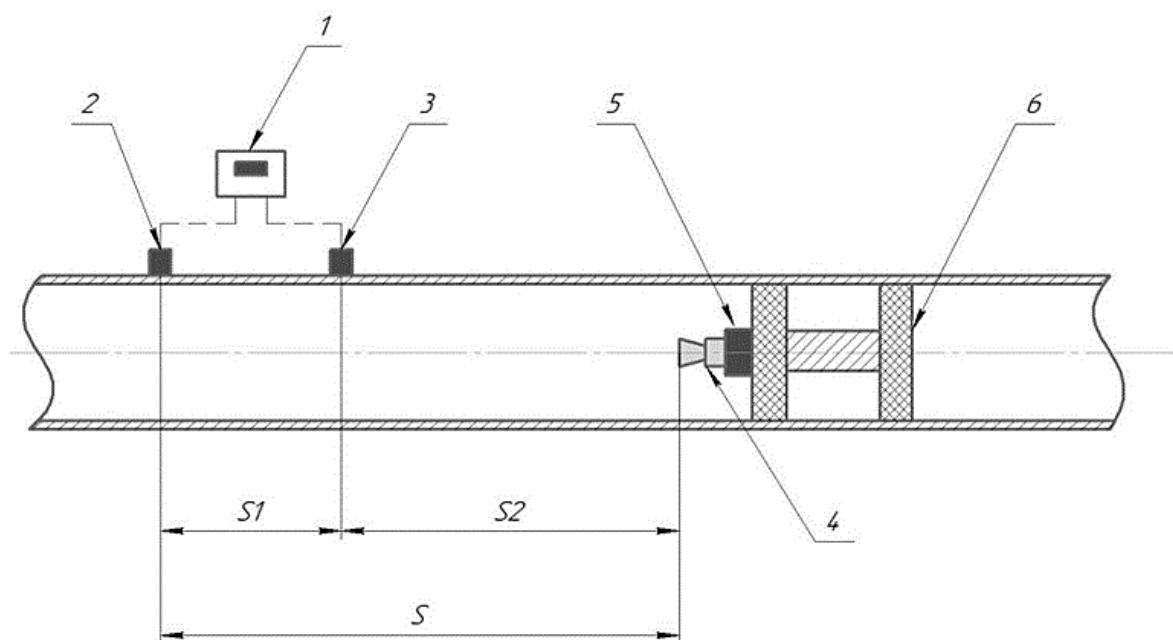


Рисунок 2 – Схема расположения компонентов способа 1 определения местоположения внутритрубных устройств.

Работа системы основана на акустическом эхолокационном принципе действия, в котором осуществляется расчет времени прохождения акустического импульса по внутренней полости трубопровода от акустического передатчика, расположенного на внутритрубном устройстве, до приемника, установленного в точке трубопровода с известными координатами. Предложенный способ также предполагает возможность автоматического определения скорости распространения акустического импульса в перекачиваемой среде. Основной проблемой при разработке данного способа являлось достижение удовлетворительной точности определения местоположения внутритрубного снаряда. Для эффективного выделения полезных сигналов из шума, предлагается алгоритм, основанный на фильтрации полученных результатов фильтром Калмана.

С целью демонстрации работоспособности способа в малом масштабе разработан лабораторный стенд (рисунок 3), реализующий предложенный способ определения местоположения внутритрубных снарядов.



Рисунок 3 – Лабораторный стенд.

С целью определения работоспособности предложенных способов в реальном масштабе проведено численное моделирование процесса передачи акустических импульсов в трубопроводе, используя программную среду Comsol Multiphysics. Численное моделирование осуществлялось на модели трубопровода длиной 10 км с типовыми элементами (переходы, отводы, лупинги).

Результаты численного моделирования показывают наличие некоторых искажений модулированного акустического сигнала, однако, возможность эффективного выделения полезных сигналов из шума возможно путем использования математических алгоритмов в программном обеспечении приемного устройства.

Предложенный способ дистанционного акустического определения местоположения внутритрубных снарядов может существенно снизить продолжительность работ по поиску застрявших внутритрубных снарядов, тем самым снижая риски и издержки при проведении работ по очистке и диагностике магистральных и промысловых нефтепроводов.

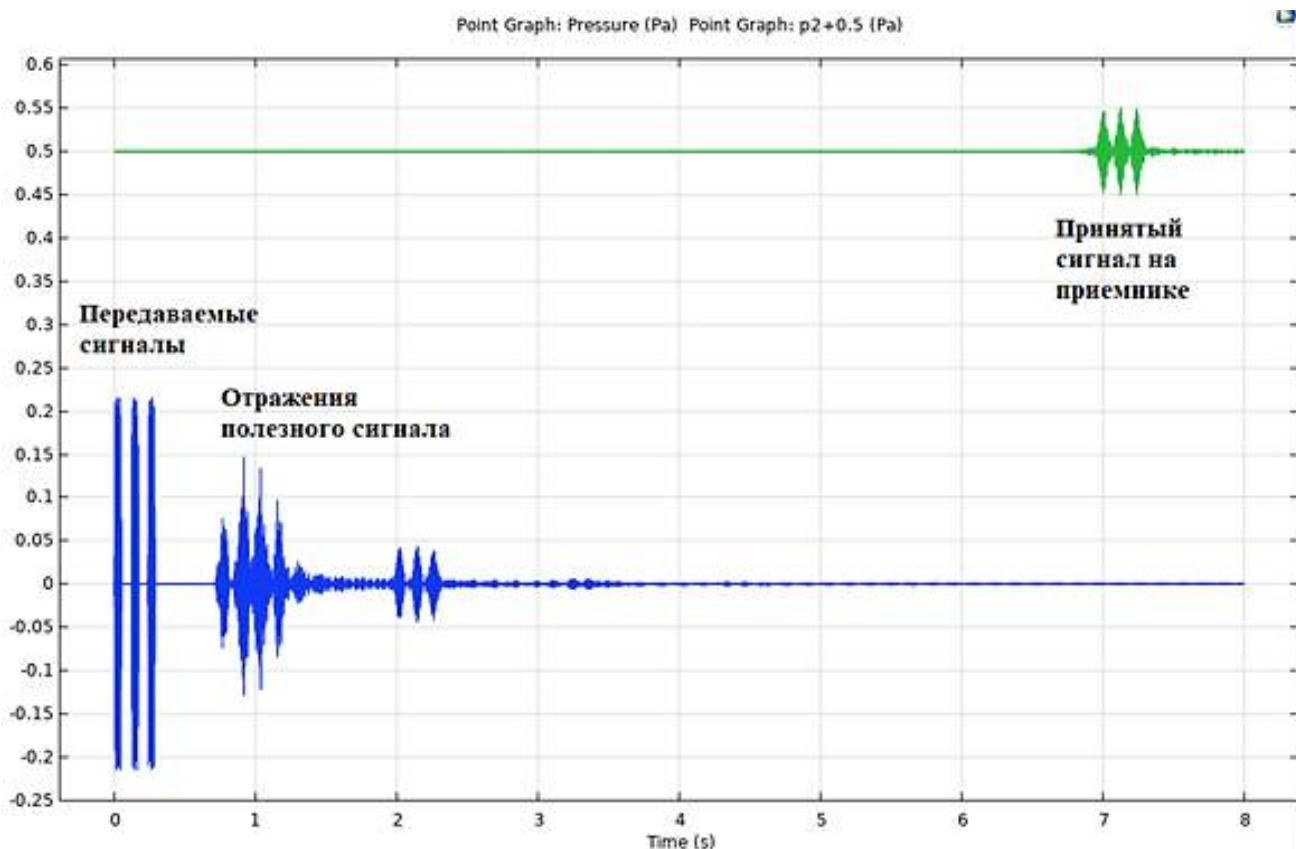


Рисунок 3 – График звукового давления.

Библиографический список:

1. Солдатов А.И. Способ акустической дальнеметрии. - Патент RU №2392641. 2008.
2. Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. Система Сопровождения Внутритрубных снарядов «ССВС-001» / Супрунчик В.В., Коновалов Н.М., Мызников М.О. – Журнал «Трубопроводный транспорт нефти», № 12.– 2003. С.9–12.

УДК 553.98, 621.865.8, 621.64

Зачистка резервуаров (РВС) от отложений роботизированной установкой

Головань Е. В., Угланов К. Д.

*Се́верный (Арктический) федера́льный университе́т имени М. В. Ломоносова,
г. Архангельск, Россия*

Во время хранения продукта в РВС, происходит осаждение тяжелых компонентов из хранимого продукта, в итоге из них, а также примесей механического типа и остаточной воды, на стенках и дне резервуара образуются отложения, которые необходимо удалять по тем или иным причинам.

Зачистка резервуаров от нефтепродуктов производится для обеспечения возможности проведения их технического диагностирования и ремонта. Правильно проведенная зачистка резервуара обеспечивает хранение в них продуктов без потери их качества.

В настоящий момент зачистка внутреннего пространства резервуара производится ручным и/или маломеханизированным способом, как правило, силами подрядных организаций.

Применение ручного/маломеханизированного способа имеет ряд значительных недостатков, таких как:

- 1) низкая промышленная и экологическая безопасность,
- 2) вредное воздействие испарений хранимого продукта на здоровье людей,
- 3) низкая технологическая эффективность.

Под низкой технологической эффективностью данных способов понимаются высокие сроки проведения работ и низкий объём возвращаемого в производство продукта.

Решить вышеуказанные проблемы возможно с помощью применения роботизированного комплекса зачистки. Роботизированный комплекс производит замыв донного осадка, стенок и кровли РВС водой высокого давления, а так же осуществляет откачку образовавшейся жидкости за пределы резервуара. Управление работой внутри резервуара осуществляется человеком, который находится за пределами резервуара.

Роботизированный комплекс в минимальной комплектации состоит из:

- 1) самоходный роботизированный чистильщик, оснащённый камерами видеонаблюдения, соплом подачи воды,
- 2) насос или комплект насосов для откачки жидкости из резервуара,
- 3) гидравлическая/пневматическая станция с пультом управления чистильщиком,
- 4) транспортировочное и прочее вспомогательное оборудование.

Существуют дополнительные комплектации оборудования, которые позволяют осуществлять нагрев воды для замыва до 110 °С.

Компании-производители, основываясь на опыте использования, утверждают, что оборудование может полноценно использоваться в зимнее время года в период пониженных температур окружающего воздуха до -15 °С, а некоторые утверждают, что работа в зимнее время года с температурой окружающего воздуха до -30 °С так же возможна при строгом соблюдении режима и технологии эксплуатации оборудования.

Оборудование монтируется в непосредственной близости от объекта работ РВС и может быть установлено на расстоянии до 150 метров. Монтаж и подготовка оборудования к работе осуществляется специалистами в количестве 5 человек за 4-6 часов. Установка наполняется водой в объеме 30 кубометров. Параллельно в резервуар заводится роботизированный чистильщик с помощью, которого оператор дистанционно производит зачистку внутренних поверхностей ёмкости, рисунок 1.

Роботизированное устройство оснащено откачивающим насосом и устройством для размыва отложений с возможностью подавать струю горячей воды под давлением до 20 бар под любым углом, рисунок 2.

Оценка качества очистки производится через системы освещения и видеонаблюдения, рисунок 3.

Извлеченная жидкость с размытым осадком передается откачивающим насосом на блок очистки и переработки. Проходя через сито-гидроциклонную установку, рисунок 4, очищенная от крупных механических примесей (до 25 микрон) жидкость поступает на горизонтальную центрифугу, где происходит окончательное разделение на кек, воду и нефть, рисунок 5.

В блоке выгрузки кек складывается в контейнеры и далее транспортируется на полигон, а нефть возвращается заказчику. Полученная вода снова поступает в блок очистки и переработки для дальнейшего применения при очистке емкости.

В настоящее время метод роботизированной зачистки внедрён в некоторых нефтегазодобывающих компаниях, таких как Роснефть, Газпромнефть, Сибур, Новатэк, Салым Петролеум, КазМунайГаз.

В ходе исследования рынка производителей оборудования и подрядчиков, предоставляющих услуги по зачистке РВС, было исследовано более 15 компаний. На рынке существует несколько предложений по продаже и аренде данного оборудования.

Данный тип оборудования производится такими иностранными компаниями, как Gerotto, ADROCTech, Offshore Cleaning и NESL.

Существуют две отечественные компании – «Миррико» и «Roman Empire», которые занимаются выпуском данного оборудования, что в условиях иностранных санкций является

значительным преимуществом, помимо этого компания «ТермоГарант» предоставляет услуги по зачистке резервуаров с применением роботизированного чистильщика.

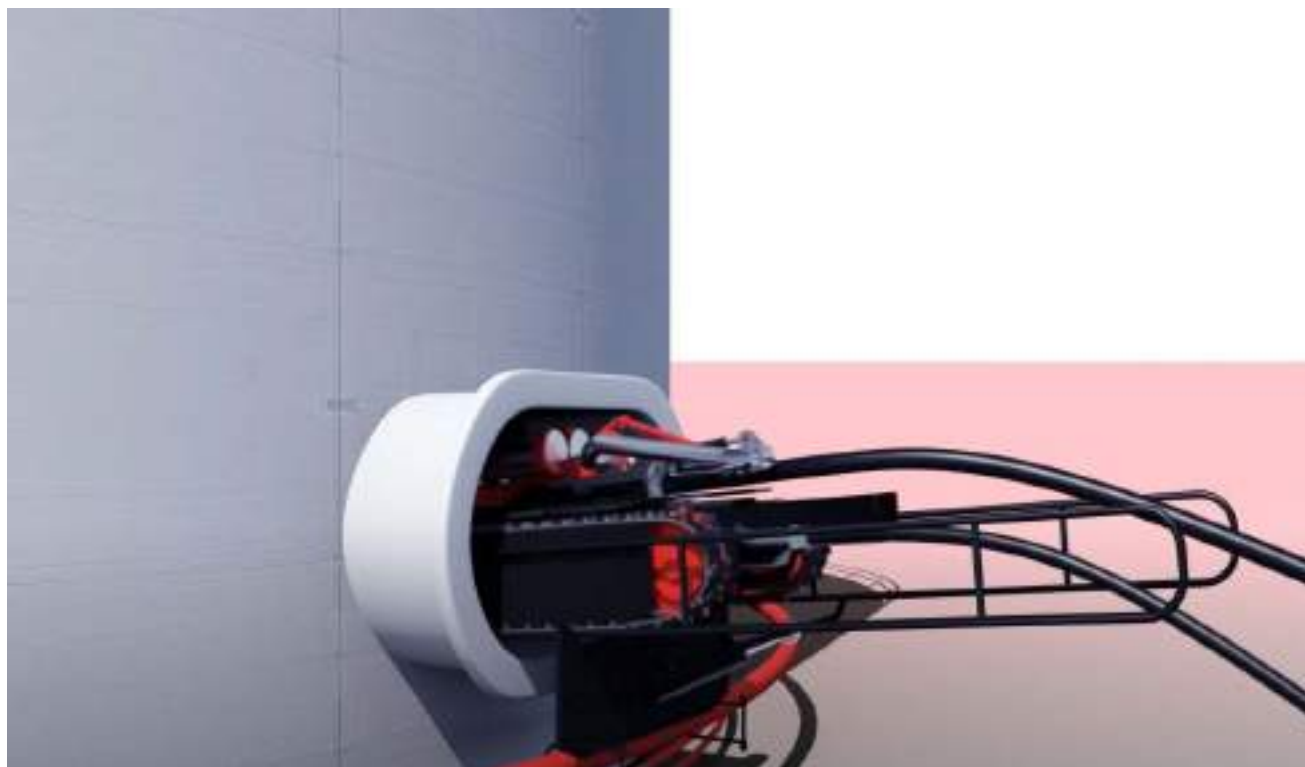


Рисунок 1 – Ввод в работу роботизированного чистильщика.

Технологическая и экономическая эффективность применения роботизированного комплекса будет рассчитана по данным осуществлённой зачистки РВС-20000 (Тех. № Р-27-1) на ЦПС «Южное Хыльчую» в 2022 году, так как авторы располагают наиболее обширной информацией именно по данной проведённой зачистке, а так же будет представлен расчётный

прогноз для планируемых, согласно графика, работ по зачистке РВС-20000 (Тех. № Р-27-2) на ЦПС «Южное Хыльчую» в 2025 году. Данный расчёт позволит сделать выводы о технологической и экономической эффективности применения роботизированных комплексов для зачистки резервуаров.

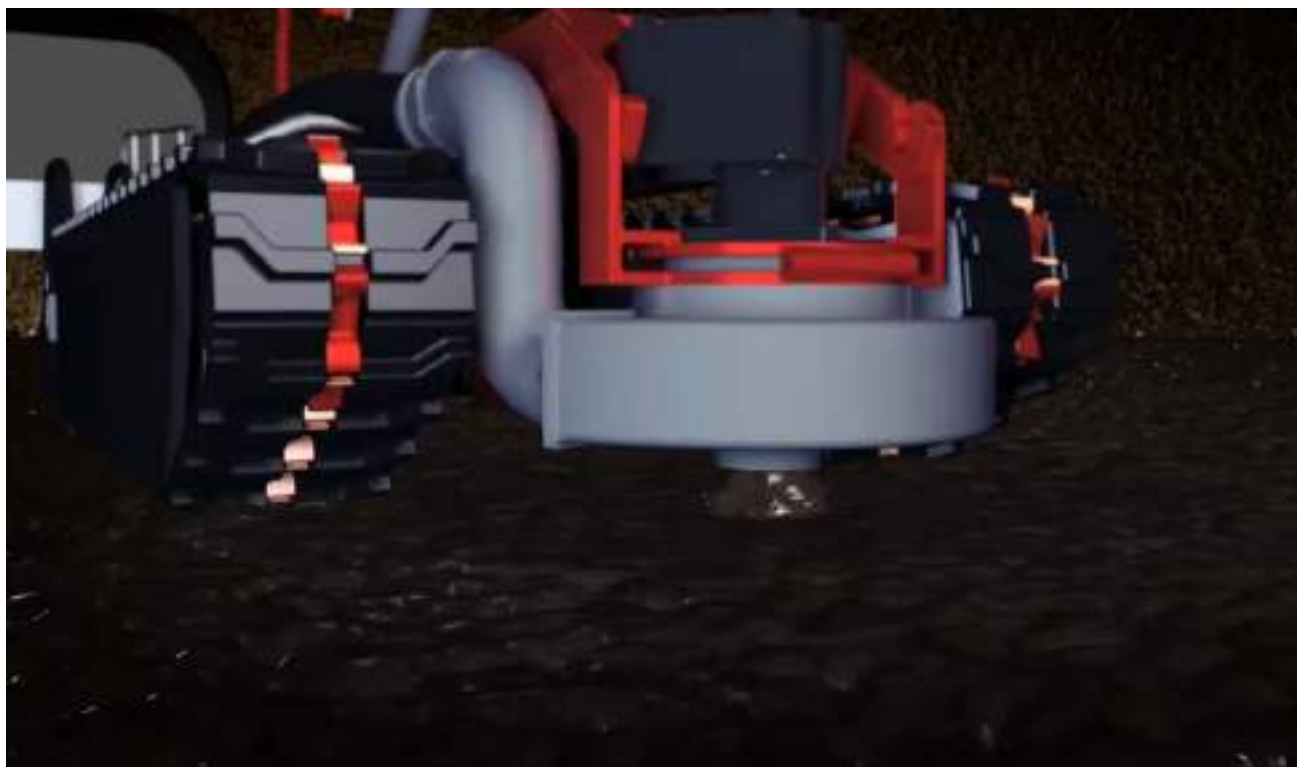


Рисунок 2 – Откачивающий насос и устройство для размыва отложений.

Зачистка РВС-20000 (Тех. № Р-27-1) проходила в 2022 году и осуществлялась силами подрядной организации «ВолгоградСервис». Осадок в резервуаре составил 3036 м³, из них

НСЖ составили 2519 м³ и НСО (донные отложения) составили 517 м³. Работы велись бригадой из 10 человек и были осуществлены за 51 сутки.

Для расчёта технологической эффективности – продолжительности зачистки и извлечённой дополнительной нефти – использованы данные коммерческих предложений и технических презентаций компаний «Миррико» и «Roman Empire».



Рисунок 3 – Система освещения и видеонаблюдения.



Рисунок 4 – Сито-гидроциклонная установка.

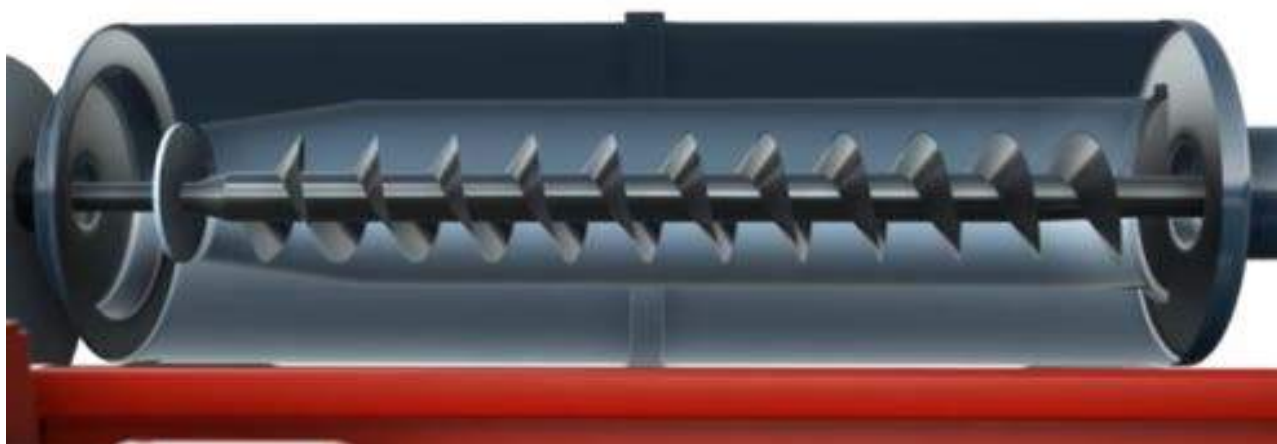


Рисунок 5 – Горизонтальная центрифуга.

Для расчёта экономической эффективности использованы данные коммерческих предложений и технических презентаций компаний «Миррико» и «Roman Empire», а также договор с ООО «УТТУ» на оказание автотранспортных услуг, обзорная схема автозимников, расчёт стоимости производства и передачи электрической энергии с Энергоцентра "Южное Хыльчую", базовые ЕСУ на 2023–2032 годы.

Технико-экономический расчёт основан на следующих аспектах:

1. промежуточное складирование отходов от зачистки РВС осуществляется на полигоне по обезвреживанию и захоронению промышленных и бытовых отходов на месторождении Южное Хыльчую;
2. утилизация накопленных отходов с полигона Южное Хыльчую производится путём доставки отходов по автозимнику до шламонакопителя Харьягинского месторождения;
3. оперирование и работа с комплексом осуществляется силами штатного персонала предприятия и не требует дополнительных расходов на персонал (кроме варианта использования услуг ООО «ТермоГарант»);
4. доставка оборудования осуществляется ЖД транспортом до г. Усинска, и далее автозимником от г. Усинска до ЦПС «Южное Хыльчую»;
5. стоимость дополнительно полученной нефти рассчитана по нетто-цене нефти на базисе ФСА Ненецкий АО без учёта налогообложения и пошлин.
6. неизвестные величины цен и тарифов в будущем взяты по известным данным и проиндексированы на 10 лет вперёд,
7. работы по зачистке комплексом ведутся круглые сутки.

Объём НСО и НСЖ на 2025 год спрогнозированы с учётом зачистки, проведённой в 2022 году. Расстояние от полигона Южное Хыльчую до шламонакопителя Харьягинского месторождения составляет 170 км.

Составлены сравнительные графики технологической эффективности для различных вариантов подрядных организаций и производителей оборудования. Данные графики отражают важнейшие показатели технологической эффективности – продолжительность зачистки РВС, рисунок 6, и суммарное извлечение нефти, рисунок 7.

Анализируя графики, представленные на рисунках 6 и 7, можно сделать вывод о низкой технологической эффективности базового варианта зачистки резервуаров. Самыми эффективным с технологической точки зрения вариантом является использование продукции компании «Миррико» в минимальной и максимальной комплектации. Данные варианты обеспечивают самые высокие показатели суммарного извлечения нефти при самых низких показателях продолжительности зачистки.

Составлены графики экономической эффективности для различных вариантов подрядных организаций и производителей оборудования.

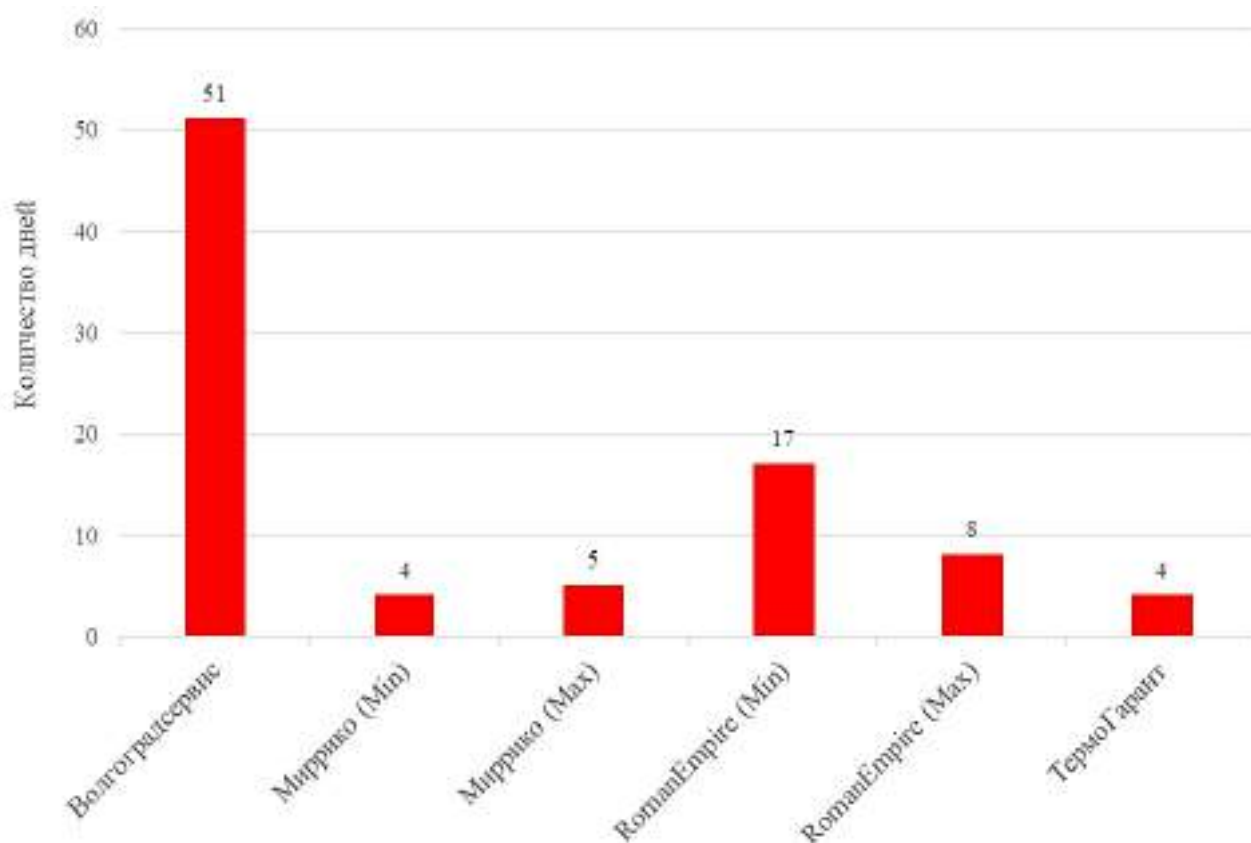


Рисунок 6 – Продолжительность зачистки.

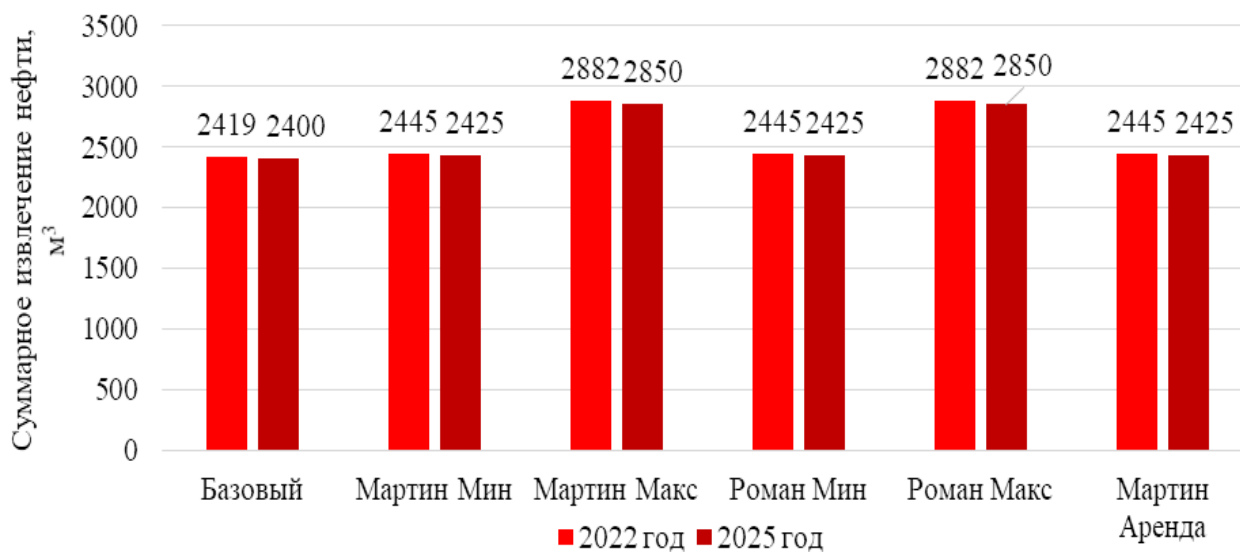


Рисунок 7 – Суммарное извлечение нефти по различным вариантам.

На рисунках 8 и 9 представлены сравнительные графики стоимости зачистки резервуаров и экономии по сравнению с базовым вариантом для 2022 и 2025 г. соответственно. На рисунках 10 и 11 представлены сравнительные графики стоимости работ, приведённые на 1 м³ НСО.

На рисунке 12 представлен сравнительный график дополнительной стоимости нефти, полученной в ходе применения оборудования различных типов: с блоком переработки и без блока переработки.

Анализируя графики 8-12 и заключения предыдущего раздела, можно сделать вывод, что наиболее экономически эффективным вариантом внедрения технологии роботизированной зачистки РВС является продукт компании «Миррико» в максимальной комплектации с блоком

очистки и переработки. Данный вариант обеспечивает минимальную стоимость работ по зачистке резервуара одновременно с максимальной дополнительной извлекаемой нефтью при низкой общей продолжительности работ.

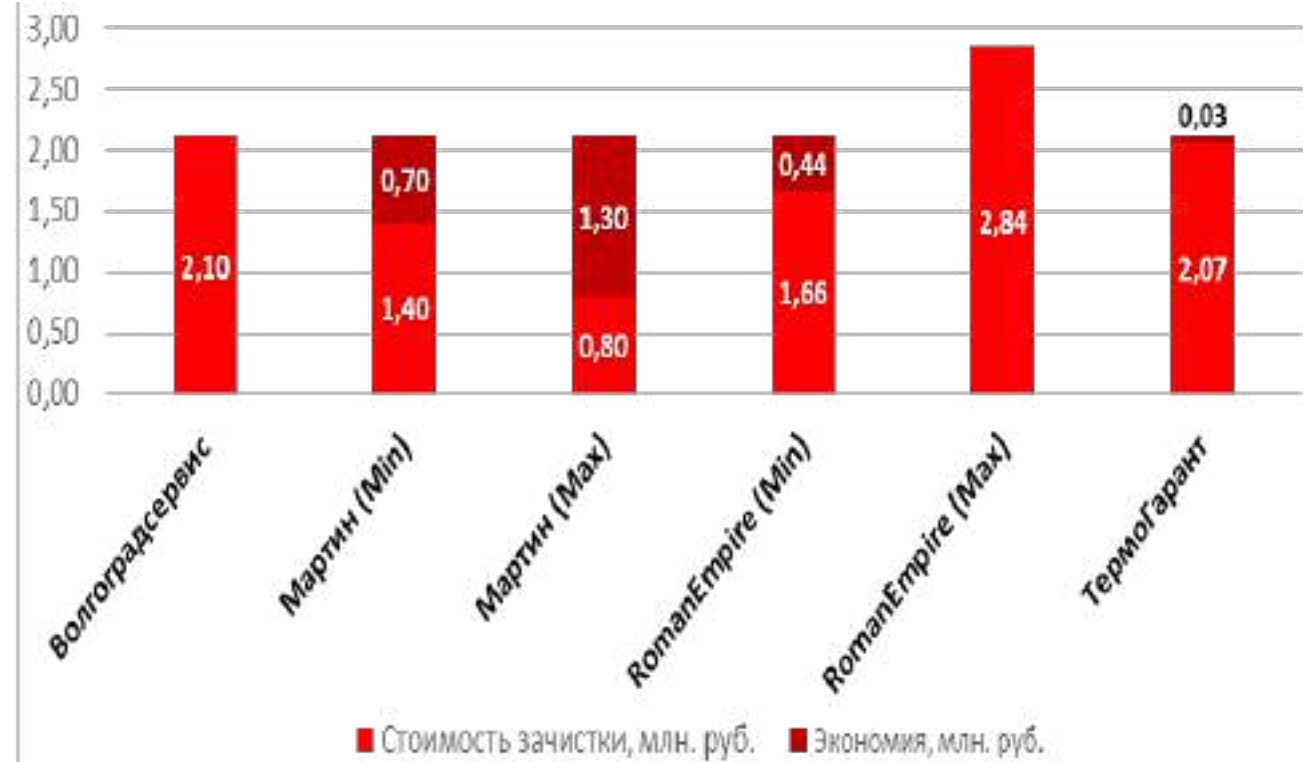


Рисунок 8 – Стоимость зачистки и экономия на 2022 год.

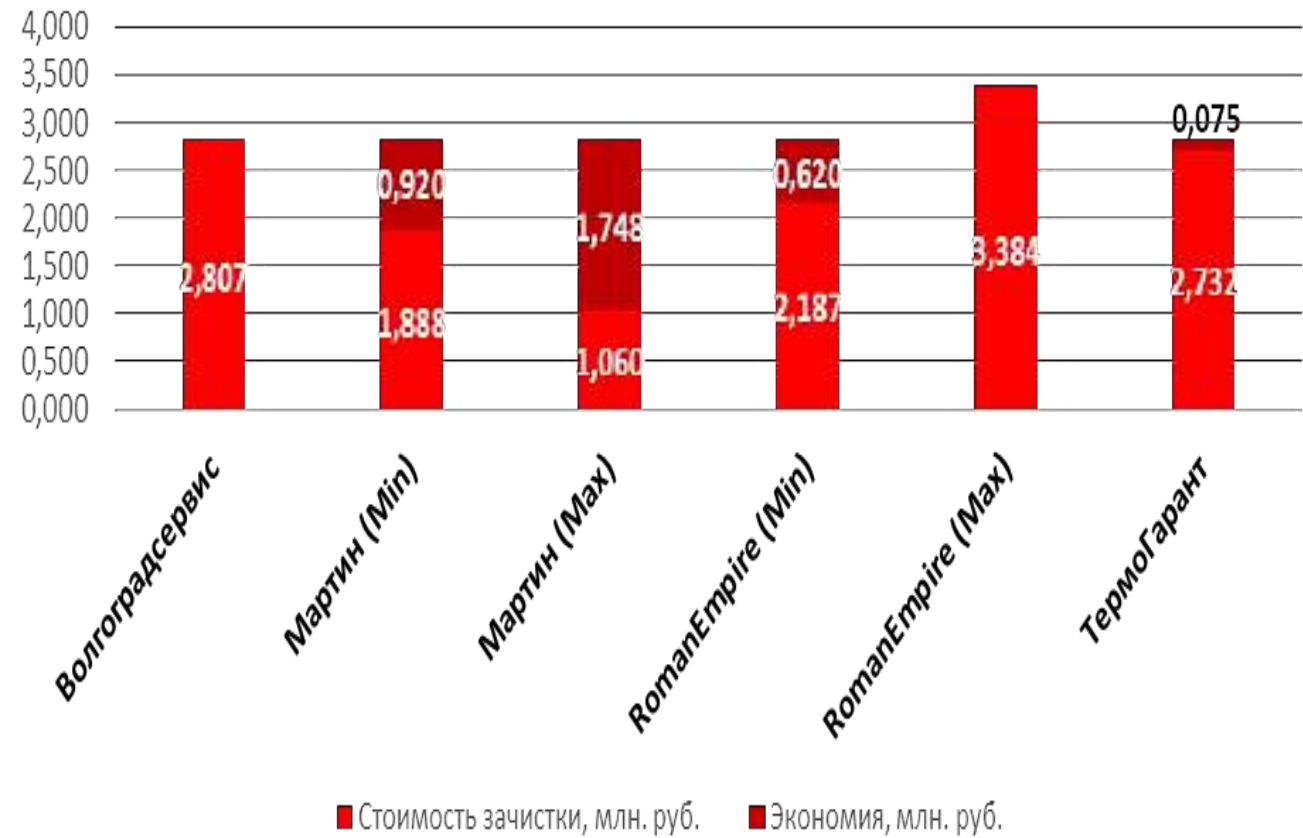


Рисунок 9 – Стоимость зачистки и экономия на 2025 год.

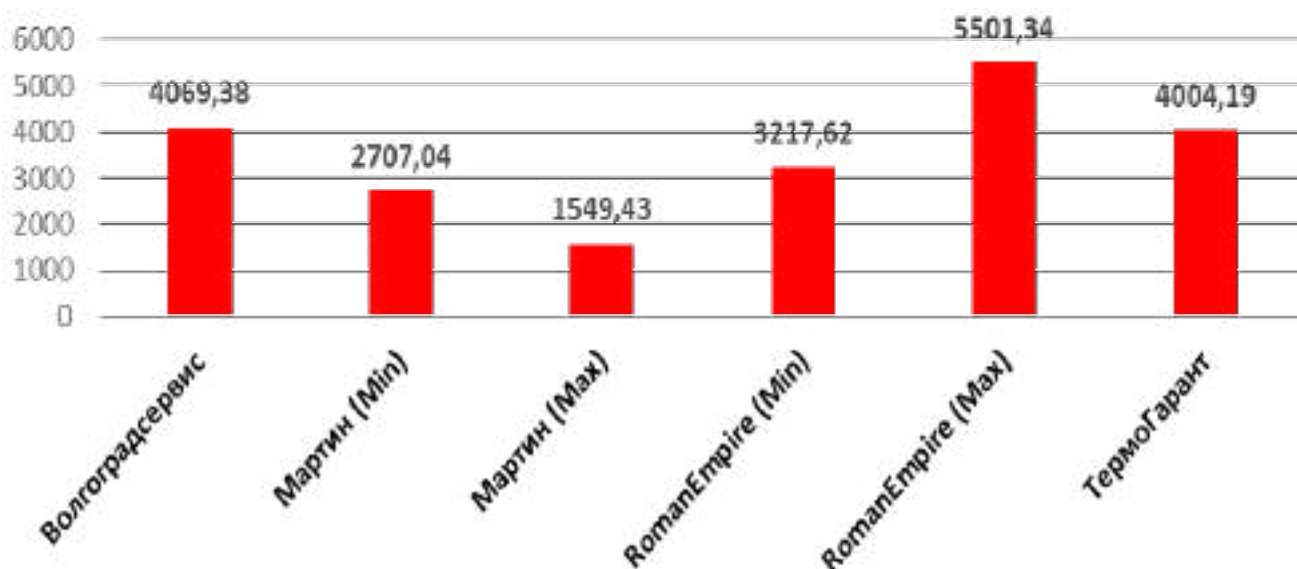


Рисунок 10 – График стоимости работ, приведённый на 1 м³ НСО, руб/м³ на 2022 год.

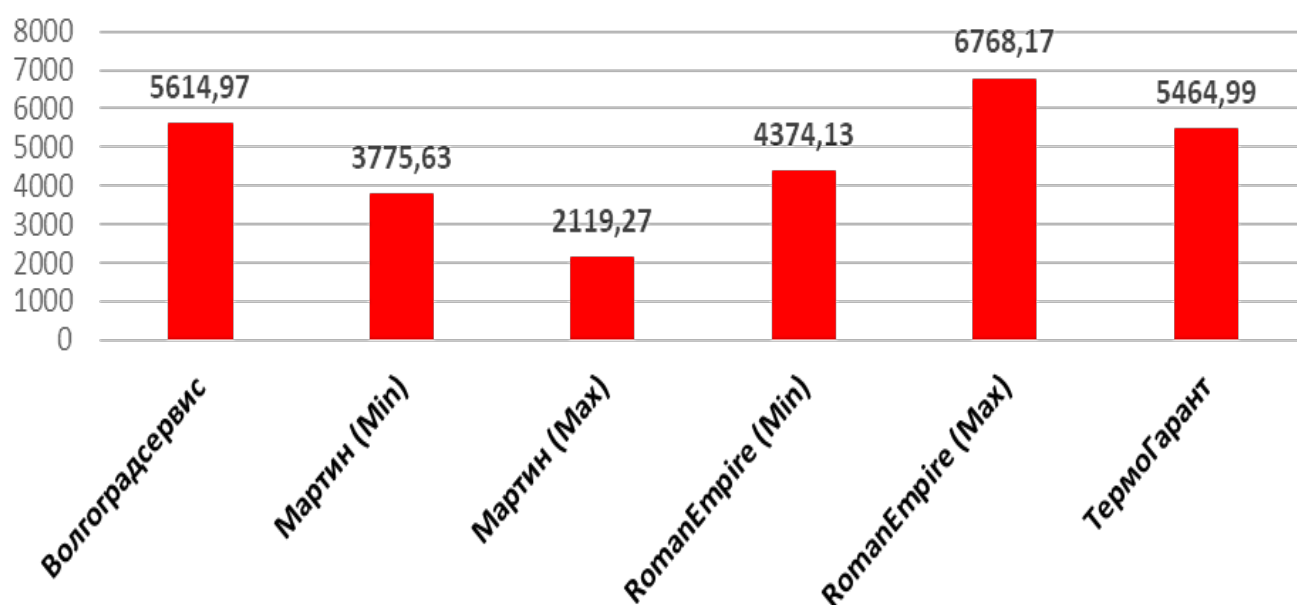


Рисунок 11 – График стоимости работ, приведённый на 1 м³ НСО, руб/м³ на 2025 год.

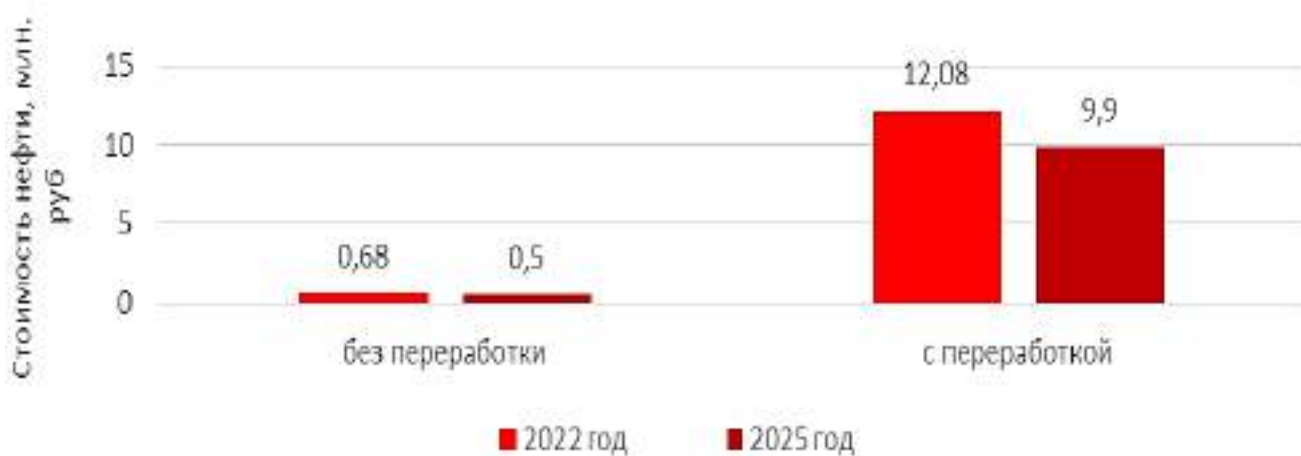


Рисунок 12 – График дополнительной стоимости нефти при использовании оборудования различных типов.

В ходе работы, на примере осуществлённых работ на ЦПС «Южное Хыльчую» в 2022 году, доказана низкая экономическая и технологическая эффективность базового подхода к зачистке РВС.

Определён наиболее оптимальный вариант закупки оборудования, который включает в себя закупку продукции компании «Миррико» MARTin «Тип В» в максимальной комплектации.

Таким образом, ожидаемый технологический эффект от внедрения выражается в сокращении сроков зачистки в 10 раз (с 51 до 5 суток), а также в увеличении количества извлекаемой нефти ориентировочно на 18-20%.

Предполагаемый экономический эффект заключается в сокращении удельных затрат на зачистку резервуара на 37-38% и достигается за счёт уменьшения количества отходов для утилизации. Так же предполагаемый экономический эффект заключается в увеличении выручки от возвращаемой в реализацию нефти приблизительно на 19% и объясняется увеличением доли возвращаемой в производство нефти.

Стоит отметить, что данный комплекс можно использовать не только как инструмент для зачистки РВС, но и как подвижную систему переборки содержимого шламовых амбаров.

Данные выводы косвенно доказывают эффективность применения оборудования этого типа не только на ЦПС «Южное Хыльчую», но и на других объектах общества.

УДК 621.644

Технология каскадного редуцирования природного газа с применением маршрутного энергосберегающего геотермального обогрева

Волков Д. С.¹, Янчук В. М.¹, Кузьбожев А. С.², Шишкин И. В.², Кузьбожев П. А.²

1 – ООО «Газпром трансгаз Ухта», г. Ухта, Россия

2 – Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

С целью газораспределения и газификации потребителей природного газа применяется комплекс технологического оборудования, включающий следующие основные элементы:

- систему наружных газопроводов (магистральные, распределительные, внутренние и т.д.);
- газораспределительные станции;
- газорегуляторные пункты;
- шкафные регуляторные пункты.

Для понижения давления транспортируемого природного газа до уровня, необходимого для его безопасного потребления, применяются газораспределительные станции [1]. Основными функциями газораспределительных станций являются:

- очистка, осушка газа;
- подогрев газа;
- редуцирование и поддержание расчетно-нормативного значения давления газа;
- измерение расхода газа;
- одоризация газа.

Процесс редуцирования природного газа сопровождается резким изменением термобарических условий транспортируемого потока газовой среды, в частности его интенсивным охлаждением. Изменение температурного режима потока газа может приводить к следующим негативным последствиям:

- снижение пропускной способности трубопровода;
- отказ оборудования, вызванный его обмерзанием;
- морозное пучение грунтов;
- повреждение трубопроводов.

Для предотвращения приведенных выше проблематик и подогрева, а также поддержания необходимой температуры газа, газораспределительные станции оборудуются блоками подогрева

природного газа. Количество и тип подогревателей газа выбирается из условия обеспечения требуемого значения температуры газа, до которой его необходимо подогреть перед осуществлением редуцирования. Как правило, подогреватели природного газа представляют собой кожухотрубчатые теплообменные аппараты, в которых процесс нагрева транспортируемой газовой среды осуществляется за счет ее контакта с теплоносителем, при этом предварительный нагрев теплоносителя осуществляется при помощи промышленных газовых котлов.

Учитывая, что в качестве энергоносителя выступает сжигаемый природный газ, потребление которого, особенно в режимах, характерных для крупных газораспределительных станций с высокой загрузкой, может быть значительным, разработка и применение перспективных энергосберегающих решений в технологических циклах газораспределительных станций является актуальной задачей.

В настоящей статье представлен новый высокоэффективный метод снижения энергопотребления за счет предварительного каскадного понижения давления в газопроводах-отводах за счет оснащения газопроводов-отводов линейными узлами редуцирования, обеспечивающими промежуточное снижение давления с сопутствующим охлаждением газа до нулевых значений и последующим маршрутным нагревом за счет теплообмена с грунтом.

На рисунке 1 представлена стандартная схема организации транспорта природного газа по газопроводу-отводу к газораспределительной станции.

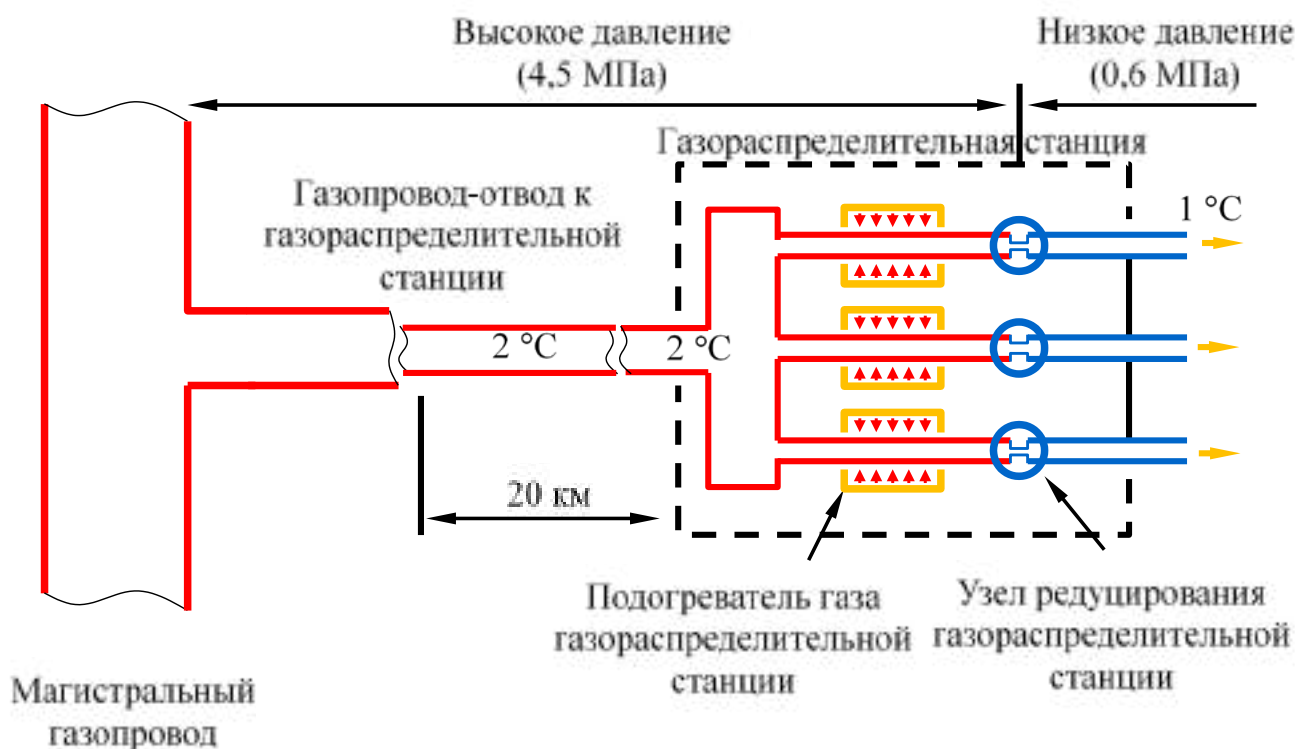


Рисунок 1 - Стандартная схема организации транспорта газа по газопроводу-отводу к газораспределительной станции.

Данная схема транспорта природного газа характеризуется значительной степенью редуцирования газа, а именно с 4,5 МПа до 0,6 МПа, что в свою очередь требует интенсивного предварительного подогрева природного газа с целью нивелирования проблематик, вызванных резким охлаждением газового потока.

На рисунке 2 приведен предлагаемый вариант транспорта природного газа.

Приведенный вариант транспорта природного газа предусматривает предварительное «малое» редуцирование транспортируемого потока газа, а именно с 4,5 МПа до 2,5 МПа, с последующим нагревом транспортируемой среды за счет геотермальной энергии грунта, окружающего газопровод.

Рассмотренный способ редуцирования природного газа включает не менее трех узлов редуцирования газа, за счет чего достигается постепенное понижение давления в сети и плавное изменение температурного режима, при этом корректировка температурного режима потока, а именно маршрутный нагрев, осуществляется за счет использования геотермальной энергии.

Снижение расхода топливного газа, используемого для подогрева транспортируемого природного газа, а также уменьшение температурного перепада транспортируемого природного газа на редуцирующем устройстве газораспределительной станции достигается за счет ступенчатого снижения давления транспортируемого природного газа в газопроводе взамен стандартной схемы однократного его снижения.

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-3.5-051-2006. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов. – М.: ЗАО «Издательский Дом Полиграфия», 2006. – 196 с.
2. Пат. 2770349 Российская Федерация, МПК F17D 1/04, F17D 1/05, F17D 3/01, F16L 55/027. Способ редуцирования природного газа / Д.С. Волков, В.М. Янчук, И.Л. Сарычев, Е.В. Сюткин, С.А. Лакиза, А.С. Кузьбожев, И.В. Шишкин, И.Н. Бирилло, С.А. Шкулов, П.А. Кузьбожев; патентообладатель: ООО «Газпром трансгаз Ухта», ООО «Газпром ВНИИГАЗ». – № 2021110616; заявл. 15.04.2021, опубл. 15.04.2022, Бюл. № 11.

УДК 6222.691.4-192

Причины, влияющие на эксплуатационную надежность и безопасность магистральных газопроводов

Ельцов Е. П.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация: Эксплуатационная надежность и безопасность магистральных газопроводов являются основными показателями для энергетической отрасли и предприятий, которые ее обслуживают. Несмотря на то, что газопроводы играют важную роль в транспортировке природного газа от мест добычи к распределительным сетям, на их надежность и безопасность влияют различные независимые друг от друга факторы, которые создают серьезную проблему как для эксплуатационных, так и для инспектирующих предприятий. Статья посвящена актуальным вопросам надежности и безопасности магистральных газопроводов.

Annotation: The operational reliability and safety of main gas pipelines are crucial issues for the energy industry and the communities they serve. Despite the important role that gas pipelines play in transporting natural gas from production sites to distribution networks, the reliability and safety of this activity can be influenced by various independent factors, creating significant challenges for operators and regulatory bodies. The article focuses on current issues related to the reliability and safety of main gas pipelines.

Ключевые слова: газопровод, магистральный газопровод, эксплуатационная надежность.

Рассматриваемая тема имеет огромную актуальность для современной энергетики, поскольку спрос на природный газ продолжает расти из-за его экономической эффективности и более низких выбросов углекислого газа по сравнению с другими видами топлива.

При наличии разветвленной сети магистральных газопроводов, протянувшихся на огромные расстояния, обеспечение их эксплуатационной надежности и безопасности приобретает первостепенное значение. Любое нарушение или неисправность в работе газопроводов может привести к серьезным последствиям, включая перебои в поставках, ущерб окружающей среде и даже риски для жизни людей.

Одной из основных причин, влияющих на эксплуатационную надежность и безопасность газотранспортной системы, является срок службы магистральных газопроводов. Многие

существующие газопроводы эксплуатируются десятилетиями, и по мере старения они становятся восприимчивыми к коррозии, разрушению металла и механическим повреждениям [1].

Учитывая, что эксплуатируемые магистральные газопроводы имеют средний возраст более 35 лет, а протяженность составляет более 152 тыс. км.

Такие магистральные системы требуют повышения эксплуатационной надежности и безопасности при транспортировке газа.

Кроме того, подземные трубопроводы подвержены воздействию как внутреннего фактора со стороны транспортируемого продукта, так и интенсивному воздействию внешних факторов, что в итоге приводит к старению и износу металла труб, их изоляции и других составляющих частей магистральных трубопроводов (МГ).

Значительная часть магистральных газопроводов страны построена в 60-70-е годы. Одним из первых газопроводов был «Саратов – Москва», введенный в эксплуатацию еще в 1946 г.

С течением времени газопроводы физически и морально изнашиваются, что снижает их эксплуатационную надежность и безопасность. На (рис. 1) в виде графика представлено распределение магистральных газопроводов в процентном соотношении по сроку эксплуатации [3].

Таким образом, на основании представленных данных можно сделать вывод о том, что на сегодняшний день существует проблема надежности магистральных газопроводов, эксплуатирующийся более 35 лет. [1].

Еще одним из факторов, влияющих на надежность газопровода, являются внешние угрозы, стихийные бедствия. Газопроводы подлежат различным внешним опасностям, таким как земляные работы вблизи трубопроводных коридоров, случайное повреждение третьими лицами и геологическими явлениями, такие как, оползни, землетрясения. Проведенный анализ показал, что наибольшая интенсивность воздействия неprojektных нагрузок на газопровод приходится на два определенных периода времени: апрель (время оттаивания) и ноябрь (время промерзания грунта). Именно в эти периоды наблюдается пик аварийных случаев.

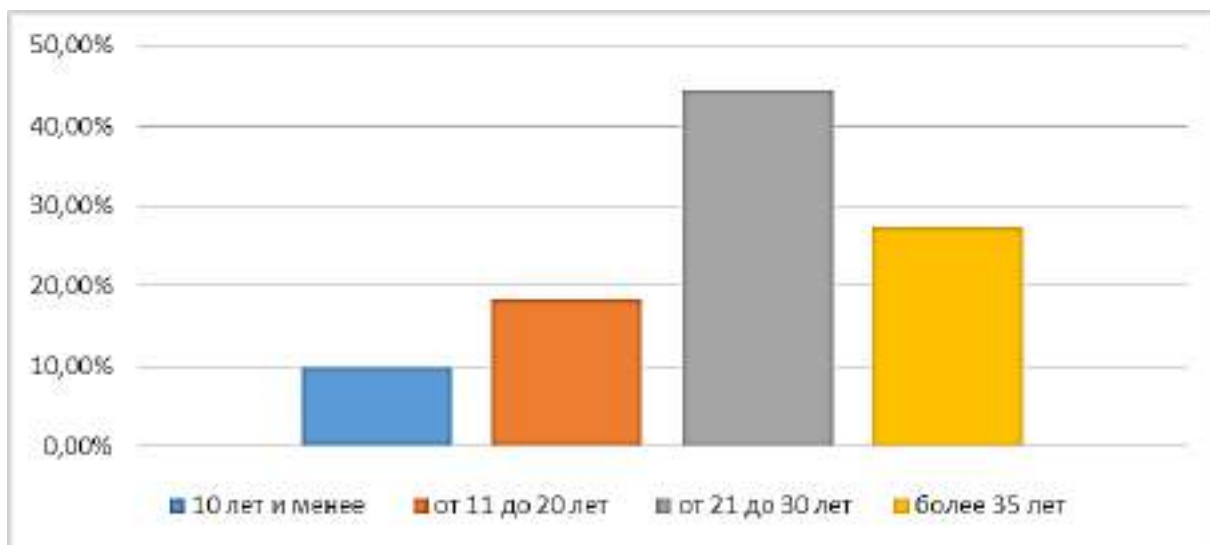


Рисунок 1 - Возрастной состав магистральных газопроводов.

В различных исследованиях отмечается, что в период оттаивания в апреле и промерзания почвы в ноябре количество аварий на магистральных газопроводах увеличивается в 2-2,5 раза по сравнению с другими периодами. Именно в этот период аварии могут привести не только к утечкам и разрывам, но и к полному отказу газотранспортной системы.

Для того чтобы обеспечить непрерывную работу необходимо определить, риски и стратегии, которые позволят свести к минимуму вероятность и последствия аварий.

Распознавание сезонных закономерностей и их влияния на целостность трубопровода имеет решающее значение для эффективной оценки рисков и принятия мер. Специалисты и

работники технического направления могут внедрять целенаправленные стратегии, такие как, усиленный мониторинг, методы усиления участков газопроводов в период промерзания почвы.

Кроме того, технологические достижения в энергетической отрасли внесли новые сложности в трубопроводные системы. Интеграция передовых систем мониторинга, технологий дистанционного зондирования и анализа данных позволила операторам получить ценную информацию о производительности трубопровода и потенциальных рисках. Однако эти достижения также требуют тщательного управления для обеспечения надежности и целостности соответствующей газотранспортной системы и точной интерпретации огромного объема генерируемых данных.

На надежность и безопасность магистральных трубопроводов могут влиять различные факторы, такие как нарушения проектных решений, строительных и монтажных работ.

Анализ показывает, что значительная часть аварий на газопроводах приходится на дефекты заводского брака, наружную коррозию брака СМР, что отражено на рис.2.

Не менее важно учитывать инциденты, вызванные механическими повреждениями и нарушениями технических и эксплуатационных правил. Чрезвычайные ситуации и стихийные бедствия создают проблемы для обеспечения надежности и безопасности, связанные с магистральными газопроводами.

Проанализировав отечественный опыт для обеспечения безопасности и надежной работы магистральных трубопроводов необходимо использовать, системный подход и анализ, которые позволят выявить ключевые факторы, определяющие безаварийную работу газопроводов.

Выявленные факторы дают возможность заинтересованным структурным подразделениям принимать меры для тщательного планирования, проектирования, соблюдения технологий при строительстве и правил техники безопасности, которые позволят снизить производственные риски и увеличить срок службы магистральных газопроводов.

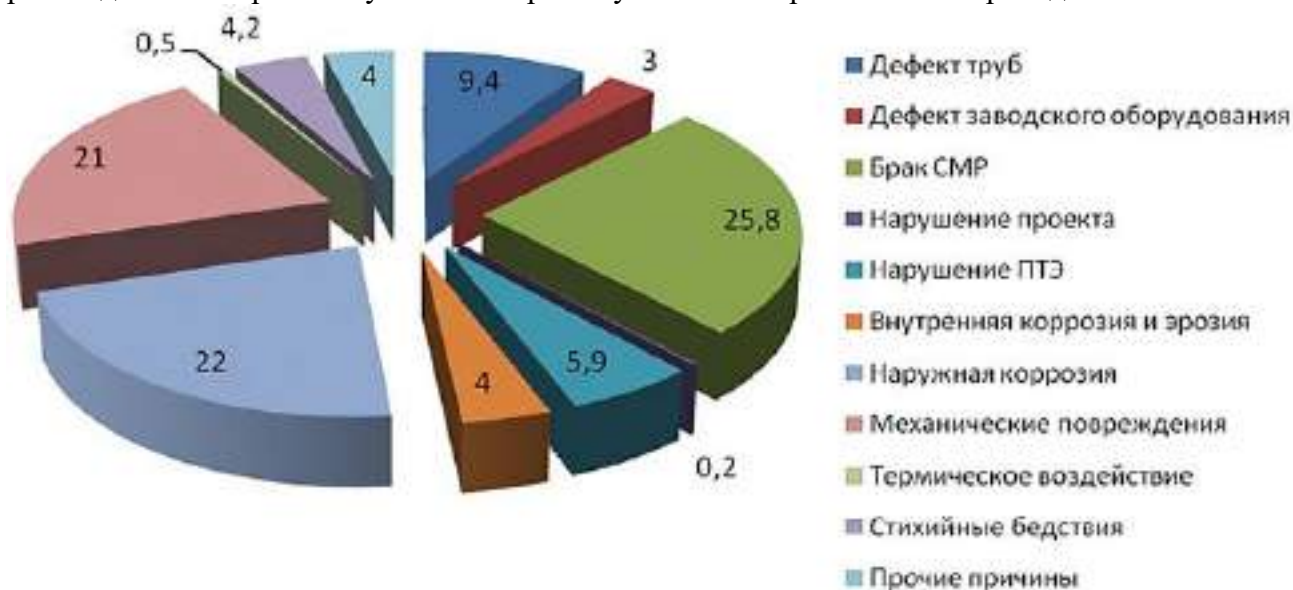


Рисунок 2 - причины отказов на газопроводах, %.

Библиографический список:

1. Совершенствование технологии и технических средств для капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов - ст. 10-14.
2. Гусейнов К.Б., Егоров С.И., Завьялов А.П., Лопатин А.С. Анализ факторов, влияющих на надежность эксплуатации линейной части магистральных газопроводов, испытывающей нештатные нагрузки // транспорт и хранение нефтепродуктов. 2015 №3. ст. 8-11.
3. Солдаткин А.В. Основные причины, влияющие на эксплуатационную надежность и безопасность магистральных газопроводов // Экономика и социум. 2019. №11(66). ст.-20-80.

Способ транспортировки нефти и нефтеконденсата в условиях многолетнемерзлых грунтов

Журихина А. В., Гаррис Н. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

В настоящее время нефтяная промышленность является ключевым звеном Российской Федерации. Нефть является основным источником энергии, так как обладает высокой энергоемкостью и весьма удобна для транспортировки, что делает ее практически незаменимым энергетическим ресурсом. С каждым годом развитие новых технологий, поиск и геологическая разведка, разработка и эксплуатация новых месторождений, а также транспортировка, хранение и переработка нефти и газа набирают обороты. Возникает необходимость в исследовании данного направления.

Россия территориально богатая страна. Многообразие геокриологической обстановки усложняет процессы проектирования, строительства и эксплуатации трубопроводных конструкций по всей площади России, в свою очередь потребность в природных источниках растет. Около 2/3 части территории нашей страны, в большей степени местность крайнего Севера, покрыта многолетнемерзлыми грунтами, сложнейшими условиями, требующими большего внимания, нежели обычные грунты. Многолетнемерзлые грунты – это очень сложная система, характер развития которой невозможно предугадать. Любое изменение климатической обстановки, а также механическое вмешательство в структуру таких грунтов приводит к серьезным последствиям. К ним относятся такие явления, как солифлюкция, термокарст, морозное пучение, осадка, подтопление, заболачивание и другие.

Наряду с развитием нефтегазовой отрасли, увеличивается актуальность изучения вопросов транспорта и эксплуатации трубопроводов в многолетнемерзлых грунтах. Повышение качества выполняемой работы с каждым годом, дает возможность–бесперебойной поставки нефти и газа, даже в самые отдаленные части России.

Строительство трубопроводов в условиях вечной мерзлоты относится к одним из самых трудных технологических процессов. Сложные природно-климатические условия и неустойчивость грунтов определяют особенности при строительстве и эксплуатации трубопроводной системы в данных обстоятельствах. Нефтепроводы, проложенные подземным и наземным способом, напрямую контактируют с мерзлым грунтом, тем самым оказывая влияние на мерзлое основание и наоборот.

В данной работе авторы предлагают рассмотреть способ транспортировки нефти и нефтеконденсата в условиях многолетнемерзлых грунтов, который основан на понижении температуры перекачки до минимально допустимой и ее поддержание, на заданном уровне, по всей трассе трубопровода, до конечного пункта приема.

Многолетнемерзлый грунт имеет отрицательную или нулевую температуру, содержит в своем составе лед и находится в мерзлом состоянии в течение нескольких лет, но при определенным образом сложившемся температурном режиме окружающей среды, грунт оттаивает, а затем при изменении условий, приведших к оттаиванию, вновь замерзает. Многолетнемерзлые грунты, вследствие наличия в них льдо-цементных связей при сохранении отрицательной температуры грунтов, являются достаточно прочными природными образованиями. Однако, при оттаивании порового льда по мере прокладки трубопроводов структурные льдо-цементные связи разрушаются, грунт переувлажняется талой водой и превращается в массу, не способную обеспечить геостойкость сооружений.

Стоит отметить, изменение состояния мерзлого грунта определяется не только влиянием природно-климатических факторов, но и степенью техногенного воздействия трубопроводов на теплопроводность вмещающих мерзлых грунтов. Сооружение трубопроводных систем, приводит к нежелательным изменениям геокриологической обстановки местности и

экологической среды. Механическое воздействие связано с комплексом земляных работ, выполняемых при прокладке трубопроводных магистралей.

Особую опасность представляет быстрое оттаивание грунта, которое происходит при «горячей» перекачке в процессе интенсивного неравномерного теплообмена в системе «трубопровод-грунт». Результат оттаивания грунта под нефтепроводом или вокруг него приводит к образованию ореолов протаивания, что снижает прочность мерзлого основания, приводит к осадке трубопровода и потере устойчивости конструкции. Границы ореолов протаивания необходимо сдерживать, согласно экологическим требованиям. Стоит отметить, что границы ореола протаивания непостоянны и колеблются в зависимости от температуры грунта, температуры и диаметра трубопровода. Отклонения границ ореолов протаивания от нормальных величин являются причинами многочисленных аварий, прогибов трубопроводов и осадке конструкций.

Не менее опасно и быстрое смерзание грунта. Результатом неравномерного теплообмена в системе «трубопровод-мерзлый грунт» является резкое изменение окружающей температуры к отрицательным показаниям, что приводит к возникновению действующих сил в многолетнемерзлых грунтах – сил морозного пучения и образованию бугров пучения. Вследствие понижения температуры и нерегулируемой теплоотдачи, происходит уменьшение ореола протаивания вокруг трубопровода, вплоть до смерзания грунта с трубопроводом и далее к его выпучиванию. Такой процесс не только негативно сказывается на трубопроводную систему, приводя к потере устойчивости конструкции, смещения горизонтальных и вертикальных отметок, авариям, но также и к разрушению криогенной обстановки вдоль трассы трубопровода, без возможности восстановления грунта в исходное состояние.

Для обеспечения надежной эксплуатации системы «трубопровод-грунт» необходимо еще на стадии проектирования учитывать различные конструктивные и технологические мероприятия. Это связано с одним из главных вопросов – взаимодействия нефтепровода с грунтом и оценкой его устойчивости по мере его обслуживания.

Для исследования был выбран теплый нефтеконденсатопровод, проложенный подземно и предназначенный для транспортировки легкой нефти и нефтеконденсата. Трубопровод оснащен тепловой изоляцией и термостабилизаторами (сезоннодействующими охлаждающими устройствами – СОУ). Нефть и нефтеконденсат транспортируется от установки подготовки нефти до приемо-сдаточного пункта с предварительным подогревом, с температурой около 40-50 °С. Но тепловая изоляция трубопровода не способна препятствовать проникновению тепла в мерзлоту, и это приводит к разрушению криогенной структуры грунтов, растеплению мерзлого основания, осадке отдельных участков, появлению дополнительных напряжений в трубопроводе, потере устойчивости трубопровода, выход его в аварийное состояние.

Для снижения теплового потока от трубопровода в грунт был рассмотрен вариант снижения температуры перекачиваемого продукта еще в начале трубопровода до значений минимально допустимого уровня. Так как маловязкая нефть и нефтеконденсат обладает малыми значениями вязкости даже при низких значениях температуры, то при предлагаемых условиях, не ожидается увеличения рабочего давления или снижения расхода.

Заданную температуру 20 °С при подаче на ПСП можно обеспечить с учетом [1, 2, 3] при значительно меньших температурах перекачки в изотермическом режиме.

Для этого необходимо:

- определить минимальную толщину изоляции (пенополиуретана) в данных условиях, обеспечивающую устойчивой работы подземного трубопровода $D = 0,426$ м, с учетом обводнения изоляции на 50 %, которое происходит при эксплуатации трубопровода (рисунок 1);

- выполнить расчет теплоизолированного нефтеконденсатопровода в мерзлоте при заданной температуре перекачки в сбалансированном тепловом режиме $t_{бал}$, при которой ореол протаивания вокруг трубопровода не превышает заданного значения R_0 (таблица 1);

- оценить потери напора на преодоления гидравлического сопротивления нефтеконденсатопровода.

Таблица 1 – Расчет параметров теплообмена системы «теплоизолированный трубопровод-грунт».

t бал.	16	17	18	19	20	21	22
p_t	765,667	764,857	764,049	763,243	762,439	761,636	760,835
u	0,1003	0,1003	0,1003	0,1003	0,1003	0,1003	0,1003
v_t	0,0000038	0,0000034	0,0000031	0,0000028	0,0000026	0,000002	0,00000209
Q	0,2348	0,2350	0,2353	0,2355	0,2358	0,2360	0,2363
Re	192410,38	212935,04	235648,83	260785,21	288602,54	319386,72	353454,1447
Re_1	40800	40800	40800	40800	40800	40800	40800
Re_2	2040000	2040000	2040000	2040000	2040000	2040000	2040000
$i_{бал}$	0,0070	0,0070	0,0069	0,0068	0,0068	0,0067	0,0067
$q_{трэн}$	12,3667	12,2680	12,1699	12,0727	11,9762	11,8804	11,7854
$q_{грунта}$	9,7833	10,3268	10,8704	11,4139	11,9574	12,5009	13,0444
$t_{изол}$	0,3428	0,4729	0,6031	0,7332	0,8634	0,9935	1,1237
R_o	0,3915	0,4302	0,4684	0,5057	0,5423	0,5780	0,6128
R_v	4,0814	3,9645	3,8621	3,7718	3,6915	3,6197	3,5551

Значение балансовой температуры $t_{бал}$ для заданной величины радиуса ореола протаивания R_0 показано на рисунке 1, в результате графического построения линий $y_1 = q_{трэн}$ и $y_2 = q_{грунт}$, с определением точки их пересечения.

Для выполнения условия транспортировки и выбора соответствующей толщины теплоизоляции, был произведен расчет на летнее и зимнее время, с температурой окружающей среды (грунта) $t_e = -2^\circ\text{C}$ и $t_e = -5^\circ\text{C}$. Потери напора на трение составили 697,41 м

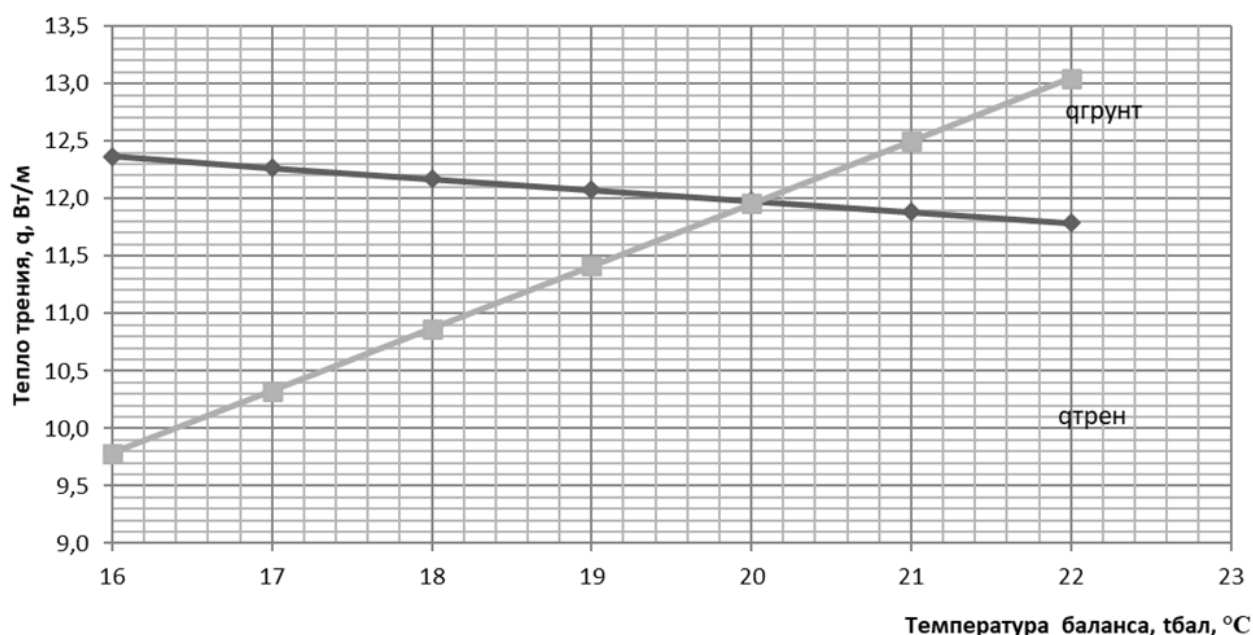


Рисунок 1 – Значение балансовой температуры $t_{бал}$ при условии ограничения размеров ореолов протаивания.

Получено, что минимальная толщина теплоизоляции, с учетом обводнения на 50 %, при ухудшении условий эксплуатации, должна составлять не 50, 100 и 200 мм, как применяется на участках трубопровода, а должна быть увеличена, как минимум, до 225 мм по всей трассе, для надежной эксплуатации конструкции.

Способ перекачки обеспечит переход с неизотермического режима на изотермический и выполнение требований по температуре при сдаче нефти и нефтекондсата в приемо-сдаточный пункт.

Таким образом, для предотвращения развития аварийной ситуации, и вывода трубопровода в нормальный режим функционирования, было выполнено: во-первых, прогнозирование состояния трубопровода в мерзлых грунтах [4, 5], во-вторых, рассмотрен способ транспортировки нефтеконденсата при изотермическом режиме перекачки с последующим восстановлением температуры до заданного уровня.

В результате, предлагаемый способ транспортировки позволяет снизить риск повреждения трубопроводной системы, минимизировать возможность образования ореолов протаивания по трассе трубопровода, дает возможность предотвратить потерю устойчивости конструкции в условиях многолетнемерзлых грунтах.

Библиографический список:

1. Гаррис Н.А., Русаков А.И., Лебедева А.А. Расчет сбалансированного теплообмена нефтепровода в мерзлоте и определение радиуса ореола протаивания // Нефтегазовое дело. 2018, т.16, № 5. С. 73-80.
2. Гаррис Н.А., Закирова Э.А., Кутлыева З.Р. Учет тепла трения при расчете режима регулируемого теплообмена нефтепровода с мерзлым грунтом // Нефтегазовое дело, 2017, т. 15, № 1. С. 108 – 113.
3. Гаррис Н. А., Журихина А. В., Шамов С. А. Прогнозирование температурного режима нефтепровода на территории мерзлоты // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2023. Вып. 2 (142). С. 115-126. <http://doi.10.17122/ntj-oil-2023-2-115-126>.
4. Garris, N & Rusakov, A & Baykova, L. (2018). New approach to estimation of thermal conductivity coefficient for underground pipeline forming a thawing halo in permafrost. Journal of Physics: Conference Series. 1111. 012016. 10.1088/1742-6596/1111/1/012016.
10. Гаррис Н.А., Русаков А.И. Учет степени техногенного воздействия подземных трубопроводов на теплопроводность вмещающих мерзлых грунтов // Нефтегазовое дело. 2020, т. 18. № 6. С.99-106.

УДК 621.643.053

Исследование напряжённого состояния трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки

Игнатик А. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Введение. Магистральные газонефтепроводы в процессе эксплуатации испытывают комплекс нагрузок. В общем случае на стенки труб действует внутреннее и внешнее давление, изгибающие и продольные силы, крутящие моменты [1]. Каждый силовой фактор вносит свой вклад в формирование напряжённо-деформированного состояния (НДС) конструкции. Теория о НДС труб при воздействии равномерно распределённого давления, продольных сил, крутящих моментов, осесимметричной радиальной нагрузки хорошо разработана и включает в себя несложный математический аппарат [2]. Также широко используется теория изгиба балки для описания НДС трубопровода при действии изгибающих сил. Однако более точной расчётной схемой трубы является цилиндрическая оболочка, а не балка. В то же время теория НДС цилиндрической оболочки при действии локальных изгибающих сил, в том числе радиальных неосесимметричных, включает в себя громоздкий математический аппарат [3], включающий системы дифференциальных уравнений высокого порядка, который для инженерных задач неприемлем. Поэтому на практике используются простые формулы из курса сопротивления материалов для вычисления изгибных напряжений, возникающих в балке, хотя они не вполне корректны для цилиндрической оболочки.

Целью данной статьи является определение НДС трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки экспериментальным путём. Проведённое исследование предназначено для выработки рекомендаций по достоверной оценке прочности трубопровода, проложенного в

сложных инженерных геокриологических условиях, где возможно воздействие внешних радиальных неосесимметричных, а также изгибающих нагрузок.

Методы исследования. Физическое моделирование выполнялось на лабораторном трубном стенде. Его внешний вид изображён на рис. 1.



1 – труба наружного диаметра 325 мм; 2, 3 – опоры стенда; 4 – гидравлический домкрат

Рисунок 1 – Лабораторный стенд для исследования НДС стенки трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки.

Объект исследования представляет собой трубу (длина между ближними торцами опор 2,5 м, наружный диаметр 325 мм, средняя толщина стенки 8,5 мм, марка стали 14ХГС), находящуюся на двух опорах. Левая опора жёсткая, она не допускает перемещение трубы во всех направлениях. Правая опора подвижная и позволяет ограниченное перемещение трубы в вертикальной плоскости при действии нагрузки. Под центральным поперечным сечением трубы расположен гидравлический домкрат, который служит приспособлением для создания нагрузки, действующей на стеку трубы. Эту нагрузку назовём внешней радиальной неосесимметричной, также её можно для простоты называть радиальной. Работа домкрата приводит к формированию НДС стенки трубы.

При нагружении трубы контролируется величина перемещения штока домкрата, которая равна величине перемещения середины нижней образующей трубы. Экспериментально с помощью датчика силы получена зависимость между радиальной нагрузкой F (в кН) и перемещением h (в мм) штока домкрата, она имеет следующий вид

$$F = 11,831h - 2,44. \quad (1)$$

Эмпирическая зависимость (1) справедлива для диапазона h от 0 до 8 мм. Итак, с помощью этой зависимости возможен переход от величины перемещения h штока домкрата к величине радиальной нагрузки F . В проведённых экспериментах перемещение штока домкрата составляет $h = 8$ мм. В таком случае, с учётом выражения (1), $F = 92,2$ кН.

Исследуем НДС правой половины трубы, примыкающей к подвижной опоре. Введём продольную координату u трубопровода, отсчитываемую от середины трубы вдоль её оси в правую сторону. Центральное поперечное сечение трубы имеет продольную координату $u = 0$, а правый торец трубы, примыкающий к опоре, координату $u = 125$ см.

Измерение деформаций стенки трубы выполняется в девяти поперечных сечениях трубы с координатами $u = 0; 15; 30; 45; 60; 75; 90; 105; 120$ см. В каждом сечении устанавливались датчики деформации в зонах с угловыми координатами φ от 0 до 180° с шагом $\Delta\varphi = 15^\circ$. Всего имеем 13 зон определения НДС в одном поперечном сечении. В каждую зону монтируется группа из трёх тензорезисторов для измерения следующих деформаций: 1) кольцевой ϵ_θ ; 2) продольной ϵ_z ; 3) под углом 45° к оси трубы ϵ_{45° . Этой группы тензодатчиков достаточно для полного определения НДС стенки трубы под нагрузкой в исследуемой зоне.

В ходе экспериментов труба подвергалась нагрузке, соответствующей перемещению штока домкрата $h = 8$ мм и радиальной силе $F = 92,2$ кН. Затем регистрировались значения деформаций с каждой группы тензодатчиков. Выполнялось три серии экспериментов для определения средних значений деформаций ε_θ , ε_z , ε_{45° .

Расчёт напряжений осуществляется по известным формулам обобщённого закона Гука, справедливым для упругого деформирования материала. Они имеют вид

$$\sigma_\theta = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_\theta + \mu \varepsilon_z), \quad (2)$$

$$\sigma_z = \frac{E}{1 - \mu^2} (\varepsilon_z + \mu \varepsilon_\theta), \quad (3)$$

$$\tau = G\gamma, \quad (4)$$

где σ_θ , σ_z , τ – кольцевое, продольное и касательное напряжение соответственно; E – модуль Юнга; μ – коэффициент Пуассона; G – модуль сдвига; γ – угловая деформация.

Радиальной составляющей напряжений в данной работе пренебрегаем ($\sigma_r = 0$), поэтому напряжённое состояние является плоским. Однако деформированное состояние является объёмным.

Значения механических характеристик стали: $E = 206000$ МПа; $\mu = 0,3$; $G = 79231$ МПа.

Угловая деформация определяется по формуле

$$\gamma = 2\varepsilon_{45^\circ} - \varepsilon_\theta - \varepsilon_z. \quad (5)$$

Далее определяется интенсивность напряжений σ_i в соответствии с выражением

$$\sigma_i = \sqrt{\sigma_\theta^2 - \sigma_\theta \sigma_z + \sigma_z^2 + 3\tau^2}. \quad (6)$$

Интенсивность напряжений σ_i является количественным критерием прочности согласно энергетической теории, известной из курса сопротивления материалов. Если интенсивность напряжений σ_i меньше (или равна) предельных напряжений $[\sigma]$: $\sigma_i \leq [\sigma]$, то прочность конструкции обеспечивается. Если $\sigma_i > [\sigma]$, то прочность не обеспечивается. О вычислении предельных напряжений $[\sigma]$ будет сказано ниже.

Также интенсивность напряжений является составляющей критерия начала пластичности материала. Если $\sigma_i < \sigma_T$, то наблюдается упругая стадия деформирования, где σ_T – предел текучести; если $\sigma_i \geq \sigma_T$, то происходит упругопластическое деформирование. Для стали 14ХГС предел текучести $\sigma_T = 327$ МПа. Формулы (2)–(4) верны только при упругой стадии работы материала. Если деформирование упругопластическое, то требуется использовать другие формулы, соответствующие теории пластичности. В таком случае используем алгоритм расчёта из статьи [4].

Основной нагрузкой, действующей на магистральный трубопровод при его эксплуатации, является внутреннее давление p перекачиваемого продукта. Поэтому исследуем НДС трубы при совместном воздействии радиальной нагрузки и внутреннего давления. Воспользуемся принципом независимости действия сил, который верен при упругом деформировании. В соответствии с ним напишем следующие уравнения для определения компонентов напряжённого состояния конструкции при комбинации нагрузок:

$$\sigma_\theta = \sigma_{\theta b} + \sigma_{\theta p}, \quad (7)$$

$$\sigma_z = \sigma_{zb} + \sigma_{zp}, \quad (8)$$

$$\tau = \tau_b + \tau_p, \quad (9)$$

где индексы « b » и « p » относятся к компонентам напряжённого состояния при воздействии радиальной силы и внутреннего давления соответственно.

Напряжения от действия радиальной нагрузки определяются с помощью экспериментов, а от действия внутреннего давления – по формулам теории цилиндрической оболочки. Воспользуемся теорией толстостенной цилиндрической оболочки. Формулы для расчёта напряжений на наружной поверхности трубы имеют следующий вид:

$$\sigma_{\theta p} = \frac{2pd^2}{D^2 - d^2}, \quad (10)$$

$$\sigma_{zp} = \frac{pd^2}{D^2 - d^2} = \frac{\sigma_{\theta p}}{2}, \quad (11)$$

$$\tau_p = 0. \quad (12)$$

Интенсивность напряжений принципу независимости действия сил не подчиняется. Для её расчёта при комбинированном нагружении используется формула (6).

Результаты. Обсуждение. При воздействии на трубу радиальной нагрузки упругопластическое деформирование происходит в трёх исследуемых зонах с продольной координатой $u = 0$ и угловыми координатами $\varphi = 135; 150; 165^\circ$. В зоне $u = 0, \varphi = 180$ тензодатчики не монтировались вследствие контакта трубы со штоком домкрата, однако в ней тоже ожидается пластическая составляющая деформаций. В остальных зонах деформации упругие.

На рис. 2 представлены эпюры кольцевых напряжений ε_θ при действии одиночной радиальной нагрузки для зон трубы с продольными координатами $u = 30; 45; 60; 75; 90; 105; 120$ см. Для зон $u = 0; 15$ см графики будут построены отдельно. Из рис. 2 следует, что кольцевые напряжения положительны в области боковой образующей трубы (угловая координата φ от 60 до 135°), отрицательны в областях верхней и нижней образующей (φ от 0 до 45° и от 150 до 180°), если не учитывать зоны, близкие к опоре, где наблюдаются краевые эффекты. Максимальные по модулю кольцевые напряжения приходятся на зону $u = 30$ см (ближе к середине трубы). Максимум кольцевых напряжений в большей части поперечных сечений трубы принадлежит области боковой образующей трубы (φ от 75 до 105°).

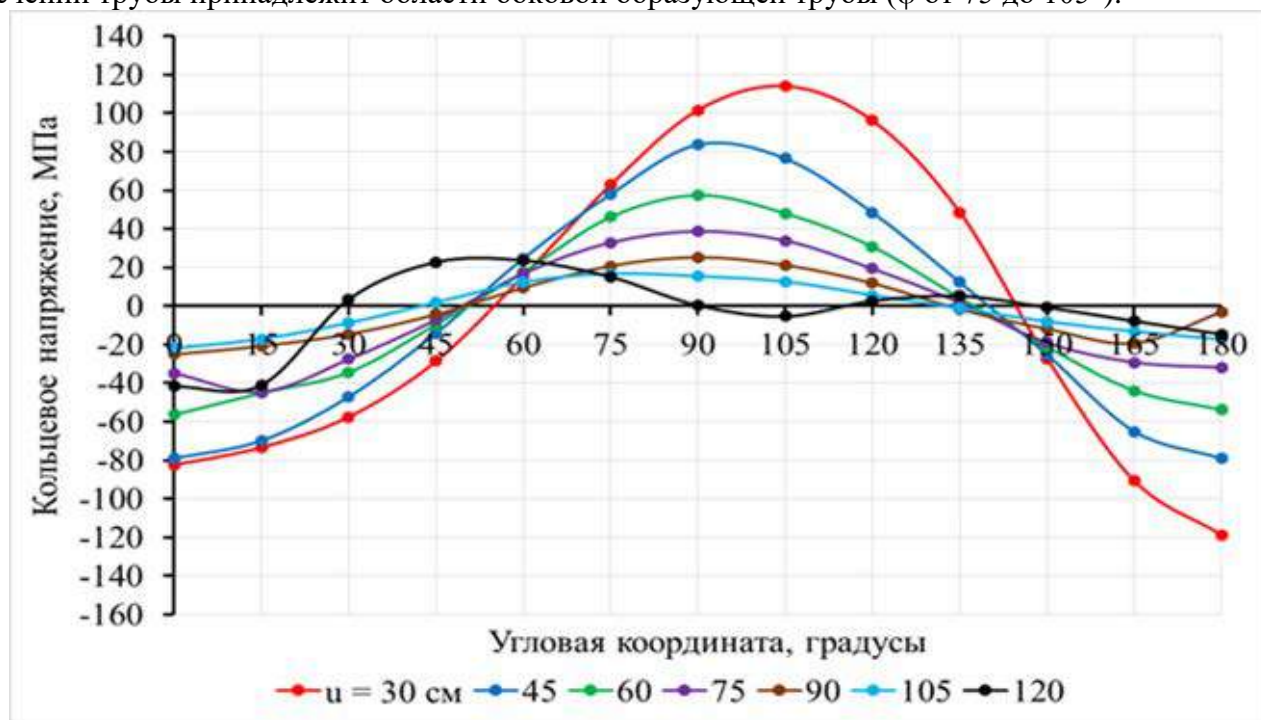


Рисунок 2 – Эпюры кольцевых напряжений в стенке трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки.

На рис. 3 изображены эпюры продольных напряжений. Здесь можно выделить зоны положительных и отрицательных продольных напряжений. В верхней части трубы продольные напряжения положительны, а в нижней – отрицательны, если не принимать во внимание область возле опоры. Нулевые напряжения наблюдаются в зонах с угловыми координатами φ от 75 до 105°.

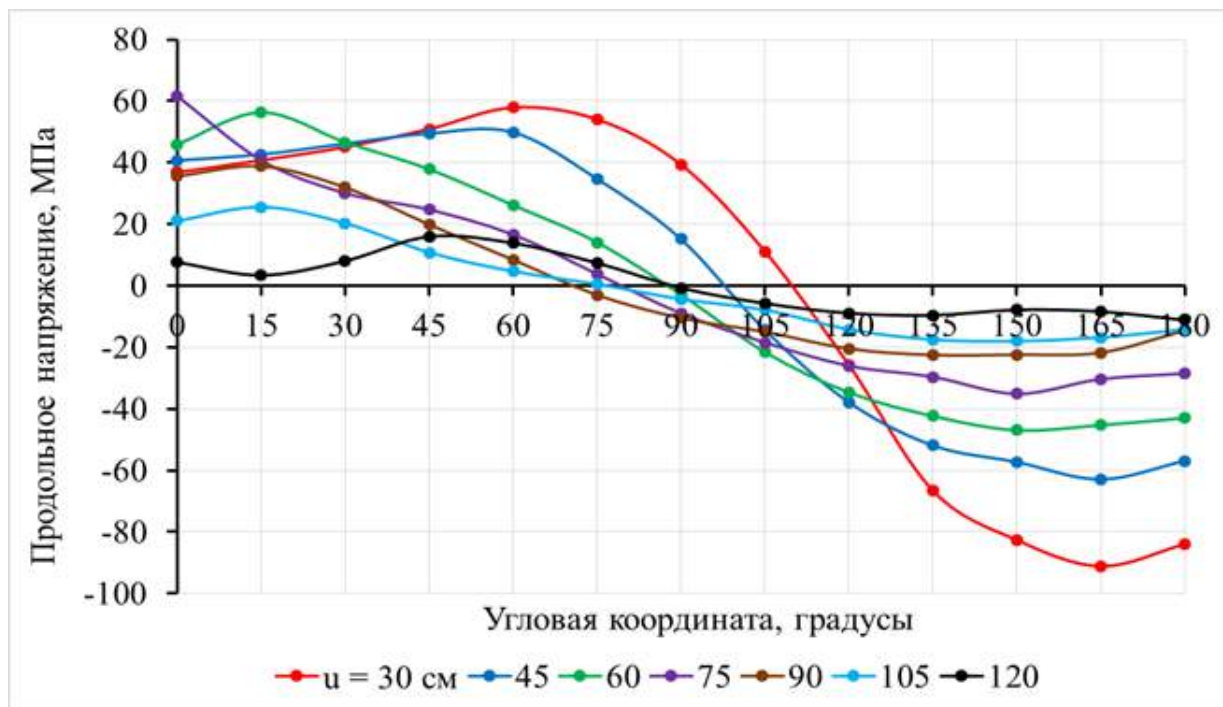


Рисунок 3 – Эпюры продольных напряжений в стенке трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки.

Эпюры интенсивности напряжений представлены на рис. 4. Максимальный уровень напряжений наблюдается в поперечном сечении $u = 30$ см. Видим на эпюрах области локальных максимумов и минимумов интенсивности напряжений. Три локальных максимума приходятся на угловые координаты φ : 1) 0° (верхняя образующая); 2) 75÷120° (боковая образующая); 3) 165÷180° (нижняя образующая). Два локальных минимума наблюдаются в зонах с угловыми координатами φ : 1) 60° и 2) 150° (для $u = 30$; 45; 60 см; в остальных поперечных сечениях второй локальный минимум смещается к нижней образующей трубы, кроме $u = 120$ см).

На рис. 5 изображены эпюры напряжений поперечного сечения трубы с продольной координатой $u = 15$ см. В соответствии с ними максимальная интенсивность напряжений приходится на область нижней образующей трубы, но уровень предела текучести $\sigma_T = 327$ МПа не достигнут. Вид графиков распределения кольцевых и продольных напряжений аналогичен таким графикам из рис. 2 и 3.

А на рис. 6 представлены эпюры напряжений для продольной координаты $u = 0$ (середина трубы). Здесь максимум кольцевых напряжений смещён в угловую координату $\varphi = 135$. Переход из области положительных продольных напряжений в отрицательную происходит в области φ от 135 до 150°. Интенсивность напряжений превышает предел текучести $\sigma_T = 327$ МПа в точках $\varphi = 135$; 150; 160°, поэтому здесь материал трубы деформируется упругопластически.

Предельные напряжения $[\sigma]$ вычисляются по формуле

$$[\sigma] = \frac{\sigma_B}{n_B}, \quad (13)$$

где σ_B – предел прочности; n_B – коэффициент запаса по пределу прочности.

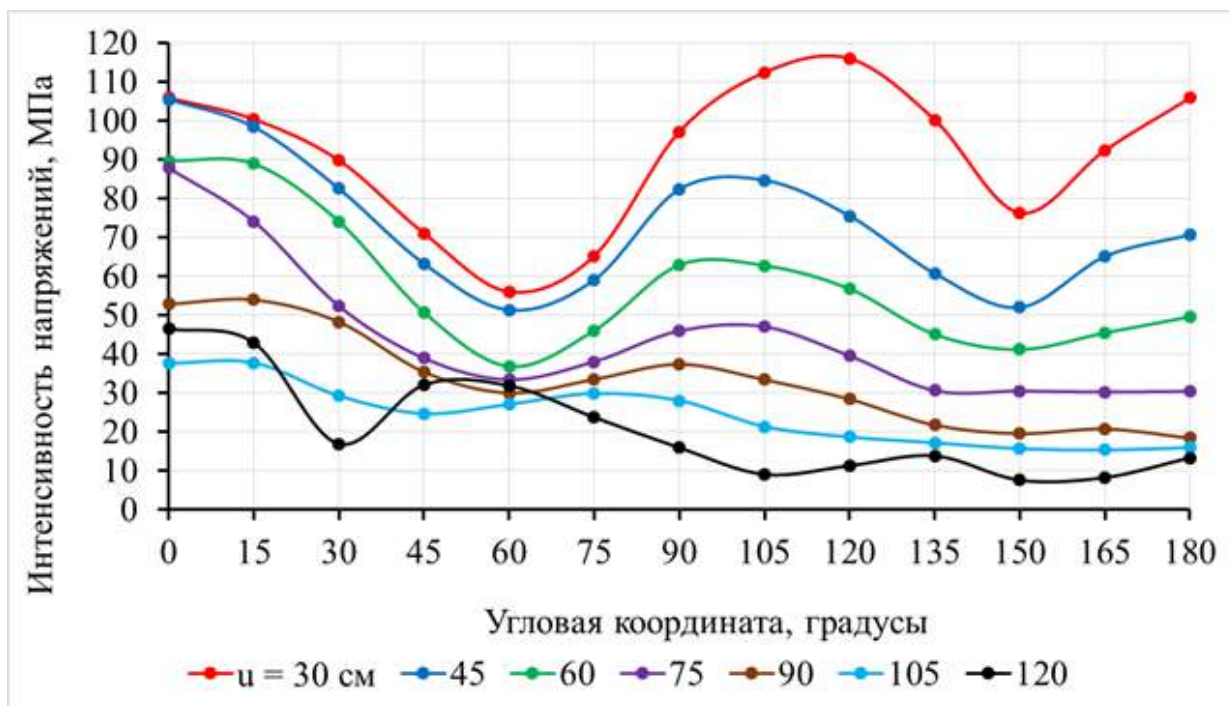


Рисунок 4 – Эпюры интенсивности напряжений в стенке трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки.

Для стали 14ХГС $\sigma_b = 537$ МПа. Коэффициент запаса n_b назначается согласно нормативной документации или исходя из опыта выполнения прочностных расчётов. Примем $n_b = 1,47$. По формуле (13) имеем: $[\sigma] = 537 / 1,47 = 365$ (МПа).

Условию прочности $\sigma_i \leq [\sigma]$ не удовлетворяет одна зона с координатами $u = 0$, $\varphi = 165^\circ$, где $\sigma_i = 380,82$ МПа. Чтобы снизить уровень механических напряжений в этой зоне, требуется уменьшить величину радиальной силы.

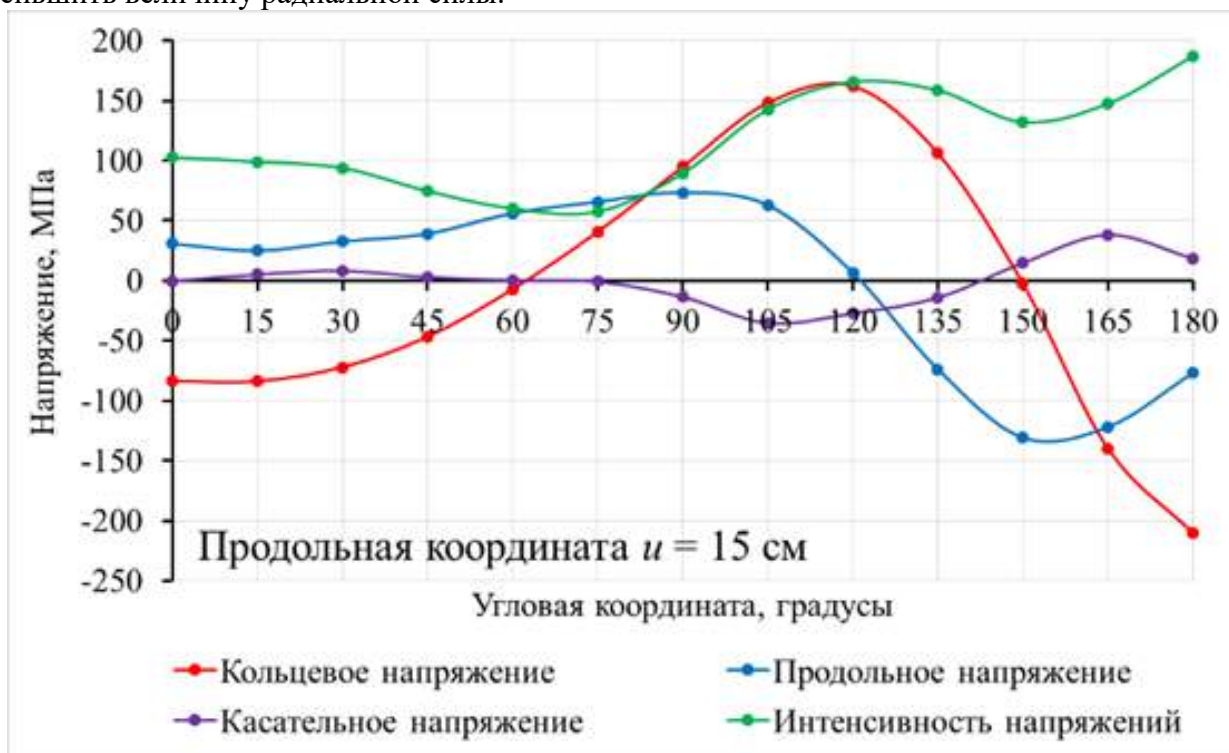


Рисунок 5 – Эпюры напряжений в стенке трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки. Продольная координата трубы $u = 15$ см.

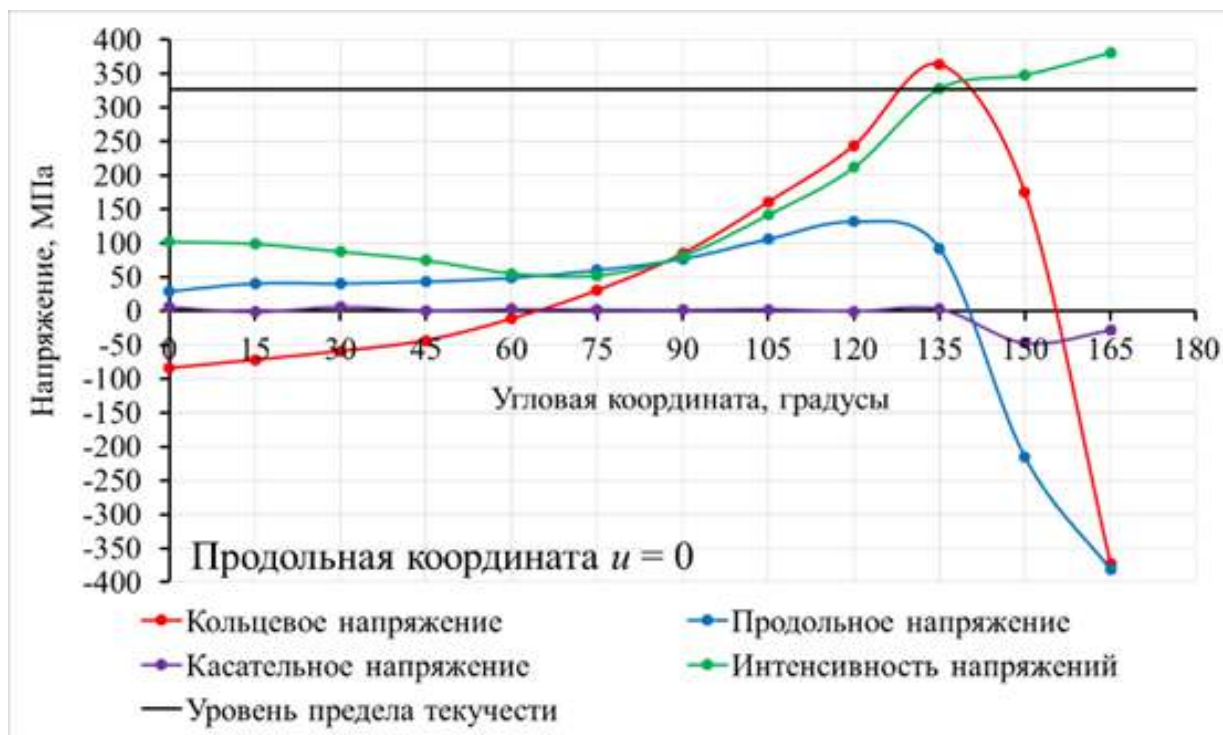


Рисунок 6 – Эпюры напряжений в стенке трубы при воздействии внешней радиальной нагрузки. Продольная координата трубы $u = 0$ (середина трубы).

Эпюры интенсивности напряжений поперечных сечений трубы при комбинированном воздействии радиальной нагрузки ($h = 8$ мм, $F = 92,2$ кН) и внутреннего давления $p = 6$ МПа изображены на рис. 7. Наблюдается максимум σ_i в области боковой образующей трубы. Также видим два минимума в зонах $\varphi = 0^\circ$ и $\varphi = 180^\circ$, кроме областей вблизи опоры. А при действии одиночной радиальной нагрузки в зонах верхней образующей трубы $\varphi = 0^\circ$ и нижней образующей трубы $\varphi = 180^\circ$ наблюдались локальные максимумы интенсивности напряжений (см. рис. 4). Следовательно, при комбинированном нагружении наиболее опасная зона с точки зрения обеспечения прочности находится в районе боковой образующей трубы. Однако в рассмотренных случаях на рис. 7 интенсивность напряжений не превышает уровня предела текучести $\sigma_T = 327$ МПа, поэтому материал трубы, согласно критерию начала пластичности, деформируется упруго, пластических деформаций нет.

На рис. 8 и 9 представлены графики распределения напряжений в поперечных сечениях $u = 15$ см и $u = 0$ соответственно при комбинированной нагрузке.

Согласно рис. 8, максимальный уровень напряжений в поперечном сечении $u = 15$ см наблюдается в области боковой образующей трубы (угловая координата $\varphi = 120^\circ$, $\sigma_i = 248,05$ МПа), как и в других сечениях (сравни с рис. 7). Однако уровень предела текучести $\sigma_T = 327$ МПа не превышен.

Эпюры кольцевых и продольных напряжений при комбинированном нагружении не продемонстрированы, так как они получаются путём поднятия соответствующих эпюр из рис. 2 и 3 на величины напряжений $\sigma_{\varphi p}$, σ_{zp} при действии только внутреннего давления. При $p = 6$ МПа, $D = 325$ мм, $d = 308$ мм, в соответствии с формулами (10) и (11), получаем, что кольцевое напряжение $\sigma_{\varphi p} = 105,79$ МПа, а продольное напряжение $\sigma_{zp} = 52,89$ МПа.

При упругопластическом деформировании принцип независимости действия сил некорректен. Поэтому на рис. 9 не представлены результаты для зон с угловыми координатами $\varphi = 135^\circ$; 150° ; 165° , в которых $\sigma_i > \sigma_T$ и имеются пластические составляющие деформаций.

Итак, в данной статье рассмотрен расчётно-экспериментальный метод исследования НДС стенки трубы при воздействии нагрузок. Данный метод позволяет исследовать прочность труб в лабораторных, а также полигонных условиях для совершенствования подходов к оценке прочности трубопроводов на основе анализа их НДС с учётом теорий упругости и пластичности.

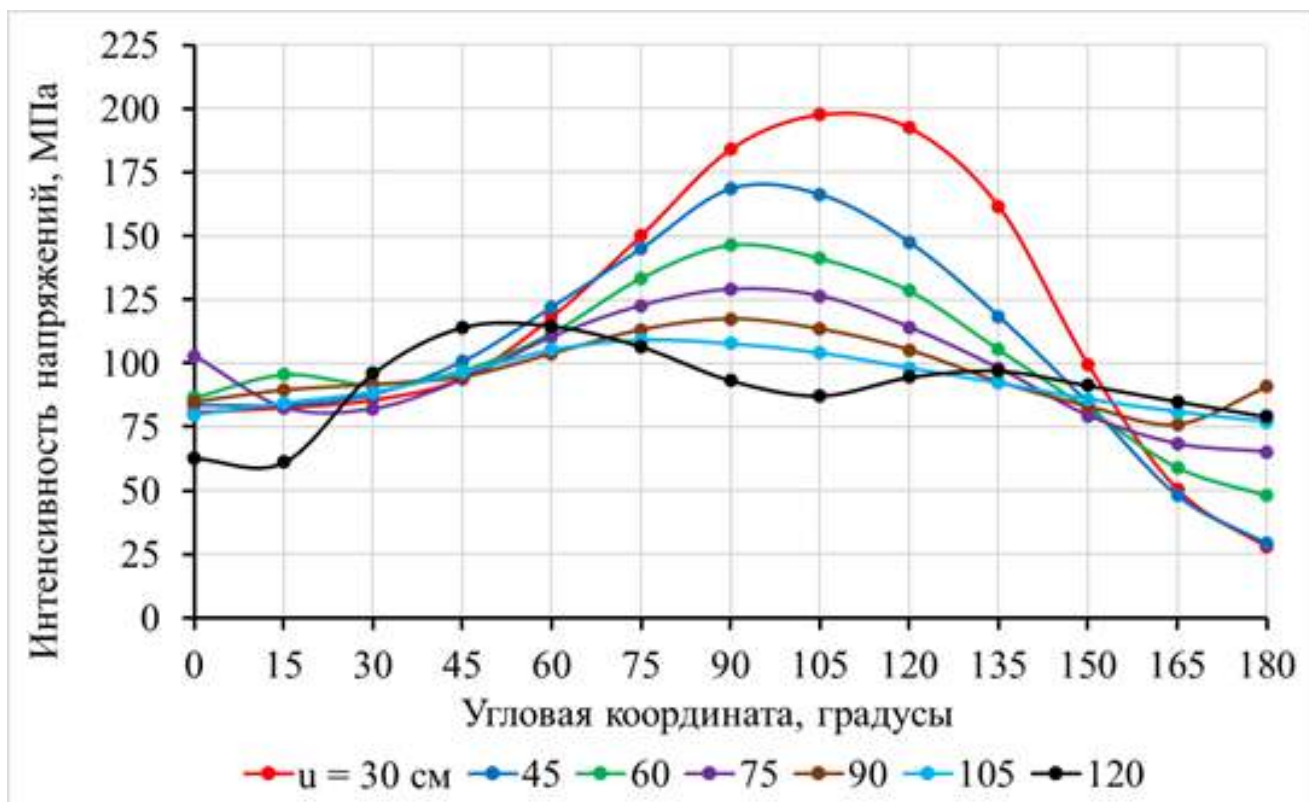


Рисунок 7 – Эпюры интенсивности напряжений в стенке трубы при комбинированном воздействии внешней радиальной сосредоточенной нагрузки ($F = 92,2$ кН, $h = 8$ мм) и внутреннего давления $p = 6$ МПа.

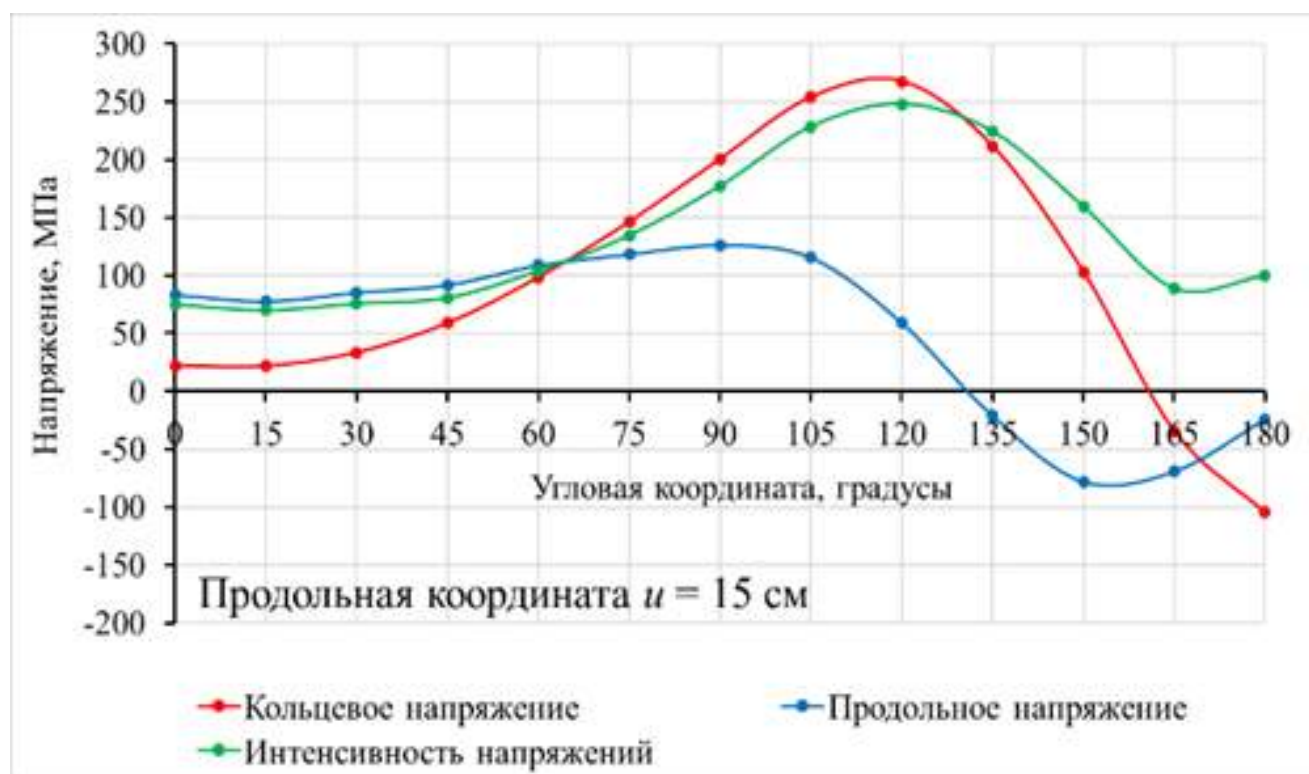


Рисунок 8 – Эпюры напряжений в стенке трубы при комбинированном воздействии внешней радиальной сосредоточенной нагрузки ($F = 92,2$ кН, $h = 8$ мм) и внутреннего давления $p = 6$ МПа. Продольная координата трубы $u = 15$ см.

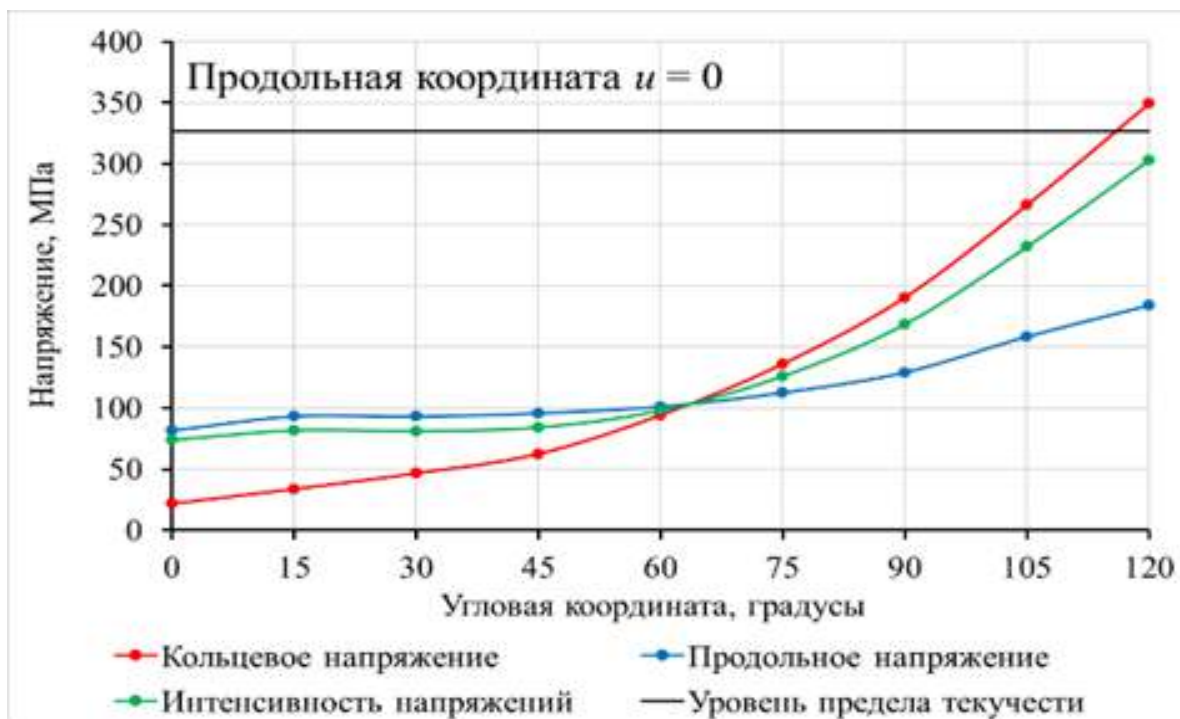


Рисунок 9 – Эпюры напряжений в стенке трубы при комбинированном воздействии внешней радиальной сосредоточенной нагрузки ($F = 92,2$ кН, $h = 8$ мм) и внутреннего давления $p = 6$ МПа. Продольная координата трубы $u = 0$ (середина трубы).

Выводы

1. При воздействии на трубу внешней радиальной сосредоточенной (неосесимметричной) нагрузки 92,2 кН в лабораторных условиях получены эпюры кольцевых и продольных напряжений, а также интенсивности напряжений в разных поперечных сечениях трубы. Кольцевые напряжения в области боковой образующей трубы положительные; в области верхней и нижней образующей – отрицательные. Продольные напряжения в верхней части трубы – положительные величины, в нижней части трубы – отрицательные. На эпюрах интенсивности напряжений наблюдается три локальных максимума в областях верхней, боковой и нижней образующей, а также два локальных минимума в областях с угловыми координатами 60° и 150° . Упругопластические деформации происходят в центральном поперечном сечении трубы в зонах с угловыми координатами 135° ; 150° ; 165° ; 180° . В остальных зонах деформации упругие.

2. При воздействии на трубу внешней радиальной сосредоточенной нагрузки 92,2 кН и внутреннего давления 6 МПа получены эпюры интенсивности напряжений в разных поперечных сечениях трубы. На этих эпюрах наблюдается один максимум напряжений в области боковой образующей трубы, а также два локальных минимума напряжений в областях верхней и нижней образующей трубы, кроме зон вблизи опоры трубы.

Библиографический список:

1. Макаров Г. И. Математические основы мониторинга напряжённо-деформированного состояния стенки трубы магистрального нефтепровода // Трубопроводный транспорт. Теория и практика. – 2007. – № 1. – С. 92–95.
2. Айнбиндер А. Б., Камерштейн А. Г. Расчёт магистральных трубопроводов на прочность и устойчивость. – М.: Недра, 1982. – 341 с.
3. Нерубайло Б. В. Локальные задачи прочности цилиндрических оболочек / Предисл. И. Ф. Образцова. Изд. стереотип. – М.: ЛЕНАНД, 2021. – 248 с.
4. Игнатик А. А. Метод оценки прочности магистрального трубопровода, учитывающий упругопластическое деформирование // Газовая промышленность. – 2023. – № 2. – С. 74–82

Повышение прочностных характеристик бетона при строительстве магистральных трубопроводов

Мустафаев В. Т., Исмаилов Р. А., Абасов В. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Бетонирование и бетонные конструкции широко применяются при строительстве магистральных трубопроводов и усиление прочностных характеристик бетона играет первостепенную роль для их надежной и безопасной эксплуатации.

Известно, что при твердении цементного камня одновременно протекает ряд сложных процессов: растворение и гидратация цементных минералов с образованием пересыщенных растворов, самопроизвольное диспергирование этих минералов до частиц коллоидных размеров, образование тиксотропных коагуляционных структур и, наконец возникновение, рост и упрочнение кристаллизационных структур. Применение различных добавок в состав бетона и активирование воды затворения магнитными полями оказывает влияние на все эти процессы и повышает прочностные показатели бетона.

В качестве добавок исследователи применяли микросиликаты, минеральные частицы, карьерную крошку, поверхностно-активные вещества и в последние годы в этом направлении используются возможности нанотехнологии. Так, исследователями в [1] были изучены технологические свойства модифицированных бетонных смесей на основе добавок наноструктурных пластификаторов. В результате активного участия в затворении бетонной смеси нанотрубок эксплуатационные показатели бетона были улучшены, удалось снизить содержание цемента на 10%, а его прочность повысить в среднем до 30%. Предложенные пластификаторы были рекомендованы для применения при изготовлении бетона с высокой подвижностью, с малой водопроницаемостью и повышенной морозоустойчивостью.

Возможность улучшения физико-химических и эксплуатационных свойств бетона путем механического активирования применением графита была исследована в [2]. Эффект применения силикатов для повышения прочности бетона был изучен в исследованиях [3], результаты которых показали, что при их добавлении в затворяемую смесь в количестве 5-15% от массы цемента, повышение прочности бетона в нормальных условиях твердения достигалось до 40%.

Результаты повышения прочности бетоны при использовании добавок минеральных частиц горнорудных отходов и других различных добавок отражены в [4] и в других исследованиях последних лет [5,6]. При этом может наблюдаться синергетический эффект при применении совместно различных добавок и с этой точки зрения исследования, проведенные в [7] вызывают научный интерес.

Изучение литературы по исследованиям путей повышения прочности бетона показало, что применение омагниченной воды при затворении бетонной смеси во многих случаях дает положительный эффект. Несмотря на то, что эффект применения омагниченной воды был известен довольно давно, многочисленные интенсивные исследования по изучению этого эффекта для бетонных смесей проводились в мире в последние 20-30 лет [8-14]. Вызывает научный и практический интерес также активирование воды затворения бетонной смеси после прохождения через электрическое поле [15].

В настоящей работе для исследования влияния различных добавок и омагниченной воды на прочность образцов цементного камня различного компонентного состава были проведены экспериментальные исследования. Вода затворения бетонной смеси омагничивалась пропусканием через электромагнитное поле мощностью 25 мТл. Были изготовлены опытные образцы цементного камня различного компонентного состава (60 образцов, затворенных на омагниченной и 60 образцов на обычной воде. Относительно компонентного состава образцы отличались содержанием цемента (Ц), песка (П), карьерной крошки (К) и наличием добавок

магнетита (Fe₃O₄). Образцы были затворены на одинаковом количестве воды, но при различных процентных соотношениях добавок поверхностно-активных веществ (ПАВ): 1; 0.5; 0.25; 0.1; 0.05 и без добавок ПАВ. После сушки продолжительностью 2 месяца, образцы были подвергнуты испытанию на прочность.

Данные по компонентному составу и результаты испытаний представлены в табл.1.

Если принять как основной выходной показатель прочность испытуемого образца, а факторами влияния взять содержание карьерной крошки, наличие добавок магнетита и концентрацию ПАВ, то можно произвести дисперсионный анализ данных с целью получения количественных оценок по влиянию каждого фактора в отдельности и совместно. Однако до проведения дисперсионного анализа целесообразно произвести ассоциативный анализ данных с целью выявления наличия устойчивой статистической связи между факторами влияния и выходным показателем. Исходя из вышесказанного, по методике проведения ассоциативного анализа данных [9], было исследовано наличие статистической связи между содержаниями ПАВ, карьерной крошки и замеренной прочностью бетона. Для этого по соответствующей методике было проведено первоначальное разбиение на группы испытуемых образцов (табл.2, случай неомagnetической воды).

Оценка меры связи определяется по коэффициенту сопряженности:

$$\Psi_c = \frac{\phi^2}{\sqrt{(s-1)(t-1)}} \quad (1),$$

s- число групп с различными значениями содержания крошки в своем составе;

t- число групп различными значениями прочности образцов.

Таблица 1 - Результаты испытаний

Компонентный состав образцов	ПАВ%				
	1	0,5	0,25	0,1	0,05
Для обычной воды					
1Ц2П	0,003	0,003	0,005	0,006	0,006
1Ц1П1К	0,004	0,006	0,006	0,007	0,010
1Ц2К	0,008	0,009	0,009	0,010	0,012
1Ц2П Fe ₃ O ₄	0,003	0,002	0,004	0,005	0,007
1Ц1П1К Fe ₃ O ₄	0,004	0,004	0,004	0,007	0,006
1Ц2К Fe ₃ O ₄	0,005	0,005	0,006	0,008	0,007
0,5 Ц 1П1,5К	0,002	0,001	0,002	0,002	0,004
1Ц0,5П1,5К	0,003	0,004	0,004	0,005	0,007
0,5Ц1П1,5К Fe ₃ O ₂	0,002	0,001	0,001	0,002	0,004
1Ц0,5П1,5К Fe ₃ O ₂	0,002	0,002	0,003	0,004	0,005
Для омагнетической воды					
1Ц2П	0,003	0,005	0,004	0,006	0,005
1Ц1П1К	0,005	0,005	0,004	0,005	0,006
1Ц2К	0,009	0,005	0,007	0,007	0,007
1Ц2П Fe ₃ O ₄	0,004	0,004	0,005	0,004	0,009
1Ц1П1К Fe ₃ O ₄	0,006	0,006	0,007	0,011	0,010
1Ц2К Fe ₃ O ₄	0,003	0,006	0,005	0,005	0,011
0,5 Ц 1П1,5К	0,002	0,002	0,002	0,003	0,006
1Ц0,5П1,5К	0,003	0,003	0,004	0,005	0,007
0,5Ц1П1,5К Fe ₃ O ₂	0,002	0,002	0,002	0,002	0,006
1Ц0,5П1,5К Fe ₃ O ₂	0,003	0,003	0,003	0,005	0,008

Таблица 2 - Результаты разбиения на группы

Содержание карьерной крошки, в объемных частях	Количество образцов со значением прочности		Всего
	> 0,005	< 0,005	
Нет	9 (n_2)	3 (n_{11})	12 (n_{10})
1-1.5 К	11 (n_{22})	25 (n_{21})	36 (n_{20})
2К	11 (n_{32})	1 (n_{31})	12 (n_{30})
Всего	31 (n_2)	29 (n_{01})	60 (N)

Далее определяется следующий расчетный параметр:

$$\varphi^2 = \frac{1}{N} \sum_{i,j=1}^N \frac{(n_{ji} - v_{ji})^2}{v_{ji}} \quad (2),$$

где n_{ji} – количество образцов в группе j по значению прочности и в группе i по наличию в составе образцов карьерной крошки.

Расчетные значения v_{ji} в соотношении (2) определяются следующим образом:

$$v_{ji} = \frac{n_{j0}n_{0i}}{N} \quad (3)$$

и сведены ниже в таблицу 3.

Таблица 3 - Расчетные значения для ассоциативного анализа

Содержание крошки, в объемных частях	Значения прочности образцов	
	>0,005	<0,005
Нет	6,2 (v_{12})	5,8 (v_{11})
Есть: 1-1,5 К	18,6 (v_{22})	17,4 (v_{21})
2К	6,2 (v_{32})	5,8 (v_{31})

На заключительном этапе ассоциативного анализа по соответствующему критерию устанавливаем, можно ли считать устойчивой статистическую связь между содержанием крошки и показателем прочности. Для этого проверяется выполнение следующего соотношения:

$$\varphi^2 > \frac{c - 1}{N} \quad (4),$$

где c – количество классов разбиения в табл.3 (берем значение 6); N – количество взятых образцов (60); φ^2 определяется на основании соотношений (2-3) и составило значение 0,279.

Таким образом, из (4) получаем: $\varphi^2 = 0.279 > 0,083$ – соотношение выполняется и выявлена статистическая связь между фактором содержания карьерной крошки и показателем прочности цементного камня. Степень достаточной устойчивости этой связи определяем по значению среднеквадратической ошибки:

$$\sigma\varphi^2 = \frac{2}{\sqrt{N}} \sqrt{\varphi^2(1 + \varphi^2)} \quad (5),$$

что составило 0,154. Сравниваем это значение со значением 0,197, полученным для меры связи по соотношению (1). Мера связи превышает значение среднеквадратической ошибки, а, следовательно, выявленная выше статистическая связь достаточно устойчива.

По аналогичной процедуре был проведен анализ данных с целью выявления характера статистической связи между добавками ПАВ и прочностью бетона и все полученные результаты как для случая применения омагниченной, так и обычной воды сведены в итоговую табл. 4.

Таблица 4 - Результаты ассоциативного анализа

Параметры	Ψ_c	φ^2	$\sigma\varphi^2$
Содержание крошки: неомагниченная вода омагниченная вода	0,197 0,047	0,279 0,067	0,154 0,069
Содержание ПАВ: неомагниченная вода омагниченная вода	0,126 0,082	0,178 0,116	0,118 0,093

Анализ результатов, представленных в табл.4 показывает, что для случая использования неомагниченной (обычной воды) при затворении бетонной смеси между факторами наличия карьерной крошки и добавками ПАВ прочностью бетона выявлена устойчивая статистическая связь ($\psi_c > \sigma\varphi^2$). Отсутствие такой устойчивой связи для случая использования омагниченной воды, на наш взгляд, можно объяснить тем, что при обработке воды затворения смеси магнитным полем, активизирует нелинейные синергетические эффекты при твердении бетона. Тем самым связь между отдельно взятыми факторами влияния (наличием карьерной крошки, добавками ПАВ и магнетита) с показателем прочности бетона плохо описывается простыми корреляционными зависимостями. Хотя и результаты испытаний показывают, что применение магнитной обработки воды при затворении бетонной смеси повышает его прочностные показатели.

Результаты проведенных экспериментальных исследований целесообразно было бы после ассоциативного анализа данных обработать с помощью дисперсионного анализа данных (для оценки совместного влияния добавок и фактора омагничивания), анализа информативности признаков, кластерного анализа с целью предложения математической модели формирования прочности бетона. Это является предметом намечаемых нами исследований на ближайшее время.

Библиографический список:

1. Жданок С., Полонина Е., Леонович С. и др. Повышение прочности бетона пластифицирующей добавкой на основе наноструктурированного углерода //Строительные материалы. -2018, №6, с.67-72.
2. Приходов Д.А., Баранов В.Н., Никифорова Е.М. и др. Исследование влияния активирования портландцемента на физико-химические свойства бетона //Фундаментальные исследования. - 2016, №11 (часть 5), с.938-943.
3. Пермяков М., Воронин К., Трубкин И. и др. Влияние добавки микрокремнезема на удобоукладываемость и плотность равно подвижных бетонных смесей и прочность бетона //Строительные материалы и изделия. 2023. Выпуск №3 (129), с. 1-8.
4. Жуковский М., Жарова И., Верещагин П. Повышение прочности бетонов с использованием минеральных частиц флотационных отходов горно-обогатительных предприятий //Строительные материалы. 2018, №10, с.19-23.
5. Ткач Ю., Темирканов Р. Улучшение физико-механических свойств модифицированного бетона на основе применения химически активированного микрокремнезема с микроармирующим волокном //Строительные материалы и технологии. -2020, №2(88), с.123-135.
6. Гувалов А., Аббасова С. Эффективность модификаторов в регулировании свойств бетонных смесей //Строительные материалы, №7, Moskva. -2017, с.49-51.
7. Саттаров Р.М., Исмаилов Р.А., Нариманов Н.Н. Моделирование синергетического воздействия ПАВ и карьерной крошки на прочностные показатели цементного камня. /АГНА, НИИ «ГПНГ и К», «Ученые труды». Том VII. Баку. -2006, с.117-125.
8. Мамедзаде А.М., Нариманов Н.Н. Изучение возможности применения магнитных полей для повышения прочности бетона /АГНА, НИИ «ГПНГ и К», «Ученые труды». Том II. Баку. -2001, с.53-60.
9. Нариманов Н.Н., Исмаилов Р.А., Саттарзаде И.Р. Ассоциативный анализ влияния омагниченной воды на прочность цементного //Азербайджанское нефтяное хозяйство, №6, 2004, с.53-57.

10. Аниев Д., Чалдыров О. и др. Влияние омагниченной воды на прочность бетона и цементных смесей //Молодой ученый. -2023, №11(458), с.35-38.
11. Basavachetana G., Nikitha S. Naragundkar, Pulakesh Banakar G.C., Rajeev H., Priyanka A.S. An experimental study on use of magnetized water in concrete //International Journal of Engineering Research&Technology (IJERT). 2023. Volume 11 Issue 05, pp.419-424.
12. Zena K. Abbas, Hayder A. Al-Baghdadi, Enaam Mahdi Ibrahim Concrete strength development by using magnetized water in normal and self compacted concrete //Journal of the Mechanical Behavior of Materials. 2022; 31: pp. 564-572.
13. S. Venkatesh, P, P. Jagannathan, V.R. Prasath Kumar En experimental Study on the effect of magnetized water on mechanical properties of concrete /IOP Conf. Series: Materials Science and Engineering. 912 (2020), 9 pages.
- 14.Sabbani Radhu & Ch.Kireety Strength Studies on fly ASH based magnetic water concrete //Global Journal of Engineering Science and Researches. 4(5): May 2017, pp. 23-34. DOI-10.5281/Zenodo.572503
15. Бектемирова М., Исмаилова Н. Исследование прочностных характеристик бетона. затворенных на активированной воде //Наука и инновационные технологии.- 2020, №1 (14), с.49-54.

УДК 327:622.692.4

**Потери от сжигания факельного газа в Российской Федерации и Пакистане
и необходимость внедрения технологий переработки факельного газа
в нефтегазовом секторе**

Хан К.¹, Борисова О. В.², Яворская Е. Е.²

1 – Пакнефтегаз, г. Исламабад, Пакистан

2 – Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В данной статье предлагается разработка стратегии полной утилизации факельного газа и внедрение технологии переработки факельного газа в соответствии с его составом и объемом в Российской Федерации и Пакистане. Чтобы избежать потерь факельного газа и негативного влияния его сжигания на окружающую среду Пакистана, который является пятой по уязвимости к изменениям климата страной, правительству Пакистана настоятельно рекомендуется поддержать инициативу Всемирного банка о достижении нулевого показателя рутинного факельного сжигания.

Ключевые слова: объем факельного газа, нулевое рутинное сжигание, технологии утилизации факельного газа

Шестьдесят пять (65) процентов сжигаемого на факелах газа в мире производятся в Нигерии, Алжире, Боливарианской Республике Венесуэла, Иране, Ираке, Российской Федерации и Соединенных Штатах Америки [1]. Согласно спутниковым данным, в 2021 и 2022 годах мировой объем сжигания газа составил 144 млрд куб. м и 139 млрд куб. м соответственно. Общий объем факельного газа Российской Федерации и нефтегазовых объектов Пакистана, оцененный по спутниковым данным, с 2012 по 2022 год составляет 247969,19 миллиона кубических метров и 4140,96 миллиона кубических метров [3].

Факельное сжигание газа — это термин, используемый для сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ), т.е. газа, который образуется в процессе добычи нефти. Попутный нефтяной газ содержит смесь газов, включая метан (CH₄), этан (C₂H₆), пропан (C₃H₈), бутан (C₄H₁₀), пентан (C₅H₁₂) и т. д. Большой процент попутных нефтяных газов составляет метан, который является парниковым газом. Углекислый газ (CO₂) оказывает в 25 раз меньше вредного воздействия на окружающую среду, чем метан. Единственная причина, по которой операторы нефти и газа сжигают это сырье и природный ресурс, это невозможность переработки ПНГ в силу определенных технических, нормативных и экономических ограничений.

Существует три вида факельного сжигания газа:

1. Рутинное сжигание на факелах: оно осуществляется, когда оператор по добыче нефти/газа добывает газовый конденсат или нефть из скважины во время добычи углеводородов. Оно происходит на постоянной основе и является источником значительных объемов выбросов парниковых газов. В качестве примера выступают резервуары для хранения API 650, сепараторы углеводородов и т. д.

2. Управляемое сжигание на факелах в целях безопасности: газы сжигаются на факелах для обеспечения безопасности оборудования, емкостей, системы трубопроводов и объектов по производству углеводородов. Безопасное факельное сжигание также используется при вводе в эксплуатацию и остановке объектов добычи углеводородов.

3. Нерегулярное сжигание газа на факелах: редкое или периодическое сжигание газа на факелах называется нерегулярным сжиганием газа на факелах. Существует две категории нерегулярного факельного сжигания: плановое и аварийное. Оператор осуществляет контроль за сжигаемым газом при плановых мероприятиях по сжиганию, в то время как контроль оператора за выбросами сжигаемого газа в атмосферу в случае незапланированного сжигания отсутствует. Примерами планового сжигания на факелах являются преднамеренные продувки трубопроводов, разгерметизация технологических трубопроводов и технологического оборудования. Избыточное давление в предохранительном клапане является примером аварийного внепланового сжигания газа.

Компания Oil & Gas Development Company (OGDCL) занимает первое место, а United Energy и венгерская нефтегазовая компания MOL - второе место по объему сжигания газа в факелах в Пакистане. Крупнейшим по объемам факельного сжигания ПНГ нефтяным месторождением Пакистана является нефтяное месторождение Пасахи, которое расположено в Тандо Джам, в провинции Синд Пакистана, и принадлежит компании Oil & Gas Development Company (OGDCL). Данное месторождение (координаты GPS: 25°24'01,1" с.ш. и 68°34'01,0" в.д.) ежегодно выбрасывает в атмосферу 41,85 миллиона кубических метров сжигаемых газов в атмосферу (экономическая ценность которых составляет 4,80 миллиона долларов США).

Белуджистан занимает сорок четыре процента территории Пакистана, и большинство его населения не имеет доступа к природному газу. При этом на газовом месторождении Уч в Белуджистане (координаты GPS: 28°36'35,8" с.ш. и 68°37'52,0" в.д.) с 2012 по 2021 год сброшено 91 миллион кубических метров факельного газа, а стоимость его реализации могла бы составить 165,62 миллиона долларов США.

Данный график показывает, что и Российская Федерация, и Пакистан потратили впустую факельный газ на 28 460,09 миллиона долларов США и 475,26 миллиона долларов США в секторе добычи нефти и газа. Пакистан занимает пятое место в рейтинге уязвимости к изменениям климата, и правительству Пакистана необходимо присоединиться к инициативе Всемирного банка «Нулевое рутинное факельное сжигание к 2030 году».

Сжигание газа отрицательно влияет на достижение целей ООН в области устойчивого развития (ЦУР) № 3, 7, 8, 9, 11, 12, 13, 14, 15 [6]. Именно поэтому правительство Российской Федерации и две российские нефтегазовые компании «Газпром нефть» и «ЛУКОЙЛ» поддержали инициативу «Нулевое рутинное факельное сжигание к 2030 году».

Для достижения целей вышеупомянутой инициативы, а также энергетической и экономической безопасности любой страны-производителя нефти/газа, существует множество доступных технологических решений, предназначенных для использования попутного нефтяного газа и разработки систем утилизации факельного газа.

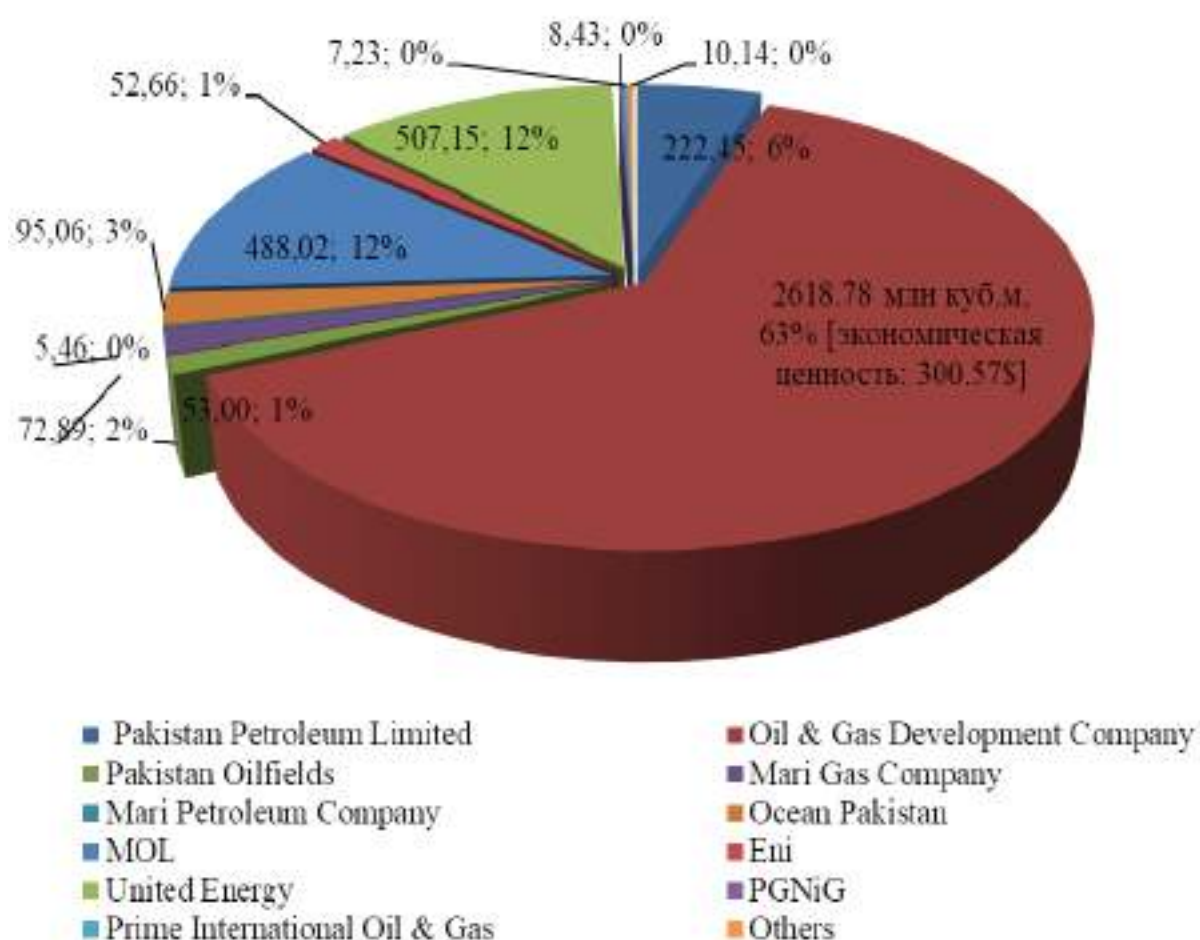


Рисунок 1 - Объем сжигаемого попутного газа с 2012 по 2022 год в Пакистане [4].



Рисунок 2 - Объем сжигаемого попутного газа в Российской Федерации и Пакистане с 2012 по 2022 год [5].

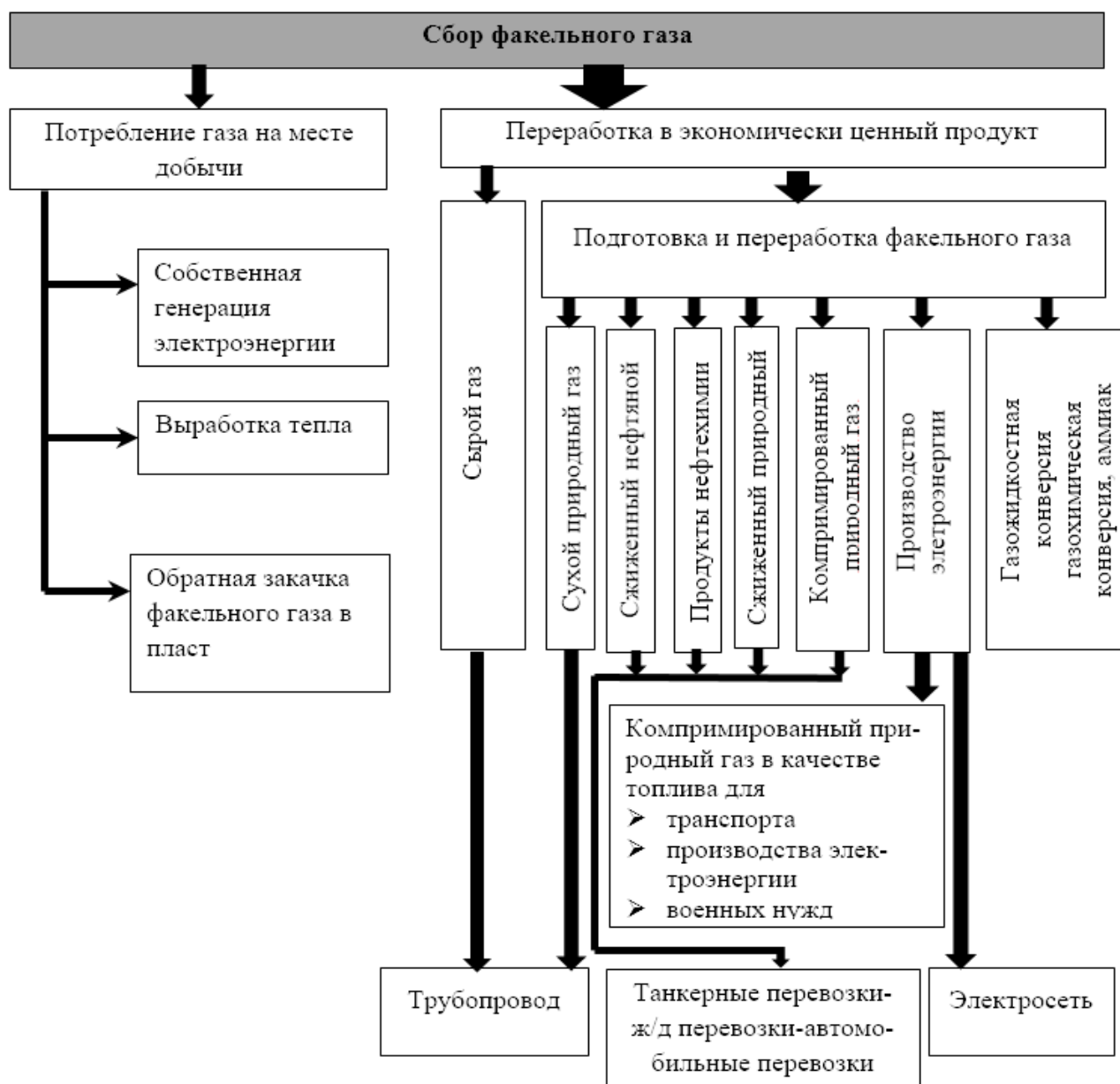


Рисунок 3.

Рекомендации:

1. Правительству Пакистана и всем пакистанским нефтегазовым компаниям необходимо одобрить инициативу «Нулевое рутинное факельное сжигание к 2030 году».

2. Министерству энергетики Пакистана (Нефтяной отдел), всем пакистанским нефтегазовым предприятиям, в частности компании Oil & Gas Development Company (OGDCL) и Министерству энергетики Российской Федерации, необходимо тесно и активно работать в области (1) научных исследований (2) разработки планов по минимизации факельного сжигания газа (3) передачи технологий систем утилизации факельного газа различных конструкций.

3. Поскольку Российская Федерация является глобальным игроком в нефтегазовой отрасли, правительству России настоятельно рекомендуется создать крупную транснациональную нефтегазовую компанию для утилизации факельного газа не только в Российской Федерации, но и в других частях мира, включая Пакистан. Эта практика не только позволит выполнить экологические обязательства, но и повысит денежные поступления в государственные казначейства обеих стран.

Библиографический список:

1. Global Gas Flaring Tracker Report, April 2021: сайт. – URL: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/1f7221545bf1b7c89b850dd85cb409b0-0400072021/original/WB-GGFR-Report-Design-05a.pdf> (дата обращения: 10.01.2024)
2. Global Gas Flaring Tracker Report, March 2023: сайт. – URL: <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/5d5c5c8b0f451b472e858ceb97624a18-0400072023/original/2023-Global-Gas-Flaring-Tracker-Report.pdf> (дата обращения: 11.01.2024)
- 3, 4, 5. Global Gas Flaring Data: сайт. – URL: <https://www.worldbank.org/en/programs/gasflaringreduction/global-flaring-data> (дата обращения: 13.01.2024).
6. Reducing gas flaring in Arab countries: A Sustainable Development Necessity – Economic and Social Commission for Western Asia (ESCWA): сайт. – URL: <https://www.unescwa.org/publications/reducing-gas-flaring-arab-countries-sustainable-development-necessity> (дата обращения: 14.01.2024)

УДК 622.691.4

Повышение пропускной способности газотранспортной системы при помощи лупинга на основе полимерно-армированной трубы

Сабитов М. И., Сивкова М. В.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Еще с начала прошлого века трубопроводный транспорт заявил себя как наиболее эффективный и надежный метод транспортировки углеводородных ресурсов. Нефтепроводы и газопроводы проектируют и строят по сей день, но с увеличением потребления ископаемых ресурсов нефтегазодобывающим компаниям приходится уходить от "легких" запасов и разрабатывать трудноизвлекаемые запасы нефти и газа.

Возведение традиционных стальных труб относится к капитальным затратам и является одной из самых дорогих объектов в инфраструктуре нефтегазового месторождения. С целью оптимизации экономических затрат и уменьшения сроков реализации проекта предлагается рассмотреть возможность повышения пропускной способности газотранспортной системы с помощью лупинга на основе полимерно-армированных труб.

Полимерно-армированные трубы (ПАТ) – это композиционный материал, состоящий из внутренней полимерной оболочки, армирующего стального каркаса и внешней полимерной оболочкой. В зависимости от конструкции ПАТ бывают:

- 1) Жесткие (с армирующим сетчатым каркасом);
- 2) Гибкие с несвязанными слоями (с армирующими металлическими лентами);
- 3) Гибкие со связанными слоями (с армирующими синтетическими нитями).

Полимерно-армированная труба (ПАТ) со стальным каркасом изготавливается методом непрерывной экструзии полиэтилена с параллельным армированием сварным каркасом из омедненной стальной проволоки. В результате производства получилась труба с высокими показателями по номинальному давлению, высокой рабочей температурой и небольшим линейным коэффициентом расширения [1].

Внутреннее и внешнее строение полимерно-армированных труб имеет несколько слоев (Рисунок 1) [2].

Полимерно-армированные трубы несут в себе ряд преимуществ:

- 1) Так как полимерно-армированные трубы относятся к блочно-модульным технологиям, то через несколько лет, в случае снижения полки добычи по нефти и газу, лупинг можно беспрепятственно демонтировать и отправить в эксплуатацию на другой разрабатываемый объект;
- 2) Срок реализации проекта внушительно уменьшается из-за снижения времени на строительно-монтажные и пусконаладочные работы. Таким образом мы экономим около одного месяца и улучшаем экономические показатели проекта;

3) Меньшая стоимость строительства и эксплуатации. Так, за 1000 метров стальной трубы диаметром 630 мм и толщиной стенки 7 мм можно отдать около 11 миллионов рублей [3]. А 1000 метров полимерно-армированной трубы диаметра 600 мм и толщины стенки 20 мм стоит ориентировочно 3 миллиона рублей;

4) Коррозионная стойкость и вследствие уменьшения затрат на мониторинг и контроль и защиту трубопровода от коррозии;

5) Меньший по сравнению со стальными трубами вес полимерно-армированных труб. Различие составляет около пяти весов, что упрощает транспортировку труб до месторождения и упрощение монтажа оборудования;

6) Шероховатость стенок трубы сведена к минимуму ввиду меньших потерь давления на трение и асфальтосмолопарафиновых отложений на стенке трубопровода;

7) Диэлектрические показатели полимерно-армированных труб более высокие ввиду меньшего процентного содержания металлов в составе корпуса по сравнению со стальными трубопроводами.



Рисунок 1 – Материалы слоев полимерно-армированных труб

Суть технологического решения лупинга на основе полимерно-армированной трубы заключается в следующем:

1) Остановка работы газопровода согласно государственным и строительным нормам и правилам;

2) Для лупинга к основной линии газопровода с помощью высокоточного сварного шва присоединяется стальная перемычка длиной 1,5-2 метра;

3) Монтаж на стальную перемычку фланцевого соединения, обеспечивающего герметичность системы;

4) Монтаж и соединение стальной перемычки с полимерно-армированной трубой при помощи фланцевого соединения;

5) Пусконаладочные работы системы "лупинг-основная линия газопровода" согласно государственным и строительным нормам и правилам;

6) Запуск газотранспортной системы.

Исходя из технологического решения, выделим риски применения лупинга на основе полимерно-армированной трубы:

1) Входная группа установки комплексной подготовки газа может не выдержать давление по причине повышения производительности потока газа. Для решения проблемы потребуются капитальные вложения в расширение газосборной системы и реконструкцию установки комплексной подготовки газа;

2) Если основная ветка внутрипромыслового газопровода и лупинг нескольких кустов скважин примыкают в одну точку сдачи магистрального газопровода, то в конечном счете ПАТ решает проблему повышения пропускной способности системы, но не разгружает трубопровод по давлению. Для решения проблемы требуется точный гидравлический расчет системы "лупинг-магистральный газопровод" для недопущения работы газопровода на предельных рабочих давлениях;

3) Разгерметизация мест присоединения сварного соединения стальной перемычки и основной линии газопровода или фланцевого стальной перемычки с полимерно-армированной трубой. Для оценки данного риска необходимы точная и правильная техника присоединения деталей на основе государственных и строительных норм и правил;

4) Превышение рабочего давления на лупинге из полимерно-армированной трубы, а так повышение скорости потока газа приведут к нарушению целостности стального каркаса трубы. Это отразится на работоспособности и прочности газотранспортной системы, поэтому с точки зрения эксплуатации оборудования необходимо регулярно осматривать внешнее состояние лупинга и не допускать нарушений в работе газопровода.

В рамках текущего уровня развития технологий и материалов, применение лупинга на основе ПАТ выглядит довольно перспективным и выгодным решением для нефтегазовых компаний. Говорить о том, что они смогут полноценно заменить традиционные трубы из стали, пока что рано. Но использовать полимерно-армированные трубы в качестве устройства, повышающего пропускную способность внутрипромысловой системы трубопроводов, можно и нужно. Технология требует промышленных испытаний и научно-исследовательскую проверку на нефтегазовых месторождениях на начальной стадии разработки.

Библиографический список:

1. Труба полимерно-армированная со стальным каркасом. - Текст : электронный // ООО ТПК «Сибмашполимер» : официальный сайт. - 2014. - URL : <https://www.smp-baenninger.ru/catalog/polimerno-armirovannye-truby/polimerno-armirovannaya-truba-so-stalnym-karkasom> (дата обращения : 25.04.2023).
2. Гибкие высоконапорные полимерные армированные трубы. - Текст : электронный // ООО «Энергомаш-ВТС» : официальный сайт. - 2019. – URL : <https://energomash-vts.com/catalog/truby> (дата обращения : 25.04.2023).
3. Магистральная труба. - Текст : электронный // ООО «ТХ «АПЕКС» : официальный сайт. - 2003. – URL : https://apex-metal.ru/catalog/truby/truba_magistralnaya/720mm (дата обращения : 25.04.2023).

УДК 622.691.4-048.78

Направления повышения энергоэффективности эксплуатации газопроводов

Тартышев О. И., Чижевская Е. Л.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Аннотация. В статье представлены основные направления обеспечения энергетической эффективности газопроводного транспорта ведущих отраслевых компаний РФ. Обозначены основные статьи затрат и вспомогательный инструмент для определения эффективности внедрения различных мероприятий по энергетической эффективности газопровода.

Abstract. The article presents the main directions of ensuring the energy efficiency of gas pipeline transport of the leading industry companies of the Russian Federation. The main cost items and an auxiliary tool for determining the effectiveness of the implementation of various measures for the energy efficiency of the gas pipeline are outlined.

Ключевые слова: Энергоэффективность, газопровод, топливный газ, газоперекачивающий агрегат, расходы.

Keywords: Energy efficiency, gas pipeline, fuel gas, gas pumping unit, costs.

Появление единой газотранспортной системы кардинально изменило газовую индустрию в том, что система позволила обеспечить безопасное и надежное снабжение газом граждан и компаний, поддерживая бесперебойную работу тепловых электростанций и расширив возможности экспорта газа. Затрагивая экономическое развитие РФ можно сказать, что газовая отрасль играет важную роль в энергетическом комплексе страны в целом, и природный газ остается стратегически важным видом топлива и ценным сырьем как на данный момент, так и на перспективу.

Важной задачей является оптимизация технологических процессов для снижения энергетических потерь и затрат, связанных с добычей, транспортировкой и переработкой газа. Ее актуальность возрастает с учетом снижения добычи на крупных газовых месторождениях, таких как Медвежье, Уренгойское и Ямбургское, что также может отразиться на поставках газа, снизив их на 20–25 млн. м³ в год.

Ежегодно до 10% транспортируемого с месторождений газа затрачивается на процессы транспортировки по магистральным газопроводам. Эксплуатация малозагруженных газопроводов также сказывается на энергетической эффективности магистральных газопроводов. Газотранспортная система ПАО «Газпром», рассчитанная на более высокие объемы транспортировки, часто эксплуатируется с низкой нагрузкой, что отражается на неэффективном использовании энергетических затрат и требует их оптимизации.

Концепция энергосбережения компании ПАО «Газпром» до 2030 года предусматривает внедрение энергосберегающих технологий в транспорте газа на этапах проектирования, строительства и эксплуатации, при этом стоит отметить то, что основная идея данной концепции сохраняется уже более 20 лет. Основными мероприятиями с целью повышения энергетической эффективности являются [1]:

- разработка проектов газотранспортных систем с повышенным рабочим давлением в системе до 12 МПа;
- применение современных газоперекачивающих установок с высоким КПД, начиная с 35-36% и выше;
- при значительных колебаниях поставки газа по газопроводу рекомендуется применять газотурбинные установки разной мощности, чтобы обеспечить номинальную загрузку компрессорной станции. Это дает большую гибкость в управлении мощностью компрессорной станции: можно останавливать агрегаты, регулировать частоту вращения вала компрессора и использовать разные ТНВД для перекачки газа;
- применение труб с более гладкой внутренней поверхностью.

Разработка проектов газотранспортных систем с повышенным рабочим давлением в системе может снизить энергетические затраты на транспортировку газа до 30% (рис.1). Применение современных газоперекачивающих установок с повышенной эффективностью 35-36% позволяет сократить энергетические затраты (до 30% от уровня фактических) за счет снижения расходов на топливо.

Таблица 1 отражает структуру операционных расходов, включая ремонт и обслуживание в зависимости от стоимости топлива [2]. Тем не менее представленные данные подвержены влиянию инфляции и изменениям цен на оборудование, электроэнергию, запчасти и другие факторы. Данные, представленные в таблице 1, отражают некоторые газотурбинные газоперекачивающие агрегаты и не учитывают общую статью затрат компрессорных станций в целом, что связано в основном с увеличением затрат на электроэнергию. Несмотря на это представленные данные показывают текущее распределение эксплуатационных затрат газоперекачивающих агрегатов.

Следует также отметить, что такое распределение затрат характерно как для разных типов газоперекачивающих агрегатов, так и для разных типов двигателей.

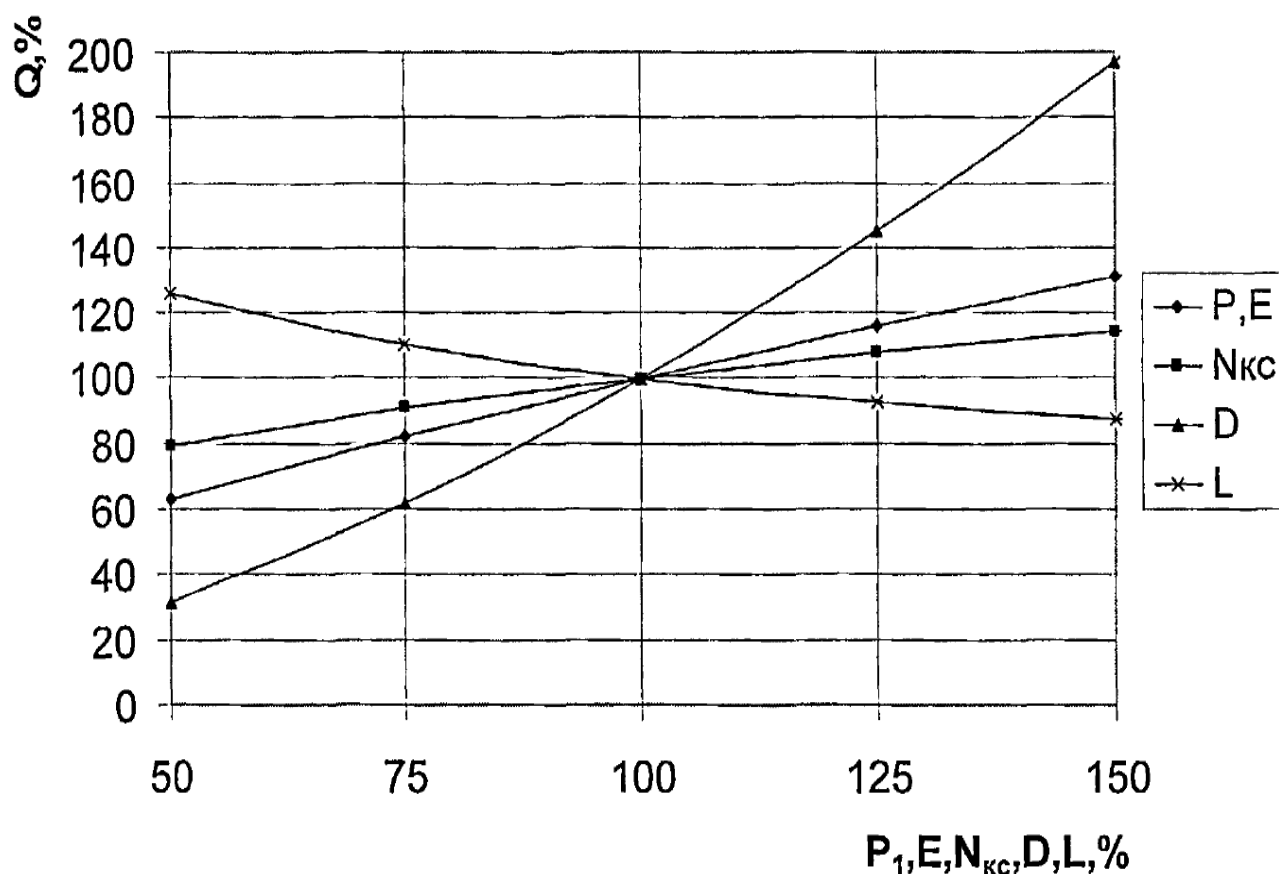


Рисунок 1 - Качественная зависимость подачи газа по газопроводу от определяющих параметров

Таблица 1 - Распределение эксплуатационных расходов при обслуживании газотурбинных агрегатов на компрессорных станциях

Эксплуатационные расходы	Усредненные значения затрат (%) при различной стоимости транспортируемого газа		
	500 руб./1000 м ³	1000 руб./1000 м ³	1500 руб./1000 м ³
Газ топливный	75	85	90
Обслуживание агрегатов	21	12	8
Электроэнергия и расходные материалы	4	3	2

Из анализа данных по техническому обслуживанию газоперекачивающих агрегатов можно отметить, что стоимость природного газа, используемого на станциях, играет ключевую роль в статье затрат на транспорт газа. Поэтому сокращение затрат на природный газ становится первостепенной задачей для оптимизации эксплуатации газоперекачивающих агрегатов.

С учетом перехода к рыночной экономике, ограниченных инвестиций при строительстве новых газопроводов и постоянных требований к повышению эффективности газотранспортных систем модернизация и реконструкция компрессорных и газоперекачивающих станций и обновление оборудования на них становятся неотъемлемой частью развития.

Совершенствование системы транспортировки газа за счет газоперекачивающих агрегатов возможно с применением энергосберегающих технологий, которые включают в себя оптимизацию процесса с минимизацией рабочих агрегатов при номинальной загрузке и

улучшение обслуживания газоперекачивающих агрегатов, включая замену изношенного оборудования, его профилактическую очистку, регулярную промывку и т.д. При этом повышение эффективности обычно требует финансовых затрат, и решение о проведении мероприятий может быть определено с помощью следующего критерия:

$$K_1 = \frac{C_i}{\Delta\eta_{\text{ГПА}}}, \quad (1)$$

где C_i - денежные затраты, связанные с проведением тех или иных мероприятий по повышению КПД агрегата;

$\Delta\eta_{\text{ГПА}}$ - уровень повышения КПД установки от проведения различных мероприятий, включая качество эксплуатационного обслуживания и ремонта агрегата.

Мероприятия, которые могут быть направлены на экономию газа на компрессорных станциях, включают следующие действия:

- установка газовых счетчиков для отслеживания расхода газа на станции;
- проведение проверки изоляции всех трубопроводных систем на станции;
- использование сжатого воздуха взамен природного газа при запуске газотурбинных установок;

- регулярная проверка состояния осевых компрессоров и их очистка;
- регулярная очистка пылеуловителей с минимальными потерями;
- постоянный контроль состояния запорной арматуры.

Соответствующим критерием по ранжированию проводимых мероприятий по экономии газа может служить соотношение:

$$K_2 = \frac{C_i}{\Delta Q/Q}, \quad (2)$$

где C_i - денежные расходы на реализацию мероприятий по экономии расхода газа на КС на собственные нужды;

$\Delta Q/Q$ - относительная величина экономии топливного газа по различным статьям расхода.

Значение параметра Q принимается для каждой станции на основании имеющихся данных со средними значениями. Исследования показывают, что снижение эксплуатационных затрат при транспортировке природного газа может привести к значительной их экономии (до 70%). Поэтому важнейшим фактором, определяющим стоимость транспорта природного газа на компрессорных станциях, является стоимость топлива для газоперекачивающих агрегатов, которая может достигать 90% от общих эксплуатационных затрат. По мере роста цен на природный газ данная статья затрат будет увеличиваться.

Авторы благодарят за поддержку данного исследования национальный проект «Наука и университеты» Министерства науки и высшего образования Российской Федерации (FEWN-2021-0012).

Библиографический список:

1. Концепция энергосбережения в ПАО «Газпром» на 2021-2030 гг. – Москва : ООО «ИРЦ Газпром», 2021. – 57 с. – Текст : непосредственный.
2. Васильев А., Сеницын Ю., Щуровский В. - ООО «ВНИИГАЗ». Методы оценки эксплуатационных затрат газотурбинных ГПА в инвестиционных проектах // Газотурбинные технологии, 2002, № 2. - с. 34-36.
3. Васильев Г.Г., Гульков А.Н., Земенков Ю.Д., Прохоров А.Д. Эксплуатация оборудования и объектов газовой промышленности: учебное пособие. – Вологда: ООО "Инфра-Инженерия", 2008. – 624с.

Анализ современных подходов к оценке ресурса безопасной эксплуатации промысловых газопроводов с коррозионными повреждениямиКалининский А. А.¹, Онацкий В. Л.², Голубев И. А.³*1 – Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия**2 – Филиал ООО «Газпром инвест» «Газпром ремонт», г. Санкт-Петербург, Россия**3 – Национальный-исследовательский университет "СПбПУ", г. Санкт-Петербург, Россия*

Одной из важнейших задач для газотранспортных и газодобывающих компаний является обеспечение бесперебойной работы трубопроводных систем, эффективность которых применительно к новым регионам в значительной степени зависит от надежного функционирования промысловых трубопроводов. Обеспечение надежности и безопасной эксплуатации промысловых трубопроводов транспорта неподготовленного к транспортировке газа для регионов с нетрадиционными с точки зрения прогнозирования интенсивности коррозии условиями эксплуатации (совокупное присутствие факторов: многофазная среда (газ, газовый конденсат, водная фаза), высокое давление и температура добываемого флюида, высокая агрессивность среды, в том числе повышенная концентрация CO₂, и его значительное парциальное давление т. д.) является сложной задачей требующей комплексного подхода.

В условиях повышенных экологических рисков вследствие коррозионного износа трубопровода основной задачей эксплуатирующих организаций является своевременное прогнозирование выхода участка трубопровода из строя. Выявление на ранней стадии развития процесса деградации материала локального участка трубопровода подверженного износу, с последующим прогнозом ресурса и периода безопасной эксплуатации трубопроводной системы, является одной из важных регламентных операций планово-предупредительного ремонта (ППР).

Основными показателями для прогноза ресурса трубопровода и составления графика ППР служит критерий риска частичного или полного выхода участка трубопровода из строя. Одной из самых частых причин выхода из строя трубопровода является коррозионный износ. По существующей практике, отраженной в нормативно-технических документах, в качестве критерия оценки целостности трубопровода, эксплуатирующего в агрессивных условиях, регламентирующего критические величины скорости коррозионного износа, используется величина общей коррозии с ограничением в 0,1 мм/год. Однако локальная коррозия в отдельных участках трубопровода может существенно превышать общую коррозию как по своей скорости, так и по величине риска выхода трубопровода из строя. Различные механизмы коррозии дают широкий спектр форм коррозионных повреждений – от относительно равномерной коррозии до питтинговой и локальной с глубиной проникновения 2–6 мм/год и до особого вида локальных коррозионных повреждений – мейза–коррозии с глубиной проникновения до 40 мм/год.

Эксплуатация газовых месторождений зачастую характеризуется углекислотной коррозией, основная опасность которой состоит в локализации участков повреждений, носящих наиболее интенсивный характер. На современном этапе развития технологий предугадать локализацию коррозионного дефекта и время его образования в разветвленной трубопроводной системе промысловых газопроводов не представляется возможным [1].

Локальная углекислотная коррозия в отличие от общей имеет большое количество вариантов протекания в зависимости от химического состава среды, эксплуатационных параметров и металлургических факторов материала трубопровода. На развитие коррозии влияет не только состав транспортируемых сред, но и режим течения газожидкостной смеси, термобарические параметры, pH среды, материальное исполнение трубопровода, микроструктура стали, механические свойства материала труб [2]. Данный факт по мнению

авторов не позволяет в ряде случаев применять регламентный подход с усредненными критериями для оценки ресурса трубопровода и обоснования графика ППР. В том числе в случаях, когда локальная коррозия превалирует в рассматриваемом участке трубопровода над общей.

На сегодняшний момент известно порядка десяти методик прогнозирования углекислотной коррозии стали в скважинах и трубопроводах, каждая из которых позволяет, с большей или меньшей точностью, предсказывать скорости коррозионного разрушения материала для условий, на базе которых она получена. Однако ни одна из предложенных методик не является универсальной. Это связано с разнообразием механизмов углекислотной коррозии в зависимости от химического состава среды и внешних условий.

Наибольшую известность приобрела методика прогнозирования углекислотной коррозии, базирующаяся на зависимостях 1-2

При концентрации бикарбонат-иона в воде 90 мг/л и $5,4 \leq \text{pH} \leq 8,6$:

$$V_{\min} = -0,0285\text{pH}^2 + 0,3727\text{pH} - 0,9604 \quad (1a)$$

$$V_p = 0,0363\text{pH}^3 - 0,8164\text{pH}^2 - 5,9125\text{pH} - 13,383 \quad (1б)$$

$$V_{\max} = 0,0623\text{pH}^3 - 1,3686\text{pH}^2 + 9,6876\text{pH} - 21,514 \quad (1в)$$

При концентрации бикарбонат-иона в воде 450 мг/л и $5,9 \leq \text{pH} \leq 8,6$:

$$V_{\min} = -0,0301\text{pH}^2 - 0,5117\text{pH} + 2,3012 \quad (2a)$$

$$V_p = -0,1533\text{pH}^4 + 4,5632\text{pH}^3 - 50,621\text{pH}^2 + 247,83\text{pH} - 451,1 \quad (2б)$$

$$V_{\max} = -0,1986\text{pH}^4 + 5,9495\text{pH}^3 - 66,385\text{pH}^2 + 326,76\text{pH} - 597,27 \quad (2в)$$

где V_{\min} , V_p и V_{\max} – соответственно – минимальная, наиболее вероятная и максимальная скорости углекислотной коррозии стали, г/(м²*ч).

Приведенные зависимости прогнозирования углекислотной коррозии не учитывают влияния гидродинамики газожидкостного потока на коррозионный процесс. Получаемые с их помощью прогнозные скорости коррозии отвечают действительности только в том случае, если металл находится в постоянном контакте с водной фазой, а скорость движения воды мала. Очевидно, что это условие не всегда выполняется трубопроводов, поскольку режим течения газожидкостной смеси существенно влияет на скорость углекислотной коррозии, что подтверждено многочисленными исследованиями [3].

Чтобы эффективно прогнозировать коррозию, необходимо точно оценивать её данные. Экспериментальные испытания необходимы для определения механизма коррозии металла в определенных условиях и параметрического влияния на коррозию. Однако экспериментальные испытания не могут дать реальную картину развития коррозии и не могут проверить процесс при длительном воздействии сред, в отличие от смоделированного прогнозирования. Модели строятся на основе механизмов и параметров, полученных путем экспериментального исследования. Хорошо разработанная модель прогнозирования коррозии должна быть способна правильно описывать прямую или косвенную связь между скоростью коррозии и входными данными, тем самым давая правильные прогнозы.

В соответствии с численными методами, используемыми для описания механизма коррозии и оценки скорости ее протекания, математические модели можно разделить на три категории: эмпирические модели, полуэмпирические модели и механистические модели.

Эмпирические модели. Эти модели имеют очень мало или вообще не имеют теоретической основы. Большинство констант, используемых в них, не имеют физического смысла — это просто параметры, наилучшим образом подходящие к имеющимся результатам. При калибровке с помощью очень большой и очень надежной экспериментальной базы данных эти модели могут дать хорошую интерполяцию. Однако любая экстраполяция приводит к ненадежным результатам. Добавление любых новых

данных к этим моделям довольно сложно и часто требуется перекалибровка всей модели. В качестве альтернативы могут быть добавлены поправочные коэффициенты с большой степенью неопределенности, связанной с их взаимодействием с существующими эмпирическими константами.

Данный метод испытания позволяет оперативно спрогнозировать скорость коррозии, но с большой погрешностью. Поэтому чаще всего комбинируют измерение сопротивления и гравиметрический метод. Однако расчет скорости коррозии в данном случае не имеет большого смысла из-за локализации углекислотной коррозии, в виде язв и питтингов. Корякин А. Ю. и др. [2] утверждают, что невозможно с большой достоверностью спрогнозировать процессы углекислотной коррозии из-за склонности к локализации.

Полуэмпирические модели. Эти модели лишь частично основаны на теоретических гипотезах. В практических целях они распространяются на области, где недостаточно теоретических знаний. Откалиброванные с помощью достаточно большой и надежной экспериментальной базы данных, эти модели могут обеспечить хорошие интерполяционные прогнозы. Однако экстраполяция может привести к ненадежным, а иногда и физически нереалистичным результатам. Новые знания могут быть добавлены с применением поправочных коэффициентов и/или частичной перекалибровки констант модели.

Механистические модели. Эти модели описывают механизмы, лежащие в основе реакции и имеют сильную теоретическую основу. Большинство констант в моделях этого типа имеют четкий физический смысл. Часть констант – общепризнанные корреляции, другая – полученные экспериментальным путем. При калибровке с помощью надежной и не обязательно большой экспериментальной базы данных модели этого типа позволяют проводить точную и физически реалистичную интерполяцию и хорошие экстраполяционные прогнозы. Легко добавить новые данные с незначительной модификацией модели без необходимости повторной калибровки всех констант.

Механистические модели обладают уникальными преимуществами перед эмпирическими/полуэмпирическими моделями в прогнозировании коррозии. Тем не менее, сложная природа коррозионных процессов делает довольно трудной задачу разработки механистической модели для всех условий. В нефтяной промышленности точность и надежность модели прогнозирования коррозии одинаково важны. Более того, простота работы с моделью и получение понятных результатов также преследуются.

Для оценки ресурса безопасной эксплуатации трубопроводов недостаточно оценить скорость коррозионного износа. Необходимо учитывать геометрические параметры трубопровода, характеристики материала и оценивать риски выхода из строя с учетом наличия знакопеременных нагрузок (перемещений).

В международной практике, на данный момент, существует два основных подхода к оценке ресурса трубопровода для эксплуатации в коррозионно-активных средах: Регламентный с унифицированными критериями; оценочный - на основе изучения условий эксплуатации и критериев прочности.

Регламентный с унифицированными критериями. В основных отечественных стандартах отражена только методика оценки повреждений при износе трубопровода в следствие общей равномерной коррозии, но не даны рекомендации по расчету ресурса в случае повреждений трубопровода в следствие воздействия локальной коррозии. Также нет четкого описания видов локальной коррозии, способов их количественного определения, а как следствие и каких-либо критериев их влияния на ресурс трубопровода.

Оценочный на основе изучения условий эксплуатации и критериев прочности. В зарубежной практике существует ряд подходов к оценке воздействия локальных участков коррозионных повреждений на целостность трубопровода.

Одна из таких методик более подробно описана в ASTM B31G, где даны параметры подобных расчетов начиная с оценки геометрии локального коррозионного повреждения и

заканчивая методиками определения критерия возникновения аварийной ситуации. Примером такого подхода может служить работа [4] в которой производится расчет по параметрам целостности трубопровода, нагруженного внутренним давлением при локальном утонении в зоне коррозионного износа (3):

$$\sigma_t = \sigma_f \frac{1 - A/A_0}{1 - A/(A_0 M)} \quad (3)$$

где: σ_t – критические напряжения в месте дефекта

σ_f – напряжения текучести для металла трубы

A – это поверхностная площадь дефекта измеренная в плане

A_0 – это изначальная площадь сечения в месте дефекта; M – фактор коррозии

В данной работе также даны методики расчёта индекса надежности, вероятности отказа, относительный вклад случайных величин, а также влияния изменения дисперсии случайных величин на общую надежность трубопровода.

Описанный выше подход позволяет определить необходимость ППР в данный момент по измеренной геометрии локального коррозионного износа, но не позволяет сделать прогноз ресурса на основании расчета скорости деградации материала трубопровода в локальном участке.

Проведенный в работе обзор показал, что на сегодняшний момент отсутствует единая общепризнанная методика и математическая модель оценки скорости деградации материала трубопровода, эксплуатирующего в агрессивных коррозионных средах, учитывающая взаимовлияние факторов среды, эксплуатации и материала. Существующая система принятия решения по выбору локального участка трубопровода, подлежащего ремонту в следствие коррозионного износа, учитывает равномерный коррозионный износ и не учитывает локальный. Также нет четкого описания видов локальной коррозии, способов их количественного определения, а как следствие и каких-либо критериев их влияния на ресурс трубопровода.

В связи с этим авторами видятся перспективными разработка моделей прогнозирования локального коррозионного износа по результатам получения данных о состоянии трубопровода и его повреждениях в данный момент времени, а также разработка на основе данных прогнозов критериев надежности работы трубопровода в части его ресурса, что в совокупности позволит усовершенствовать подходы к системе принятия решения по выбору участка трубопровода, подлежащего замене в ходе ППР.

Библиографический список:

1. Запевалов, Д. Н. Оценка фактора внутренней коррозии объектов добычи ПАО "Газпром" с повышенным содержанием углекислого газа / Д. Н. Запевалов, Р. К. Вагапов, К. А. Ибатуллин // Наука и техника в газовой промышленности. – 2018. – № 3(75). – С. 59-71.
2. Корякин А. Ю. и др. Условия протекания углекислотной коррозии на объектах добычи ачимовских отложений, методы контроля и прогнозирования // Газовая промышленность. – 2017. – №. 12 (761). – С. 84-89.
3. Маркин А.Н. Влияние ионов кальция и хлора на скорость углекислотной коррозии стали в условиях образования осадков солей // Защита металлов. 1994. Том. 30. N 4. С.441 – 442
4. Ahammed M. Probabilistic estimation of remaining life of a pipeline in the presence of active corrosion defects. Int J Press Vessels Pip 75:321–329.1998

Использование полимерных композитных материалов в создании ёмкостей для хранения нефтепродуктов и химического сырья

Поляков А. В., Приходько М. Г., Зимбурский Е. В., Михайлина И. С.

Кубанский государственный технологический университет. г. Краснодар, Россия

Применение полимерных композиционных материалов (ПКМ) является перспективным направлением, развивающимся и в нефтегазовой отрасли. Полимерные композиционные материалы обладают различными свойствами в зависимости от плотности заполнения наполнителем, расстояния между частицами или волокнами наполнителя, размером частиц или волокон наполнителя, формы частиц наполнителя, соотношения деформационных характеристик матрицы и наполнителя и т.д.

Полимерные композиционные материалы обладают определенными преимуществами над сталью [2]:

- 1) В сравнении со сталью, полимерные композиты легче, из-за чего снижается воздействие на грунт;
- 2) ПКМ обладает хорошей коррозионной стойкостью, что делает их более долговечными в условиях эксплуатации с агрессивными средами;
- 3) ПКМ имеет отличные теплоизоляционные свойства;
- 4) ПКМ обладает хорошими электроизоляционными свойствами, что устраняет накопление статического заряда в стенках ёмкости.

Однако сталь также обладает своими преимуществами, такими как высокая прочность и устойчивость к высоким температурам. Выбор между полимерными композитами и сталью зависит от конкретных требований конкретного проекта.

Для наполнения материала используются органические и неорганические вещества естественного или искусственного происхождения. Модуль упругости наполнителя может быть, как выше, так и ниже модуля упругости связующего. Применение низкомодульных наполнителей, таких как эластомеры, обычно не влияет на теплостойкость и твердость полимера, при этом придавая материалу увеличенную устойчивость к переменным и ударным нагрузкам. Однако они могут повысить коэффициент термического расширения и снизить деформационную устойчивость. С увеличением модуля упругости наполнителя и степени наполнения увеличивается деформационная устойчивость материала. Существуют различные формы наполнителей:

- 1) Композиты с дисперсно-наполненной структурой, включающие материалы на основе коротких и непрерывных частиц. Химическая природа частиц наполнителя разнообразна: мел, слюда, оксиды металлов, стеклосферы, углерод в виде саж или фуллеренов, чешуйки стекла или глины, каучукоподобные включения и другие;

- 2) Армирующие волокна, такие как стеклянные, органические, углеродные и другие. Существуют также высокотермостойкие борные и карбидокремниевые волокна, которые чаще всего используются для армирования металлов.

Наполнители для эпоксидной матрицы могут быть представлены как частицами, так и волокнами. Каждый тип наполнителя имеет свои особенности и применение:

- 1) Полимерные частицы обеспечивают улучшенные механические свойства, такие как прочность и устойчивость к ударам;
- 2) Минеральные частицы, например, кремнезем, могут использоваться для улучшения теплопроводности и стойкости к износу;
- 3) Стеклянные волокна повышают прочность и жесткость материала, делая его устойчивым к разрывам;
- 4) Углеродные волокна используются для создания легких и прочных композитных материалов.

Выбор между частицами и волокнами зависит от целей, которые необходимо достичь с использованием эпоксидной матрицы. Если нужна усиленная прочность и стойкость к разрывам, то волокна могут быть более предпочтительными. Если важны легкость и улучшенные механические свойства, то частицы могут быть более подходящим выбором.

Перед созданием композита необходимо определить оптимальное количество наполнителя. Даже армирующие волокна не всегда оказывают усиливающее влияние на пластики. Если соотношение деформационных характеристик связующего и армирующего в однонаправленном пластике удовлетворяет условию $\varepsilon_c < \varepsilon_v$, то до критического объемного содержания волокон ($\varphi_{v,kr}$) наблюдается даже линейное снижение прочности при растяжении.

Из-за небольших деформаций связующего при разрыве, равных ε_c , напряжение, передаваемое волокнами, недостаточно для компенсации снижения прочности полимерной матрицы. Лишь с момента достижения критической степени наполнения ($\varphi_{v,kr}$) общая прочность армированного волокна может компенсировать уменьшение прочности матрицы, и прочность материала начинает повышаться. Каждый полимер характеризуется своим значением $\varphi_{v,kr}$, которое уменьшается при увеличении прочности армирующих волокон и, соответственно, растет при выборе определенного типа волокон и увеличении прочности связующего σ_c . Максимальная степень наполнения в идеале соответствует такой плотности упаковки волокон, при которой они соприкасаются друг с другом по поверхности, образующей цилиндр. Предел наполнения достигается при различных уровнях заполнения. Тетрагональная $\varphi_{v,max} = 0,785$, гексагональная $\varphi_{v,max} = 0,907$. Если используются волокна разного диаметра, то можно достичь $\varphi_{v,max} = 0,924$.

Оптимальная степень меньше максимальной:

$$\varphi_{v, \text{опт}} = \frac{0,846}{\left(1 + \frac{\delta_{min}}{D}\right)^2}, \quad (1)$$

где δ_{min} – минимально возможное расстояние между волокнами;

D – диаметр волокна.

Чем больше содержание волокон, чем выше плотность их упаковки, тем более высокими (при прочих равных условиях) должны быть модуль упругости и прочность композитов.

При создании емкости для хранения нефтепродуктов требуется, чтобы композиционный материал обладал определенными механическими свойствами:

1) Прочность на разрыв: материал должен обладать достаточной прочностью на разрыв, чтобы выдерживать механические нагрузки и предотвращать утечки;

2) Стойкость к коррозии: учитывая химическую природу нефтепродуктов, материал должен быть устойчивым к коррозии, чтобы предотвратить повреждение и сохранить целостность конструкции;

3) Герметичность: композиционный материал должен обеспечивать высокую герметичность, чтобы предотвращать выход и поступление нефтепродуктов, а также защищать от нежелательного воздействия окружающей среды;

4) Устойчивость к ультрафиолетовому излучению: если емкость расположена на открытом воздухе, материал должен быть устойчивым к ультрафиолетовому излучению, чтобы предотвратить деградацию из-за солнечного воздействия;

5) Термостойкость: материал должен обладать достаточной термической стойкостью, чтобы выдерживать широкий диапазон температур, которые могут возникнуть в процессе хранения и транспортировки нефтепродуктов;

6) Устойчивость к химическим воздействиям: материал должен быть устойчивым к воздействию химических веществ, содержащихся в нефтепродуктах, чтобы избежать деградации или реакций с хранимым материалом;

7) Долговечность: композиционный материал должен обладать высокой долговечностью, чтобы обеспечивать длительный срок службы емкости.

Для получения новых свойств ПКМ используют гибридные и градиентные армированные пластики (ГАП). При совмещении стеклянных и органических волокон увеличиваются удельные характеристики гибридной системы на растяжение.

Плавное, регулируемое изменение свойств композита в большинстве случаев позволяет создать равномерное поле напряжений. При нагружении однородных оболочек ёмкостей внутренним давлением с увеличением толщины конструкции наблюдается снижение их эффективных упругопрочных характеристик. Сильно нагружены только примыкающие к давящей среде слои. Этого можно избежать, если использовать ПКМ с переменным модулем упругости. Модуль упругости наполнителя можно регулировать плотностью заполнения или же при помощи гибридных систем. Так при добавлении к стекловолокну борных волокон значительно возрастает модуль упругости.

Актуальным вопросом в создании композитов является применение «интеллектуальных наполнителей» [1]. Существует множество путей развития данного направления, так для диагностики дефектов структуры полимерных композиционных материалов можно использовать оптоволоконно. Оптоволоконно укладывается между препрегами органического волокна и стекловолоконно. В случае появления дефекта, светопропускная способность оптоволоконно изменяется и это считывается датчиком светопропускной способности.

По итогу для создания ёмкости для хранения нефтепродуктов и химического сырья рекомендуется следующая структура композита: внутри в качестве матрицы используем химически стойкую полиэфирную смолу, слои укладываем в препреги, наполнителем первых слоёв является комбинация однонаправленных стекловолоконно и борного волокна с оптимальной степенью наполнения и разным диаметром волокон (чтобы предел наполнения $\varphi_{в, \max}$ был около 0,924), наполнителем второго слоя является органоволоконно, также в структуру добавляют оптоволоконно в качестве «интеллектуального наполнителя» для диагностики состояния структуры матрицы. С увеличением толщины композита борных волокон становится меньше, в местах с максимальной толщиной снижаем степень наполнения базовыми волокнами, для равномерного распределения поля напряжений в ёмкости. Снаружи в качестве матрицы необходимо использовать полиэфирные смолы стойкие к атмосферным воздействиям.

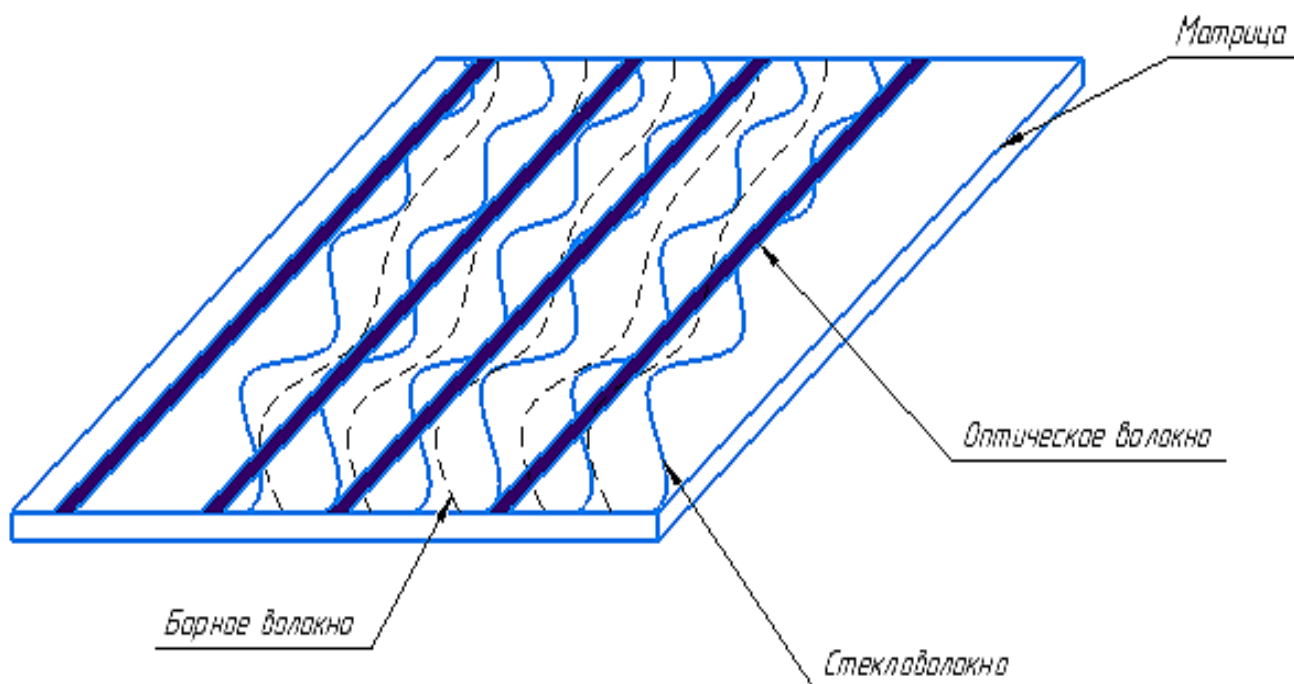


Рисунок 1 – Препрег 1-го слоя ПКМ.

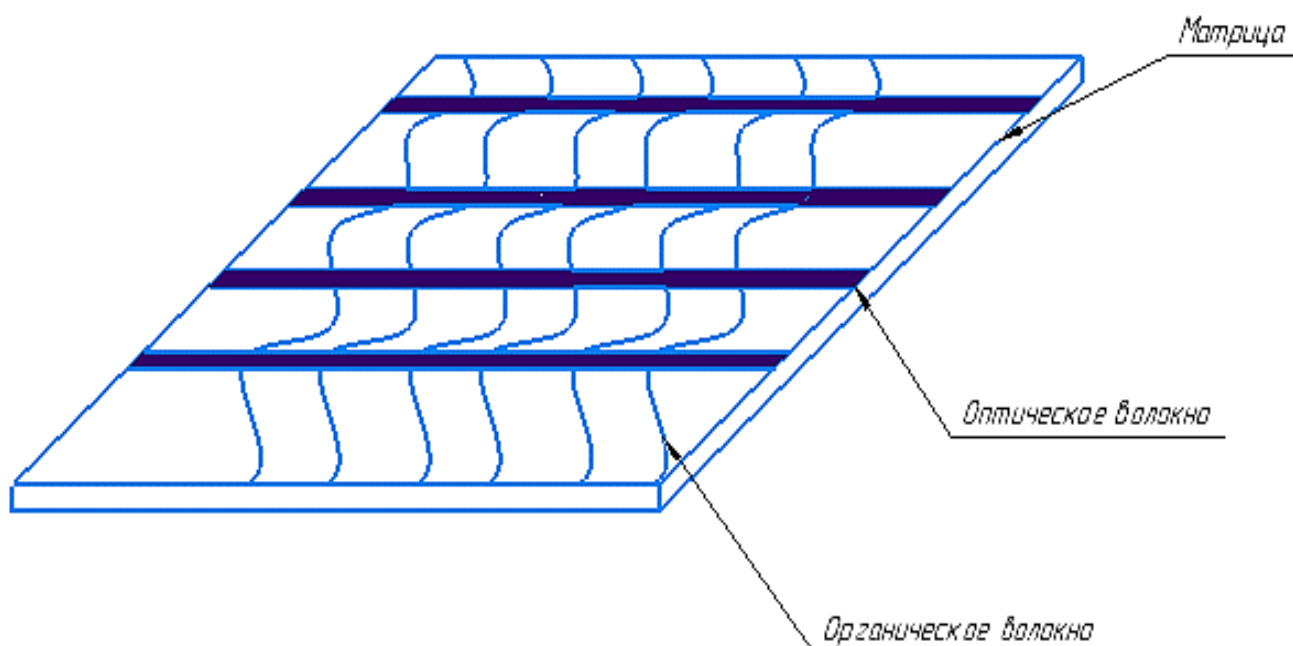


Рисунок 2– Препрег 2-го слоя ПКМ.

Библиографический список:

- 1 Уорден К. Новые интеллектуальные материалы и конструкции. – М. :Техносфера, 2006. – 223 с.
- 2 Вшивков С.А., Тюкова И.С., Русинова Е.В. Полимерные композиционные материалы. – Екатеринбург.: УрФУ, 2022. – 225 с.

УДК 665.613

Изучение структурно - группового состава нефтяной системы

Антонова К. Ю., Харитонов Е. В., Юринов А. И., Шарифуллин А. В.

Казанский национальный исследовательский технологический университет, г. Казань, Россия

В настоящее время сохраняется тенденция увеличения доли добываемой высоковязкой нефти и, следовательно, возникают проблемы, связанные с ее перекачиванием по магистральному нефтепроводу [1].

Магистральный нефтепровод представляет собой трубопровод диаметром 350-1220 мм, протяжённостью от 50 км, предназначенный для доставки нефти из районов её добычи непосредственно на нефтеперерабатывающий завод, либо к месту налива и её дальнейшей транспортировки с помощью железнодорожного или водного транспорта.

К достоинствам данного вида относятся:

- Минимальная себестоимость перекачки;
- Минимальные капитальные вложения;
- Быстрая, круглогодичная поставка;
- Минимальные потери при перекачке нефтепродуктов;
- Минимальный срок строительства;
- Перекачка нескольких сортов нефтепродуктов по одному трубопроводу;
- Строительство параллельных лупингов, насосных станций.

К недостаткам данного вида относится:

- Необходимость проложить весь трубопровод для эксплуатации;
- Крупные затраты на заполнение всего трубопровода;
- В случае аварии разлив нефтепродуктов наносит огромный урон окружающей среде.

Оптимизация процессов транспортировки нефтяных систем по трубопроводам возможна при специальном целенаправленном воздействии на нефтяные системы либо до либо в процессе транспортировки, которое заключается в решении совокупности задач: снижении структурной вязкости, статического и динамического напряжения сдвига нефти; предотвращении образования АСПО и их сорбции на поверхности трубы; предотвращении образования обратных эмульсий в потоке и разрушении ранее образованных; уменьшении шероховатости трубы и увеличении диаметра ее проходного сечения за счет отмыва АСПО; олеофобизации (защиты от масляных жидкостей) внутренней поверхности трубы. Одним из эффективных способов оптимизации транспортировки является использование противотурбулентных присадок или реологических добавок для снижения гидравлического сопротивления трубопроводов и улучшения реологических характеристик перекачиваемой нефти. Ранее в рамках научно-исследовательской работы были протестированы два реагента на основе отходов нефтехимического производства и получены определенные положительные результаты [2]. Для изучения механизма работы реагентов и возможного увеличения эффекта их действия поставлена задача изучения структурно-группового состава нефтяной дисперсной системы.

Нефти являются одними из самых сложных и разнообразных органических смесей, встречающихся в природе. Они содержат тысячи различных соединений, принадлежащих к нескольким классам соединений, основными из которых являются углеводороды и их аналоги, содержащие гетероатомы (N, S и O), называемые неуглеводородами. В целом, все сырые нефти содержат одни и те же химические структуры, но эти соединения могут находиться в сильно различающихся пропорциях в нефти, добытой из различных пластовых условий и местоположений.

Изучение состава нефти представляет собой очень сложную, но весьма важную задачу, поскольку состав нефти лежит в основе ее различных классификаций и его необходимо знать для выбора наиболее рационального метода переработки, подбора присадочных компонентов, так же для оценки товарных качеств нефти. Тяжелая сырая нефть содержит большое количество высокомолекулярных углеводородов, таких как насыщенные углеводороды, смолы, ароматические соединения и асфальтены. Известно, что асфальтеновая часть тяжелой нефти нерастворима в углеводородах с прямой цепью. Таким образом, при транспортировке тяжелой сырой нефти могут возникнуть проблемы, связанные с нестабильностью асфальтенов, такие как осаждение асфальтенов. Транспорт нефти с высоким содержанием смолисто-асфальтеновых веществ и парафиновых соединений с высокой температурой кристаллизации (высокомолекулярные парафины) связан с повышенными энергозатратами.

Исследование проводилось на товарной нефти ООО «ИНК». В ходе работы было проведено определение группового состава нефти. Нефть разделялась на четыре групповых компонента: углеводородная часть, асфальтены, смолы и неуглеводородная часть [3].

Для определения минеральной части нефти проба помещается в патрон из нескольких слоев фильтровальной бумаги и помещается в аппарат Сокслетта. Проводят экстракцию органической части хлороформом до появления бесцветного растворителя. Далее патрон с минеральной частью высушивается снова и содержание минеральной части определяется по формуле (1):

$$C_m = \frac{G_{\text{пм}} - G_{\text{п}}}{G_{\text{нефти}}} * 100\%, \quad (1)$$

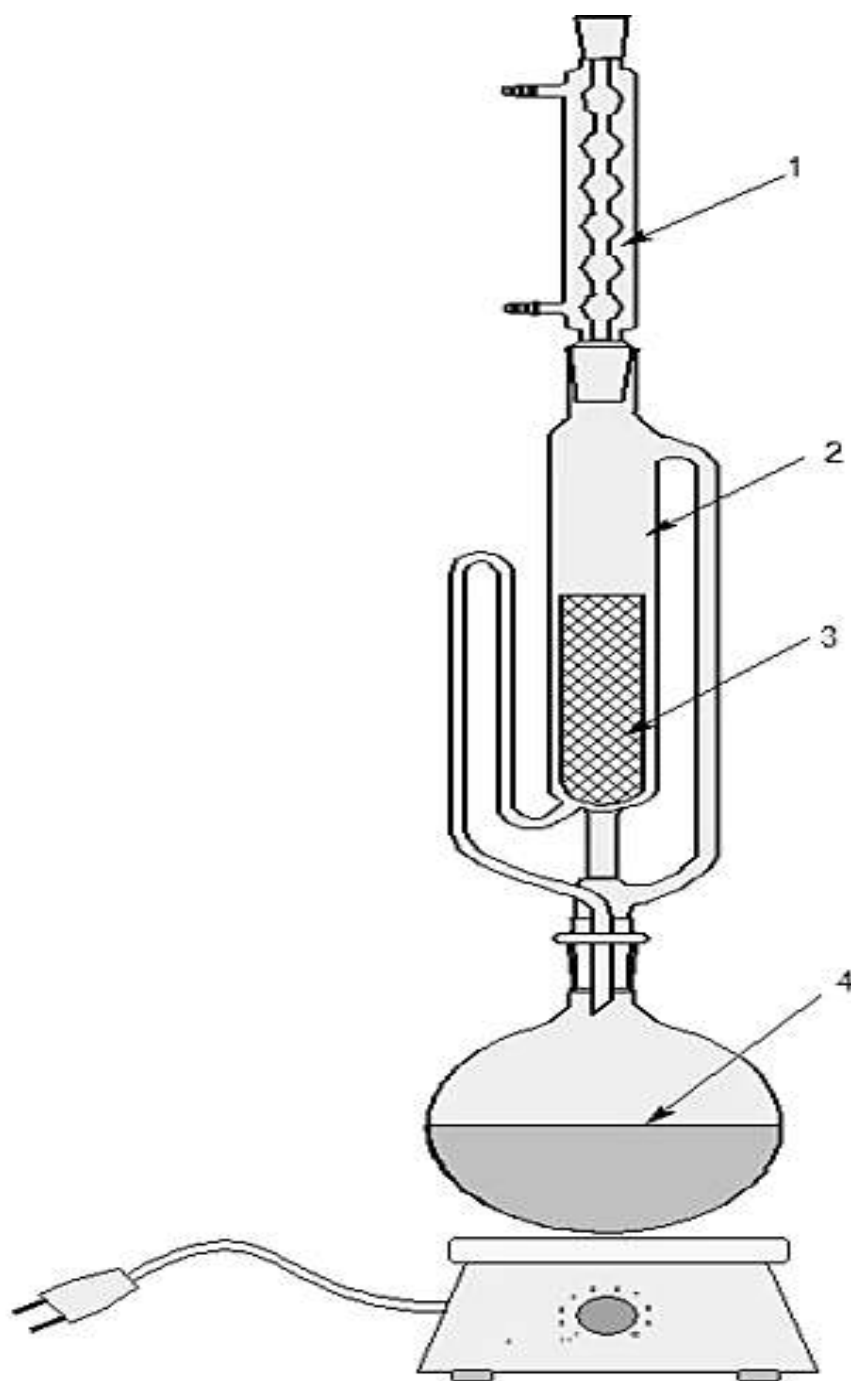
где C_m – содержание минеральной части в нефти, % масс.;

$G_{\text{пм}}$ – масса патрона с минеральной частью, г;

$G_{\text{п}}$ – масса патрона, г;

$G_{\text{нефти}}$ – масса образца нефти, г.

Для определения углеводородной части, смол и асфальтенов навеску смешивают с силикагелем в соотношении 1:5-8 (масс.). Эту смесь выдерживают в течение некоторого времени для лучшей адсорбции. Смесь в патроне из фильтровальной бумаги загружают в аппарат Сокслетта, представленный на рис. 1.



1 – холодильник; 2 – экстрактор; 3 – патрон; 4 – круглодонная колб.

Рисунок 1 – Аппарат Сокслета.

Углеводороды экстрагируют гексаном до появления бесцветного растворителя. Далее экстракцию смол и асфальтенов с силикагелем продолжают четыреххлористым углеродом. От полученных растворов отгоняют растворители. После отгона четыреххлористого углерода органическая часть заливается пентаном в объемном соотношении 1:40, эффективно перемешивается и ставится на 15 – 16 часов в темное место. В пентане растворяются смолы и осаждаются асфальтены, которые отделяются от пентанового раствора путем фильтрования под вакуумом через заранее взвешенный фильтр. Оставшийся раствор подвергают перегонке. Массу каждого остатка относят к массе образца и определяют его содержание (% масс.).

Полученные результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1 – Групповой состав нефти ООО «ИНК»

Нефть	Содержание компонентов, % мас.			
	Минеральная часть	Углеводородная часть	Смолы	Асфальтены
ООО «ИНК»	0,25%	64,1%	32%	1,58%

В зависимости от отношения содержания парафинов к сумме содержания смол и асфальтенов (по формуле 2) отложения можно разделить на три основных типа согласно таблице 2 [4].

$$\text{Тип нефти} = \frac{\Pi}{(C+A)}, \quad (2)$$

где Π – содержание углеводородной части в нефти;

C – содержание смол в нефти;

A – содержание асфальтенов в нефти.

Таблица 2. – Типы нефти

Тип нефти	$\Pi/(C+A)$
1	2
Асфальтеновый (А)	<1
Смешанный (С)	=1
Парафиновый (П)	>1

По полученным в ходе исследования значений следует:

$$\text{Тип нефти} = \frac{64,1}{(32 + 1,58)} = 1,9$$

Из полученных результатов, следует, что данная нефть относится к типу – парафиновый, в которых парафинов содержится значительно больше, чем асфальтенов. Для данного типа характерно образование АСПО в нефтепромысловой системе и, в первую очередь, в добывающих скважинах.

Библиографический список:

1. Верховых А.А., Вахитова А.К., Елпидинский А.А. Обзор работ по воздействию ультразвука на нефтяные системы // Вестник технологического университета, №8/2016. – с. 37-42.
2. Харитонов Е.В., Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Ибрагимова Д.А., Юринов А.И., Антонова К.Ю., Багавеев А.М., Миннахметов Ф.Ф., Юрченко Я.А., Фейзрахманов А.И. Оценка применения низкомолекулярных поверхностно-активных веществ для транспортировки вязких нефтей в лабораторных условиях // Нефтепромысловая химия. Материалы X Международной (XVIII Всероссийской) научно-практической конференции. Москва: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2023. – с. 95-98.
3. Елпидинский А.А. Технический анализ нефти и нефтепродуктов: учебное пособие / Елпидинский А.А., Ибрагимова Д. А., Верховых А.А.; Министерство образования и науки России, Казанский национальный исследовательский технологический университет – Казань : Изд-во КНИТУ, 2016. – 128 с.
4. Нефтегазовое дело. Методические указания // Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Казанский национальный исследовательский технологический университет» - Казань, 2021. – 39 с.

Определение оптимальных условий строительства подземных газохранилищ в пластах каменной соли

Локшина Е. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Растворение массива породы при строительстве подземных газохранилищ в соляных кавернах производится путем подачи пресной воды в пласт и растворения хлорида натрия. Разработка полости проводится путем подачи воды в верхнюю или нижнюю часть пласта, но время, затрачиваемое на устройство полости в соляном пласте, напрямую зависит от скорости растворения соли [1].

Основной закон кинетики растворения формулируется следующим образом: удельный поток вещества, растворяющийся с единицы площади поверхности, прямо пропорционален концентрационному недосыщению раствора. Насыщенным является раствор, в котором при данной температуре вещество больше не растворяется, недонасыщенным – раствор, в котором растворенного вещества меньше, чем в его насыщенном растворе, а перенасыщенным – раствор, в котором растворенного вещества больше, чем в его насыщенном растворе при тех же условиях.

Скорость движения воды очень значительно влияет на осуществление процесса растворения большинства природных соединений в реальных гидрогеологических и геохимических условиях.

Связано это с тем, что увеличение скорости движения имеет следствием более активный отвод продуктов растворения. Следовательно, величина недосыщения исходной воды является движущей силой процесса растворения. Однако содержание солей в воде при этом снижается, т.к. увеличение скорости воды приводит к уменьшению времени контакта вода-порода и уменьшению массы твердого вещества, переходящего в раствор.

Чем ниже концентрация солей в исходной воде, тем эффективнее проходит растворение в ней твердого вещества. Тем быстрее происходит образование полости при размыве пласта каменной соли.

Одна из задач, которая встает при разработке подземных газохранилищ, сводится к тому, чтобы вода, подаваемая на размыв пласта, имела минимальную концентрацию растворимых солей. Обеспечить низкую минерализацию воды на входе возможно двумя путями:

- постоянное использование «свежей» пресной воды;
- обессоливание раствора, извлечённого из пласта.

Второй путь является более предпочтительным для окружающей среды и позволяет минимизировать использование «свежей» пресной воды. Следовательно, необходимо создание замкнутого водооборотного цикла с опреснением рассола на электродиализной установке и возврат обессоленного дилуата обратно в цикл [2]. Рассол же при этом, согласно ПБ-08-83-95 «Правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли», необходимо направлять на рассолоперерабатывающее предприятие [3] или же предусмотреть последующую выпарку в разработанном цикле с получением на выходе товарной соли [4].

В связи с этим, стоит необходимость расчета оптимального значения концентрации рассола, выводимого из процесса растворения и подаваемого на обессоливающую установку. Т.к. установки обессоливания (электродиализа или обратного осмоса) имеют свои ограничения по концентрации и т.к. при достижении концентрации насыщения процесс растворения протекает уже не так эффективно, как с пресной водой.

Основной закон кинетики растворения формулируется следующим образом: удельный поток вещества с единицы площади поверхности растворения пропорционален концентрационному недосыщению раствора.

Он имеет следующее выражение

$$Q = K \cdot (C_H - C_p), \quad (1)$$

где Q – удельный поток вещества с единицы площади поверхности растворения в единицу времени;

k – коэффициент скорости растворения, зависящий от кинетического механизма растворения;

C_H – концентрация насыщения раствора, для NaCl $C_H = 371$ г/дм³ при температуре 60 °C;

C_p – концентрация реального раствора.

Удельный поток вещества с единицы площади поверхности растворения в единицу времени может быть записан как $\frac{dm}{S \cdot dt}$. Тогда основной закон кинетики растворения можно переписать в следующем виде

$$\frac{dm}{dt} = K \cdot S \cdot (C_H - C_p). \quad (2)$$

Выразим концентрацию C_p как $C_p = \frac{m}{V}$, тогда выражение примет вид

$$\frac{dm}{dt} = K \cdot S \cdot \left(C_H - \frac{m}{V} \right);$$

$$\frac{dm}{dt} = K \cdot S \cdot C_H - K \cdot S \cdot \frac{m}{V}.$$

Обозначим $K \cdot S \cdot C_H = A$, а $\frac{K \cdot S}{V} = B$. Тогда

$$\frac{dm}{dt} = A - B \cdot m;$$

$$\frac{1}{B} \int \frac{dm}{\frac{A}{B} - m} = \int dt;$$

$$\frac{1}{B} \ln \left(\frac{A}{B} - m \right) \Big|_{m_0}^{m_1} = t;$$

$$\ln \left(\frac{A}{B} - m_1 \right) - \ln \left(\frac{A}{B} - m_0 \right) = B \cdot t;$$

$$\ln \frac{\frac{A}{B} - m_1}{\frac{A}{B} - m_0} = B \cdot t.$$

Заменяя коэффициенты A и B обратно первоначальными параметрами, получим следующее выражение

$$\ln \frac{\frac{K \cdot S \cdot C_H}{V} - m_1}{\frac{K \cdot S \cdot C_H}{V} - m_0} = \frac{K \cdot S}{V} \cdot t;$$

$$\ln \frac{C_H \cdot V - m_1}{C_H \cdot V - m_0} = \frac{K \cdot S}{V} \cdot t.$$

Итоговое выражение примет вид математической зависимости, позволяющей определить время растворения пласта каменной соли с учетом концентрации рассола, выводимого из процесса растворения и объема, размываемого пласта:

$$t = \ln\left(\frac{C_n - C_1}{C_n - C_0}\right) \cdot \frac{V}{K \cdot S}, \quad (3)$$

где t – время растворения, мин;

V – объем размыва, м^3 ;

C_n – концентрация насыщения раствора, для NaCl $C_n = 371$ г/л при температуре 60°C (для расчетов была принята средняя температура на глубине 1000 м, т.к. это средняя глубина расположения ПХГ в отложениях солей);

K – коэффициент скорости растворения;

S – площадь поверхности контакта воды и соли, м^2 ;

C_0 – концентрация воды, подаваемой в процесс растворения, г/л;

C_1 – концентрация рассола, выводимого из процесса растворения, г/л.

Произведен расчет времени размыва для 5 различных объемов выработки $V_1 = 50000 \text{ м}^3$, $V_2 = 100000 \text{ м}^3$, $V_3 = 150000 \text{ м}^3$, $V_4 = 200000 \text{ м}^3$, $V_5 = 250000 \text{ м}^3$ в зависимости от концентрации выводимого рассола из процесса растворения (рисунок 1).

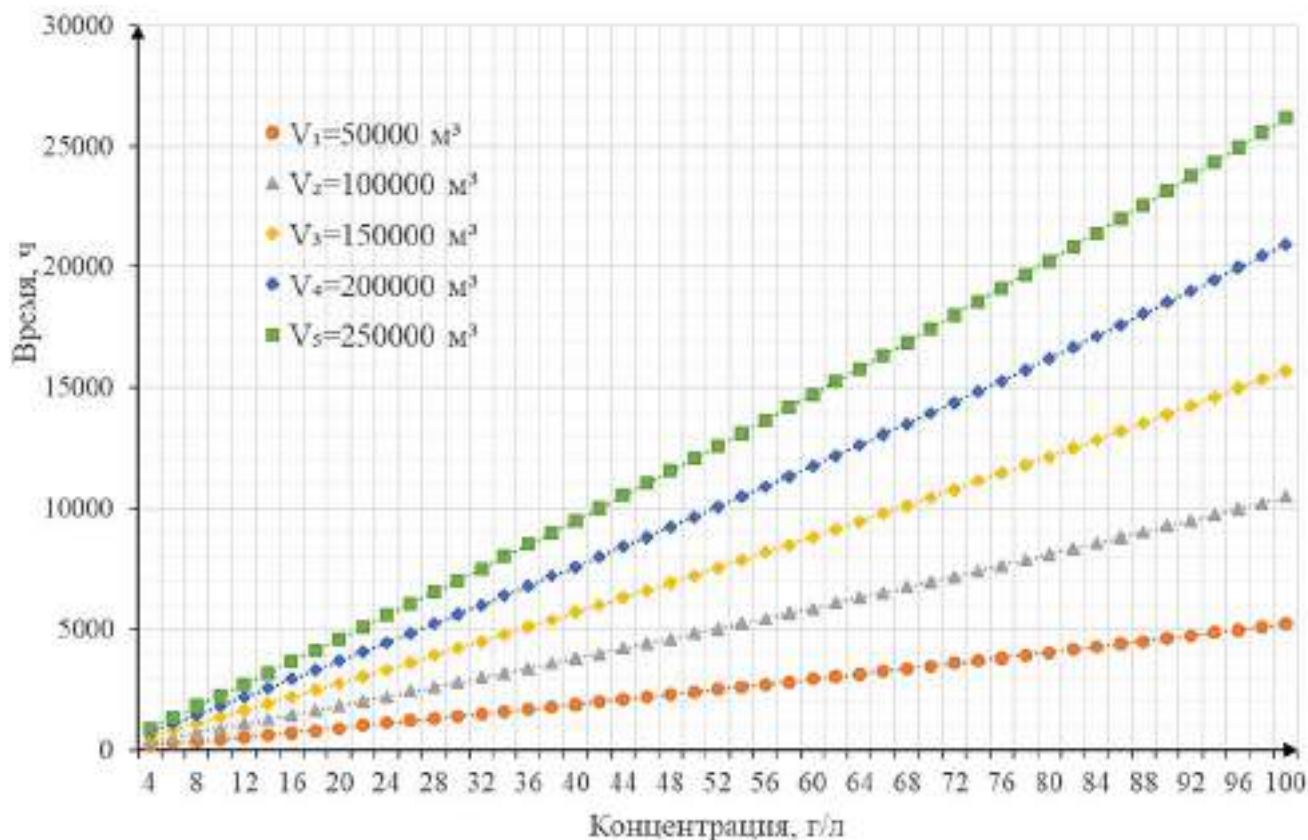


Рисунок 1 – Зависимость времени размыва пласта каменной соли от концентрации выводимого рассола для пяти различных объемов выработки.

Таким образом, полученная зависимость позволяет связать время растворения и конечную концентрацию рассола, выводимого из процесса размыва пласта каменной соли при строительстве подземных газохранилищ. Данное выражение также учитывает объем размыва, площадь контактной поверхности соли и воды, подаваемой в процесс растворения и коэффициент скорости растворения.

При проведении размыва полости в залежи каменной соли, одним из главных факторов, определяющих скорость строительства подземного хранилища газа (ПХГ), является

коэффициент скорости растворения каменной соли (К). Этот показатель определяет основные параметры технологии создания подземных резервуаров. Коэффициент скорости растворения определяет количество соли, приведенное к единице поверхности за единицу времени (рисунок 2). Оптимальное время растворения составляет (40-90) минут, так как именно в этом диапазоне времени находится пик растворения NaCl [5].

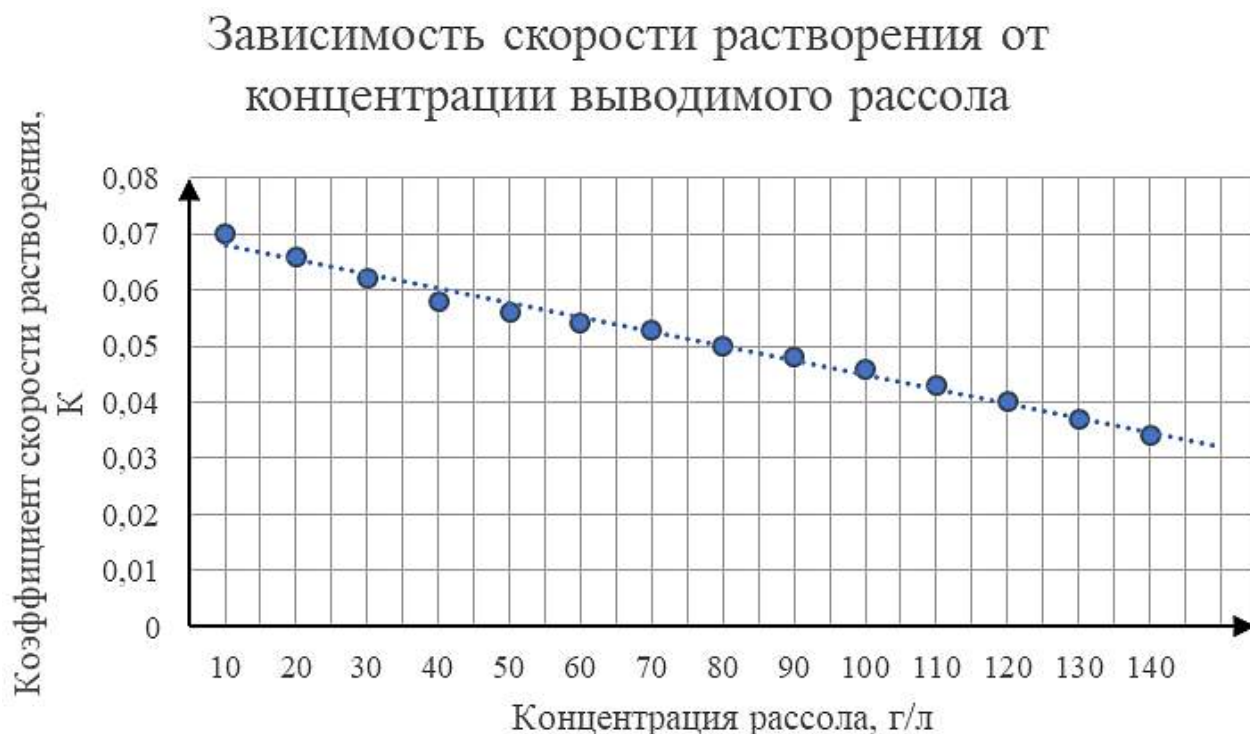


Рисунок 2 – Зависимость, показывающая изменение скорости растворения соли в зависимости от концентрации выводимого рассола.

Из графика видно, что чем более концентрированный рассол мы выводим, тем медленнее происходит процесс растворения соли для сооружения ПХГ в пластах каменной соли. Чтобы сохранилась эффективность процесса растворения, необходимо не перенасыщать раствор.

Проведенные исследования дали понимание оптимального времени растворения. Разность концентраций позволяет рассчитать, какая будет концентрация рассола и проверить возможность обессоливания полученных концентраций в диапазоне оптимального времени.

Для растворения необходима вода с низкой концентрацией (это обеспечивает высокую скорость растворения за счет разности концентраций); для увеличения массы растворения необходимо время контакта (время, когда в ходе контакта сохраняется разность концентраций, обеспечивающих высокую скорость растворения); для обессоливания есть границы по концентрации и границы по глубине обессоливания в зависимости от времени обессоливания и исходной концентрации. Сопоставив зависимость коэффициента скорости растворения от концентрации рассола с зависимостью стоимости обессоливания рассола также от концентрации выводимого рассола, получаем оптимальный диапазон концентраций, при достижении которых целесообразно выводить рассол из процесса растворения. Таким образом, на пересечении мы получаем относительно высокую скорость растворения и среднюю стоимость опреснения на электродиализной установке (рисунок 3).

По результатам, отображенным на рисунке 3, при пересечении зависимости коэффициента скорости растворения от концентраций рассола, выводимого из процесса растворения, от концентрации рассола и стоимости обессоливания 1 м³ рассола была найдена точка пересечения, которая соответствует концентрации 50 г/л.

Это соответствует наиболее эффективному диапазону концентрирования от 40 до 60 г/л, при котором сохраняется высокая скорость растворения и невысокая стоимость обессоливания.

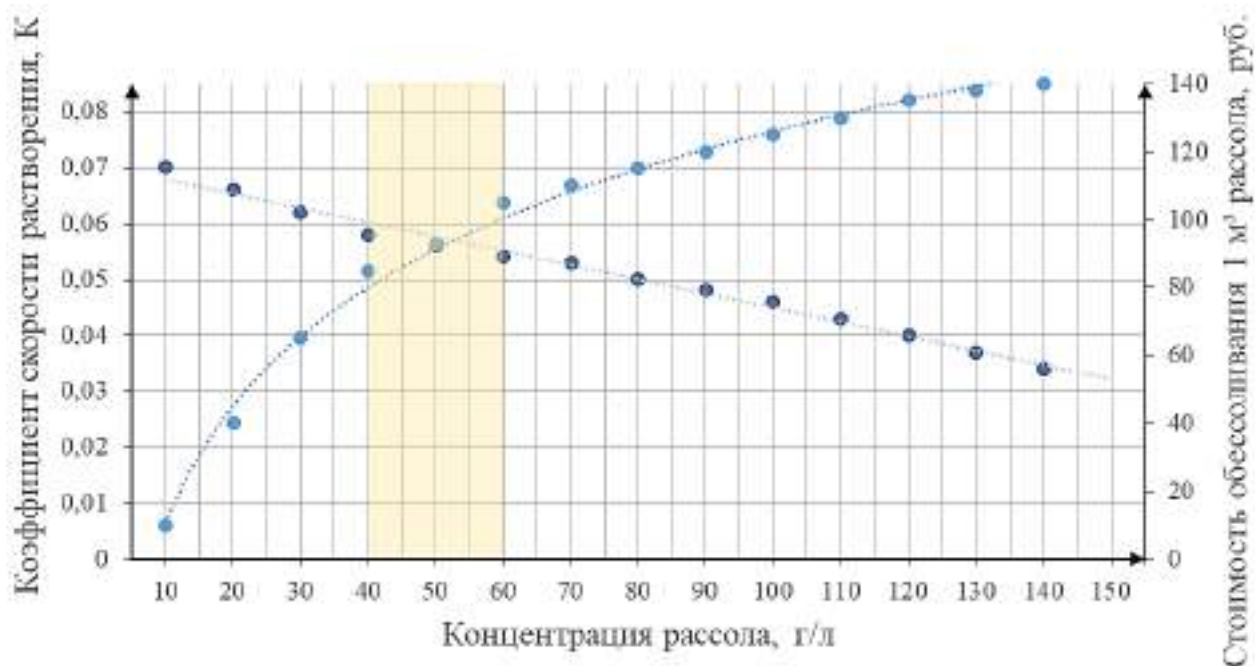


Рисунок 3 – Нахождение оптимальных концентраций.

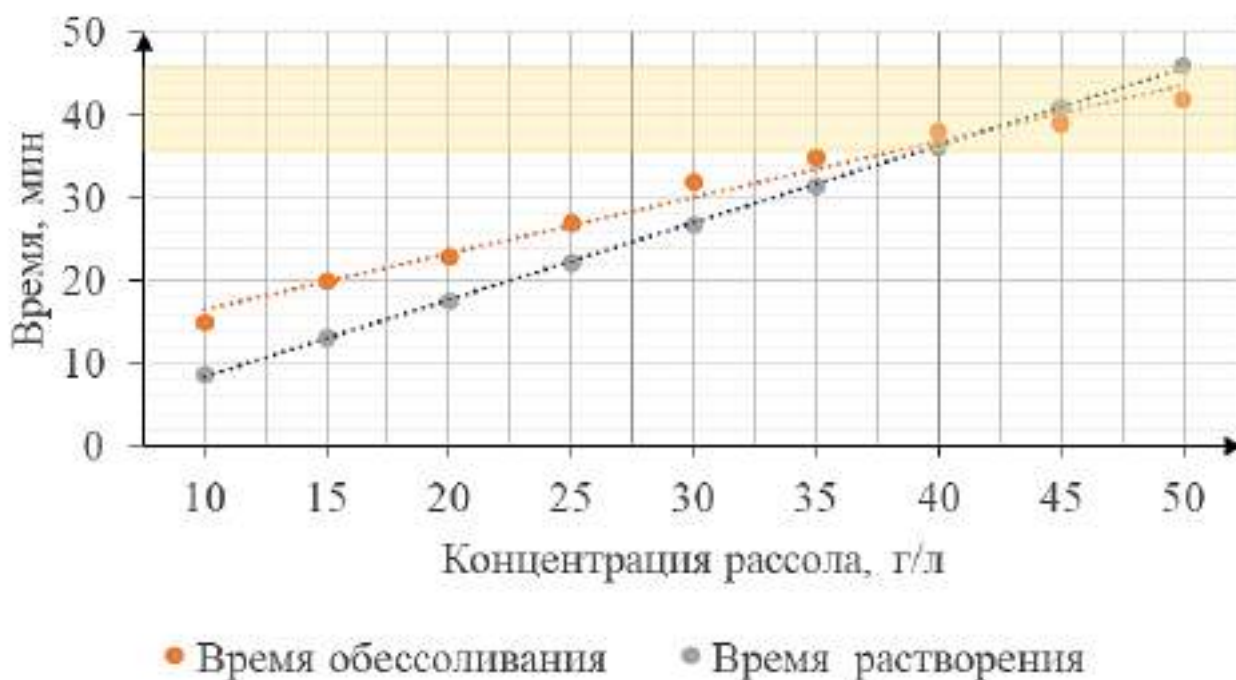


Рисунок 4 – Зависимость времени опреснения от концентрации рассола.

По результатам проведенных исследований был найден диапазон времени для оптимальных концентраций рассола (40-50) г/л (35-48) минут (рисунок 4). Пересечение зависимостей времени двух основных процессов: обессоливания и растворения от концентраций рассола в оптимальном диапазоне доказало, что возможно создание замкнутого непрерывного цикла водооборота при размыве пласта каменной соли для строительства подземного газохранилища. Таким образом, оптимальное время растворения и обессоливания составит (40-50) минут, а оптимальные концентрации рассола – (40-50) г/л. Пересечение двух зон оптимальности позволит осуществлять строительство ПХГ в соляных пластах при наиболее эффективных параметрах, сохраняя высокую скорость размыва, сравнительно невысокую стоимость и непрерывность процесса.

Библиографический список:

1. Казарян В.А. Сооружение подземных хранилищ в каменной соли// Газовая промышленность. 1999. - № 9. - С.7-8.
2. Lokshina E.A., Kolchin A.V., Mastobaev B.N. Zero-Emission Water Cycle When Developing Underground Gas Storage in Rock Salt Formation // IOP Conference Series: Materials Science and Engineering 1079 072039, 2021
3. ПБ-08-83-95 «Правила обустройства и безопасной эксплуатации подземных хранилищ природного газа в отложениях каменной соли»
4. Локшина Е.А, Мастобаев Б.Н. Повторное использование рассолов при устройстве подземных газохранилищ в соляных пластах // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2019. - № 1. – С.36-39.
5. Старостин Р.А., Кошелев А.Е. Современные методы определения скорости растворения горных пород. автоматизация методики определения коэффициента скорости растворения каменной соли для лабораторных испытаний Горный информационно-аналитический бюллетень. 2018. № 4. С. 54–62.

УДК 622.817:665.7

Методы контроля дозрывоопасных концентраций паровоздушных смесей нефти и нефтепродуктов

Трошин К. А., Шрам В. Г.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Введение

Еще в 19 веке появилась необходимость изучения причин возникновения и разработки средств предупреждения пожаровзрывоопасных ситуаций ввиду возросшего количества взрывов на угольных шахтах.

Дальнейший рост отраслей промышленности, связанных с переработкой горючих веществ и материалов, сопровождался не только увеличением числа пожаров и взрывов, но также и усугублением их последствий. Такая значимость вопроса повлияла на увеличение объема исследований опасных свойств горючих веществ [1].

В 21 веке вопрос пожаробезопасности играет одну из ключевых ролей при строительстве и эксплуатации опасных производственных объектов (ОПО), в следствие чего он широко представлен в работах многих научных деятелей и на законодательно-нормативном уровне.

На территории Российской Федерации располагается множество различных промышленных объектов, где существует риск формирования взрывоопасных газовых смесей. Несмотря на разрабатываемые меры по предупреждению и предотвращению опасных ситуаций, связанных с горючими газами в атмосфере, в России и в мире все еще происходит значительное количество аварий. Нередко эти события связаны с утечками и выбросами горючих газов в ходе добычи, транспортировки, переработки, хранения и использования углеводородов.

Для предупреждения аварийных ситуаций необходимо постоянно контролировать состояние атмосферы в рабочей зоне с целью выявления и своевременного реагирования на образование опасных концентраций горючих газов. Точный и эффективный газоанализ в реальном времени является ключевым элементом, позволяющим оперативно выявлять изменения в газовой обстановке.

Системы контроля состояния атмосферы в рабочей зоне играют ключевую роль в обеспечении безопасности промышленных объектов. Они помогают предотвращать происшествия, обеспечивая надежную защиту жизни и здоровья персонала, а также сохранность материальных ресурсов.

Показатели пожаровзрывоопасности

Основными стандартами в области пожаровзрывоопасности веществ и материалов являются:

1. ГОСТ 12.1.044-89 «Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения» [2]. Действует на период приостановки стандарта ГОСТ 12.1.044-2018 (приблизительно до 01.05.2024) [3].

2. ГОСТ 12.1.010-76 «Система стандартов безопасности труда. Взрывобезопасность. Общие требования».

К жидким углеводородам применимы следующие показатели пожаровзрывоопасности [2]:

- группа горючести;
- температура вспышки;
- температура воспламенения;
- температура самовоспламенения;
- концентрационные пределы распространения пламени (КПП);
- температурные (нижний и верхний) пределы распространения пламени;
- минимальная энергия зажигания;
- способность взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха и другими веществами;
- нормальная скорость распространения пламени;
- скорость выгорания;
- минимальное взрывоопасное содержание кислорода;
- минимальная флегматизирующая концентрация флегматизатора;
- максимальное давление взрыва;
- скорость нарастания давления при взрыве;
- концентрационный предел диффузионного горения газовых смесей в воздухе.

Воспламенение горючих паровоздушных смесей является одним из основных факторов, приводящих к аварийным ситуациям на производственных объектах. Ко всему прочему, горючие вещества зачастую так же являются токсичными и могут вызывать отравление человека, причем при концентрациях, меньших, нежели взрывоопасные.

Основным методом предупреждения аварий, возникающих в результате воспламенения горючих паровоздушных смесей, является контроль концентраций определенных газовых компонентов в воздухе рабочей зоны в заданных пределах.

Ввиду этого КПП являются фундаментальной характеристикой пожаровзрывоопасности различных веществ.

Под нижним и верхним концентрационными пределами распространения пламени понимаются минимальное и максимальное содержание горючего в смеси, при котором возможно распространение пламени по смеси на любое расстояние от источника зажигания. В литературе данные показатели также называют пределами воспламенения, взрываемости и зажигания [1].

На рисунке 1 представлена схема КПП.

Согласно ГОСТ 12.1.044-89 [2], допускается использовать экспериментальные и расчетные значения КПП.

Сущность экспериментального метода определения КПП заключается в зажигании исследуемой газовой смеси с заданной концентрацией исследуемого вещества в объеме реакционного сосуда и установлении факта наличия или отсутствия распространения пламени. Изменяя концентрацию горючего в смеси, устанавливают ее минимальное и максимальное значения, при которых происходит распространение пламени [2].

Теоретическое определение пределов воспламенения горючих веществ зависит от количества и вида содержащихся в них индивидуальных веществ.

На рисунке 2 представлена общая круговая диаграмма химического состава нефти [4]. Как видно из диаграммы, наибольшую часть нефти по массе составляют жидкие углеводороды (85–90 %). Данная категория может содержать до 500 индивидуальных химических веществ.



Рисунок 5 – Пределы воспламенения веществ.

Гетероатомные органические соединения составляют 4-5 %. Они могут содержать до 365 индивидуальных химических веществ, в том числе различные серосодержащие, азотосодержащие, кислородосодержащие и металлоорганические соединения.

Содержание в нефти растворенных углеводородных газов C_1-C_4 может различаться от десятых долей до 4 % масс. К ним в большинстве относятся алканы: метан, этан, пропан, 2-метилпропан (изобутан), н-бутан [4].



Рисунок 6 – Массовый химический состав нефти.

Химический состав паровоздушных смесей нефти и НП представляет собой сложную смесь из горючих веществ с негорючими. Для таких смесей (при содержании не более 75 % об. Водорода) нижний концентрационный предел распространения пламени (НКПР) можно определить по следующей формуле [1]:

$$\varphi_n = \frac{100}{1 + \nu_{\text{возд}}}, \quad (1)$$

где $\nu_{\text{возд}}$ – количество молей воздуха, приходящееся на 1 моль исходной смеси.

Верхний концентрационный предел распространения пламени (ВКПРП) смесей горючих веществ с негорючими можно определить по формуле [1]:

$$\varphi_{\text{с}} = \frac{\sum_{k=1}^n \varphi_k + \sum_{j=1}^m \varphi_j}{\sum_{k=1}^n \frac{\varphi_k}{\varphi_{\text{ск}}} + \sum_{j=1}^m \frac{\varphi_j}{\varphi_{\text{сж}}}}, \quad (2)$$

где φ_k – концентрация k-ого компонента в смеси, % об.;

φ_j – концентрация j-ого негорючего компонента, % об.;

$\varphi_{\text{ск}}$ – ВКПРП k-ого горючего компонента смеси, % об.;

$\varphi_{\text{сж}}$ – условный ВКПРП для j-ого негорючего компонента, % об.;

m – число негорючих компонентов смеси, шт.;

n – число горючих компонентов смеси, шт.

Большое количество индивидуальных газовых компонентов в смесях горючих веществ обуславливает то, что относительное среднее квадратическое отклонение теоретически рассчитанных по представленным формулам величин концентрационных пределов от экспериментальных значений может достигать 30 % [1].

Помимо прочего, определение КПРП для горючих паровоздушных смесей зависит от внешних условий образования смеси (испарения жидкости), влияющих на ее компонентный состав, от исходного химического состава жидкости и других неинформативных параметров. Все это делает нетривиальной задачу по теоретическому определению КПРП.

Можно предположить, что наиболее точным в таком случае является метод экспериментального определения диапазонов взрываемости. Однако это требует наличия соответствующего оборудования и инфраструктуры, а также кажется нецелесообразным проведение множественных экспериментов в случае большого количества измеряемых газовых смесей. К тому же компонентный состав может меняться в реальном времени, чего нельзя учесть в ходе эксперимента.

Предупреждение образования взрывоопасных концентраций горючих газовых смесей является критическим аспектом безопасности в различных промышленных секторах, включая нефтегазовый. И КПРП в этой связи являются фундаментальным показателем пожаровзрывоопасности.

Современные методы контроля довзрывоопасных концентраций паровоздушных смесей углеводородных жидкостей

На промышленных предприятиях для контроля воздушной среды на предмет содержание горючих и токсичных примесей в пределах рабочего пространства используются специальные приборы – газоанализаторы. Данные средства измерений (СИ) способствуют определенному снижению вероятности возникновения аварийных ситуаций, а следовательно, и потенциальному уменьшению ущерба как для предприятий, так и для окружающей среды.

Большое количество индивидуальных компонентов в составе нефти и НП сводит задачу по определению объемной концентрации паров горючей жидкости в воздухе к определению концентраций малых газовых компонент, что, учитывая их количество, делает задачу трудно выполнимой. В данной связи газоанализаторы обычно градуируются по какой-либо одной газовой составляющей (чаще всего это метан или гексан), остальные же компоненты определяются методами пересчета [5–7]. Поэтому применение и разработка газоанализаторов зачастую носят узкоспециализированный характер, что объясняет, почему практически не существует универсальных устройств, способных эффективно функционировать во всех возможных сочетаниях природных и техногенных факторов [8].

Анализ литературных источников, посвященных контролю довзрывоопасных концентраций газов и паров на ОПО, позволяет выделить следующие основные типы

используемых в нефтегазовой отрасли газоанализаторов (сенсоров/детекторов/датчиков опасных концентраций) в зависимости от принципа действия [5, 9–15]:

1. Полупроводниковые – многоцелевые СИ. Они используют принцип изменения поверхностного сопротивления полупроводникового материала под воздействием газа.

2. Термокаталитические (термохимические, термические) – наименее дорогой и потому самый распространенный вид газоанализаторов. Принцип работы заключается в увеличении температуры чувствительного элемента за счет тепла, выделяющегося при беспламенном сгорании газовой смеси. Повышение температуры приводит к изменению электрического сопротивления, что пропорционально концентрации опасных веществ в газовой смеси.

3. Оптические – наиболее дорогой вид газоанализаторов. Принцип работы данных приборов основан на способности избирательного поглощения инфракрасного излучения большинством веществ. При этом степень поглощения инфракрасного излучения зависит от концентрации вещества в анализируемой среде.

В таблице представлены преимущества и недостатки рассмотренных типов газоанализаторов.

Таблица – Преимущества и недостатки основных типов газоанализаторов, используемых в нефтегазовой отрасли

Тип газоанализатора	Преимущества	Недостатки
Полупроводниковые	<ul style="list-style-type: none"> - Высокая чувствительность; - быстрое действие; - маленькие размеры; - небольшая стоимость при массовом производстве. 	<ul style="list-style-type: none"> - Низкая селективность; - высокая чувствительность к окружающей среде; - ограниченный диапазон работы; - неэффективность в экстремальных условиях; - неустойчивость калибровки.
Термокаталитические	<ul style="list-style-type: none"> - Невысокая стоимость; - возможность определения утечек любых горючих газовых смесей независимо от их состава; - линейность функции преобразования; - воспроизводимость характеристик. 	<ul style="list-style-type: none"> - Низкая селективность; - низкая чувствительность; - подверженность отравлению различными газами; - низкая надежность; - ограниченный диапазон рабочих температур.
Оптические	<ul style="list-style-type: none"> - Стабильное положение нуля; - стабильная чувствительность к контролируемому газу; - высокая точность; - высокая надежность; - высокая селективность; - бесконтактный принцип действия; - быстрое действие. 	<ul style="list-style-type: none"> - Высокая стоимость; - сложность использования; - сложность в детектировании и анализе сложных газовых смесей; - невозможность детектирования газов, которые не поглощают ИК излучение.

Весьма важным показателем при выборе газоанализатора является селективность. Низкая селективность снижает область применения СИ, тем более если речь идет о промышленных производствах, технологический процесс которых предполагает образование сложных горючих газовых смесей.

Ввиду этого применение полупроводниковых и термокаталитических газоанализаторов ограничено.

Использование полупроводниковых приборов также ограничено рядом других важных недостатков, среди которых можно выделить ограниченный диапазон работы и низкую эффективность в экстремальных условиях, в которых и функционирует большее количество нефтегазовых предприятий.

Эксплуатация наиболее распространенных термокаталитических газоанализаторов предполагает проведение калибровки с заданными условиями и постоянных поверок, так как их функция преобразования устанавливается не исходя из физических принципов, а путем экспериментального определения. Поверочные интервалы приборов могут быть достаточно долгими, в таком случае любое изменение внешних условий влечет снижение достоверности и точности измерений концентрации опасных веществ в воздухе. Помимо этого, они также обладают рядом значительных недостатков: низкая надежность, отравление газами и др.

Ко всему прочему данные приборы предназначены для локальных измерений и анализируют только тот газ, который проходит через них. То есть при определенном отдалении источника утечки углеводородов данные СИ не смогут сразу сигнализировать о повышении концентрации горючих веществ в воздухе.

Все это говорит в пользу использования на нефтегазовых предприятиях оптических газоанализаторов. Они также могут быть предназначены для локальных измерений, но, помимо этого, существуют и оптические газоанализаторы для дальних измерений. В литературе [5, 16] можно встретить различные названия для такого типа приборов: детекторы открытого оптического пути, трассовые газоанализаторы, бистатические анализаторы.

Необходимо отметить, что в большинстве случаев оптический метод газоанализа (трассовый метод) используется для различных видов экологического мониторинга, при котором регистрируется концентрация одного конкретного газа либо нескольких при возможности изменения длины волны излучения используемого лазера.

В случае же использования детекторов открытого оптического пути в качестве приборов газоанализа на предприятиях нефтегазовой промышленности появляется необходимость оценки степени опасности многокомпонентной газовой смеси. Так как данные приборы позволяют точно устанавливать концентрации только конкретных газов, то для достоверной оценки объемной концентрации горючей смеси в воздухе требуется детектировать большое количество индивидуальных газовых компонент. На практике же оптические газоанализаторы, как и другие виды, калибруются на одном газе (метан, пропан, гексан) [13].

Выводы

На основе проведенного анализа различных методов контроля дозврывоопасных концентраций паровоздушных смесей нефти и НП можно сформулировать несколько актуальных задач, стоящих перед предприятиями нефтегазового хозяйства в области пожаробезопасности:

1. Разработка достоверного теоретического метода определения КППП многокомпонентных газовых смесей.

2. Исследование возможности применения различных методов оптической локации для установления объемной концентрации смеси горючих веществ в воздухе.

Решение данных задач позволит значительно повысить степень безопасности технологических процессов ОПО в нефтегазовой отрасли и снизить риски возникновения аварий, ввиду чего их решение является актуальной темой для дальнейших исследований.

Библиографический список:

1. Корольченко, А. Я. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов и средства их тушения : справочник / А. Я. Корольченко, Д. А. Корольченко. – в 2-х ч. – 2-е изд., перераб. и доп. – Москва : Асс. «Пожнаука», 2004. – Ч. I. – 713 с. – ISBN 5-901283-02-3.

2. ГОСТ 12.1.044-89 Система стандартов безопасности труда. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения. – Москва : Стандартинформ, 2006. – 100 с.
3. Российская Федерация. Приказы. О внесении изменений в приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 11 октября 2019 г. N 965-ст : приказ Росстандарта от 22.04.2021 N 273-ст // КонсультантПлюс : справочная правовая система. – URL: <http://www.consultant.ru>. (дата обращения: 01.12.2023).
4. Посконин, В. В. Химия нефти и газа : учебное пособие / В. В. Посконин. – Краснодар : КубГТУ, 2020. – 159 с. – ISBN 978-5-8333-0958-2. – Текст : электронный // Лань : электронно-библиотечная система. – URL: <https://e.lanbook.com/book/167045> (дата обращения: 10.12.2023).
5. Баранов, А. М. Современные тенденции в развитии сенсоров дозрывоопасных концентраций горючих газов и паров горючих жидкостей (краткий обзор) / А. М. Баранов, Т. В. Осипова // Научное приборостроение. – 2021. – Т. 31, № 4. – С. 3-29. – URL: <https://clck.ru/373mkP> (дата обращения: 25.11.2023).
6. Белошицкий, А. П. Измерение дозрывоопасных концентраций углеводородов в воздухе рабочей зоны технологических установок нефтеперерабатывающих предприятий / А. П. Белошицкий, Л. А. Гаврилов // Измерительная техника. – 2012. – № 10. – С. 70-73. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=18237068> (дата обращения: 17.11.2023).
7. Зыкин, А. А. Исследование проблемы градуировки и поверки сигнализаторов ПДК углеводородов в воздухе рабочей зоны технологических установок НПЗ / А. А. Зыкин, И. А. Плисенко // Технические науки - от теории к практике. – 2017. – № 3(63). – С. 94-102. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=28927001> (дата обращения: 20.11.2023).
8. Дьяченко, В. В. Лазерные технологии для контроля загрязняющих веществ в нефтегазовой отрасли / В. В. Дьяченко, П. В. Чартий, В. Г. Шеманин // Булатовские чтения. – 2020. – Т. 5. – С. 86-90. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43804342> (дата обращения: 25.11.2023).
9. Черненко, А. Инфракрасные датчики газа SGX: путь к безопасности и энергоэффективности / А. Черненко // Компоненты и технологии. – 2015. – № 7(168). – С. 40-42. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=23720522> (дата обращения: 25.11.2023).
10. Мелешко, В. Ю. К вопросу о мониторинге объектов хранения высокотоксичных и агрессивных веществ / В. Ю. Мелешко, Г. Я. Павловец, А. М. Зикеев // Известия Российской академии ракетных и артиллерийских наук. – 2020. – № 3(113). – С. 127-132. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43991747> (дата обращения: 26.11.2023).
11. Контроль дозрывоопасных концентраций газов и паров с помощью акустического детектора / А. А. Михайлов, М. О. Этрекова, А. С. Стороженко [и др.] // Химическая безопасность. – 2018. – Т. 2, № 2. – С. 139-150. – DOI 10.25514/CHS.2018.2.14111. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=36728764> (дата обращения 21.11.2023).
12. Лукица, И. И. Системы контроля загазованности оптического типа / И. И. Лукица, О. Г. Зверев // Экспозиция. – 2007. – № 11 (31). – С. 43-45. – URL: <https://clck.ru/373nNo> (дата обращения: 01.12.2023).
13. Сбитнева, А. А. Характеристика нефтегазового и химического рынка газоанализаторов / А. А. Сбитнева, А. Ш. Галиуллина, В. А. Тимофеева // Стратегии бизнеса. – 2020. – Т. 8, № 4. – С. 94-96. – DOI 10.17747/2311-7184-2020-4-94-96. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=42930970> (дата обращения: 15.11.2023).
14. Шеногин, М. В. Предложения по повышению качества контроля дозрывоопасных концентраций горючих газов при эксплуатации газовых сетей / М. В. Шеногин, О. В. Спиридонова // Вестник магистратуры. – 2020. – № 4-2(103). – С. 30-32. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=43973347> (дата обращения: 10.11.2023).
15. Хаматдинова, А. В. Приборный контроль состояния газовой среды на предприятиях нефтепереработки / А. В. Хаматдинова, О. В. Смородова // Технологии техносферной безопасности. – 2015. – № 4 (62). – С. 325-331. – URL: <https://elibrary.ru/item.asp?id=25846445> (дата обращения: 01.12.2023).
16. Васильев, Б. И. ИК лидары дифференциального поглощения для экологического мониторинга окружающей среды / Б. И. Васильев, У. М. Маннун // Квантовая электроника. – 2006. – Т. 36, № 9. – С. 801-820. – URL: <https://www.elibrary.ru/item.asp?id=23451065> (дата обращения: 15.11.2023).

Разработка способа установки сегментной теплоизоляции на тело трубопровода, обеспечивающего ее надежную фиксацию в течение всего срока эксплуатации

Казакова Т. И., Шишкин И. В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

На существующем рынке теплоизоляционных материалов представлено множество технических решений для снижения теплообмена между трубопроводом и окружающей средой. Выбор материала и конструктивного исполнения трубной теплоизоляции производят на основании оптимальности стоимостных показателей и обеспечения сохранения ее характеристик на достаточном уровне в течение всего срока эксплуатации при ожидаемых тепловых и механических нагрузках. На основании технико-экономических показателей для подземных магистральных газопроводов, прокладываемых на участках распространения многолетнемерзлых грунтов, наибольшее распространение получила трубная сборная сегментная теплоизоляция из органических вспененных жестких материалов. Данный вид теплоизоляции имеет минимальные показатели теплопроводности и водопоглощения, устойчив к многократным циклам промерзания и оттаивания, имеет относительно невысокую стоимость.

Как правило, закрепление отдельных сегментов в единую теплоизоляционную конструкцию на теле трубы осуществляется в трассовых условиях с помощью бандажных лент из нержавеющей стали толщиной 0,5 мм, шириной 12 – 20 мм. Ленты располагают на расстоянии 500 мм от краев сегментов и далее через 700 – 1000 мм, натяжение осуществляется приспособлением Н-24К или аналогичным. Для дополнительного предотвращения водонасыщения материала теплоизоляции могут быть применены гидроизоляционные ленточные покрытия «Полилен» или «Терма-МХ».

При анализе опыта эксплуатации северных газопроводов Заполярное – Новый Уренгой и Бованенково – Ухта [1, 2] было выявлено, что на теплоизолированных участках достаточно часто проявляются термоэрозийные процессы, следовательно, фактическая эффективность теплоизоляции ниже, чем ожидаемая проектная. При изучении данной проблемы было установлено, что существующая технология установки не обеспечивает надежной фиксации сегментов, во время засыпки газопровода и его последующей эксплуатации нарушается однородность теплоизоляционного покрытия в связи с перемещением сегментов и образованием между ними единичных или множественных зазоров. Очевидно, что важной и актуальной задачей является совершенствование технологии установки трубной сборной сегментной теплоизоляции.

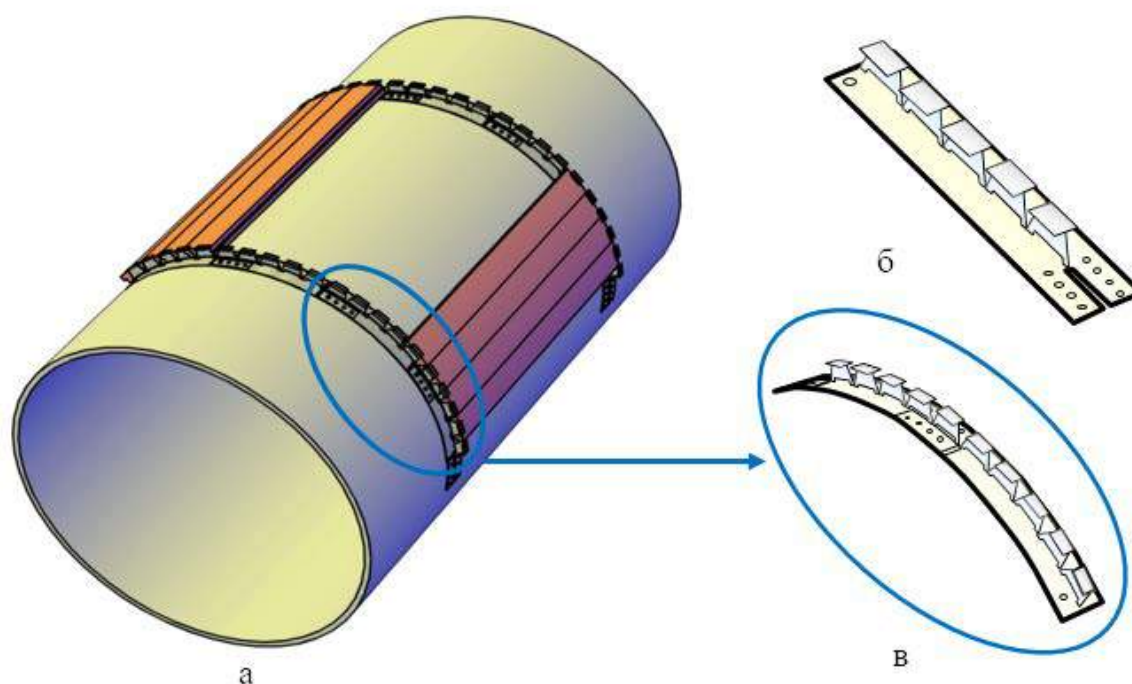
К настоящему времени имеется несколько разработанных решений по повышению качества установки рассматриваемого вида теплоизоляции, например:

- защитный кожух теплоизоляции (Патент РФ № 15215, F16L 59/00, опубл. 27.09.2000);
- способ теплоизоляции трубопровода (Патент РФ № 2703897, F16L 59/14, опубл. 22.10.2019, бюл. № 30).

В первом случае предлагается поверх теплоизоляционного слоя устанавливать цилиндрическую оболочку, имеющую продольные ребра жесткости, по свободным кромкам которых установлены соединяющие их между собой гибкие связи. В целом такая оболочка является усовершенствованным решением стандартной оболочки из тонколистового стального проката. Данная конструкция имеет ряд недостатков, таких как высокая подверженность образованию температурных мостов по причине деформации (разрушения) теплоизоляции вследствие вминания ребер и связей защитного кожуха в теплоизоляционный слой, отсутствие предотвращения продольного перемещения сегментов, а также низкая степень гидроизоляции. В целом применение решения приводит к значительному удорожанию теплоизоляционных работ в связи с высокой стоимостью стальных материалов оболочки, а также дополнительному усложнению технологии монтажа.

Во втором случае предлагается формировать теплоизоляционное покрытие трубопровода из последовательно размещаемых и соединяемых между собой

теплоизолирующих модулей, состоящих из сегментов, установленных в полимерные обоймы с Т-образными выступами. Схема способа представлена на рисунке 1.



а – схема установки сегментов; б – полимерный модуль;
в – схема размещения полимерных модулей на трубе

Рисунок 1 – Схема устройства для монтажа сегментов кольцевой теплоизоляции для труб.

Несмотря на повышение технологичности монтажа сборной сегментной теплоизоляции на поверхности трубопровода, решение также имеет ряд недостатков:

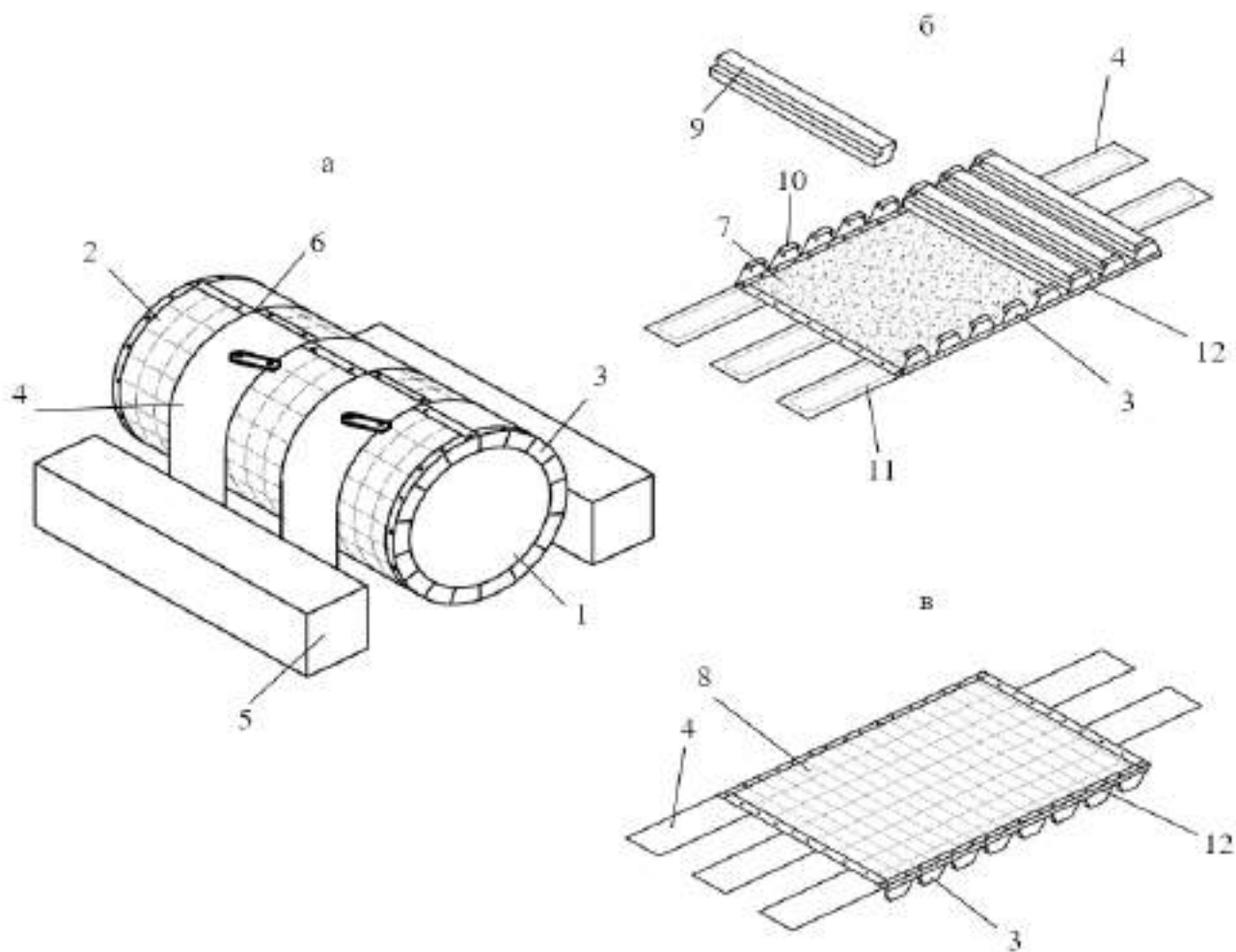
- сегменты теплоизоляции при наличии локальных выступов на поверхности укладки (например, скальные обломки) остаются подвержены деформации, то есть теплоизоляция остается уязвима к внешним механическим нагрузкам;
- подверженность образованию температурных мостов в результате неплотного прилегания сегментов теплоизоляции;
- необеспечение гидроизоляции.

Также необходимо учитывать, что установка теплоизоляции приводит к повышению плавучести газопроводов, следовательно, их необходимо дополнительно оборудовать балластировкой, что в целом усложнено в обоих рассматриваемых случаях.

Анализируя недостатки имеющихся технических решений, очевидно, что универсальный и технологичный способ установки сегментной теплоизоляции на тело трубопровода должен удовлетворять следующим требованиям:

- предотвращение возможности перемещения сегментов теплоизоляции;
- обеспечение кольцевого обжатия сегментов с целью обеспечения плотного торцевого прилегания друг к другу, что приведет к предотвращению образования температурных мостов;
- гидроизоляция теплоизоляции от внешней грунтовой среды;
- механическая защита теплоизоляции;
- облегчение монтажа средств балластировки;
- обеспечение простоты проведения монтажных работ.

С целью обеспечения выполнения всех вышеперечисленных требований был разработан способ комплексной теплоизоляции и балластировки трубопровода посредством специального устройства (заявка на изобретение № 2023129197), конструкция которого представлена на рисунке 2.



а – схема установленного устройства на трубе; б – схема закладки сегментов теплоизоляции в устройство; в – внешняя сторона устройства в расправленном виде

- 1 – трубопровод; 2 – корпус устройства; 3 – торцевой упор; 4 – охватывающий элемент;
 5 – балластирующее устройство; 6 – замковый узел; 7 – водонепроницаемый слой;
 8 – защитный наружный слой ячеистой структуры; 9 – сегмент теплоизоляции;
 10 – П-образная полость фиксации сегмента; 11 – силовой металлический трос;
 12 – гидроизолирующая торцевая лента

Рисунок 2 – Устройство для комплексной теплоизоляции и балластировки трубопровода.

Предлагаемая технология предусматривает следующие операции: закладка теплоизолированных сегментов в развернутое устройство на берме траншеи, предварительное закрепление заполненного устройства на теле трубы, перекидка охватывающих элементов и закрепление на них средств балластировки. Данная технология в значительной степени превосходит существующие аналоги, позволяет оптимизировать процесс установки теплоизоляции и обеспечить ее надежную фиксацию в течение всего срока эксплуатации.

Библиографический список:

1. Губарьков А.А. Мониторинг экзогенных процессов на магистральном газопроводе «Заполярье – Новый Уренгой» / А.А. Губарьков, Г.А. Алешин, И.Р. Идрисов и др. // Нефть и газ. – 2011. – № 3. – С. 8-14.
2. Кузьбожев П.А. Специфика влияния нарушений теплоизоляции на развитие эрозионных процессов грунта на трассе газопроводов / П.А. Кузьбожев, Т.И. Работинская, И.В. Шишкин // Материалы Международной конференции «СЕВЕРГЕОЭКОТЕХ-2020» в 4 ч. / под редакцией Р.В. Агинеи. – Ч. 2 – 2020. – С. 103-105.

Оценка влияния ориентационного положения сквозного дефекта трубной теплоизоляции на формирование температурных полей грунта околотрубного пространства

Казакова Т. И., Шишкин И. В.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ухта, Россия

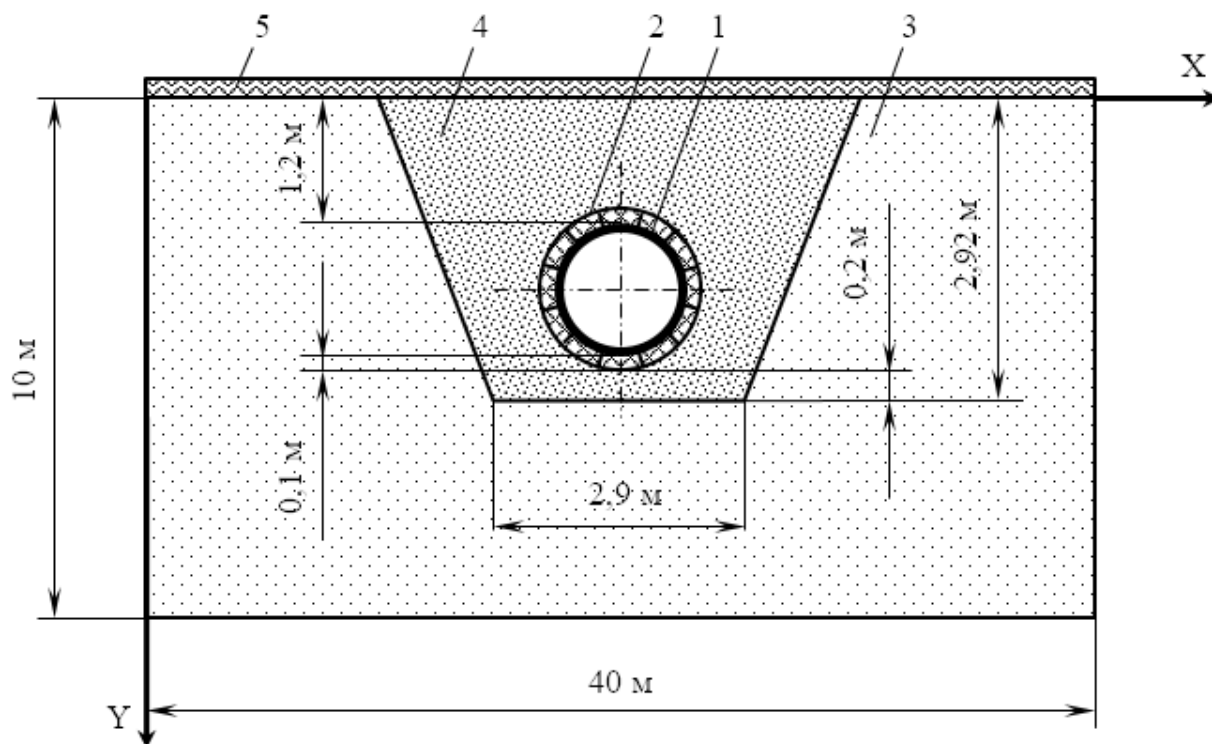
При проектировании магистральных газопроводов в сложных геокриологических условиях предусматривают технические решения, направленные на минимизацию теплового взаимодействия в системе «труба – грунт». Типовым решением, получившим наибольшее распространение, стало применение трубного сегментного теплоизоляционного покрытия из экструзионного пенополистирола. Основным недостатком данного вида теплоизоляции является несовершенство технологии закрепления отдельных сегментов в единую конструкцию на теле трубы, осуществляемой посредством стальных бандажных лент, которые не обеспечивают надежной фиксации. При проведении монтажных работ зачастую не удается обеспечить плотного контакта между смежными сегментами, в результате чего могут образовываться продольно ориентированные локальные межсегментные зазоры. Помимо этого, во время эксплуатации происходят взаимные перемещения трубы относительно грунта, в результате отдельные сегменты теплоизоляции могут смещаться, а при определенных продольных нагрузках выпадать или разрушаться, как следствие в теплоизоляционном покрытии формируются локальные зоны отсутствия теплоизоляции. Пример нарушения целостности сегментного теплоизоляционного покрытия представлен на рисунке 1.



Рисунок 1 – Пример нарушения целостности сборного трубного теплоизоляционного покрытия, формируемого при монтажных работах.

Нарушение целостности сборного трубного теплоизоляционного покрытия неукоснительно приводит к увеличению интенсивности теплообменных процессов в системе «труба – грунт», мерзлый грунт околотрубной зоны начинает прогреваться и в результате формируется ореол оттаивания. Очевидно, что параметры формируемого ореола оттаивания будут зависеть не только от геометрических размеров дефектной зоны теплоизоляции, но и от ее пространственно-ориентационного положения на теле трубы. На определение влияния ориентационного положения сквозного дефекта трубной теплоизоляции на формирование температурных полей грунта околотрубного пространства и направлено данное исследование.

Для установления искомой зависимости был проведен комплекс расчетных моделирований теплового взаимодействия в системе «труба – грунт» при различных условиях дефектности теплоизоляционного покрытия. В данном случае моделируется сложный нестационарный процесс, предусматривающий одновременное протекание двух независимых теплообменов: первый – между грунтом и атмосферой, второй – между околотрубным грунтом и трубопроводом. Моделирование нестационарного теплообменного процесса реализовано при использовании метода конечно-элементного анализа в программной среде ANSYS Multiphysics [1]. Расчетная схема представлена на рисунке 2.



- 1 – газопровод; 2 – сегментная кольцевая теплоизоляция;
3 – многолетнемерзлый грунт с ненарушенной структурой; 4 – грунт обратной засыпки;
5 – растительный / снежный слой (не учитывается в расчетной модели)

Рисунок 2 – Общая схема конструкции расчетной модели.

Элементы модели имеют следующие характеристики:

- наружный диаметр газопровода – 1420 мм, толщина стенки – 23,0 мм;
- средняя глубина заложения газопровода (от уровня дневной поверхности грунта до верхней образующей трубы) – 1,2 м
- рабочая температура газопровода 7 °С;
- материал трубы – сталь класса прочности К65 (плотность $\rho_{ст} = 7810 \text{ кг/м}^3$, коэффициент теплопроводности $\lambda_{ст} = 68 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$, удельная теплоемкость $C_{ст} = 483 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$);
- противокоррозионное изоляционное покрытие – заводское трехслойное полимерное толщиной 4 мм (плотность $\rho_{из} = 940 \text{ кг/м}^3$, коэффициент теплопроводности $\lambda_{из} = 0,60 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$, удельная теплоемкость $C_{ст} = 1120 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$);
- теплоизоляция сегментная толщиной 100 мм из экструзионного пенополистирола (плотность $\rho_{ти} = 37 \text{ кг/м}^3$, коэффициент теплопроводности $\lambda_{ти} = 0,034 \text{ Вт/(м} \cdot \text{°C)}$, удельная теплоемкость $C_{ти} = 1450 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$);
- грунт представлен супесью пылеватой текучей слабозасоленной (плотность мерзлого грунта $\rho_m = 1,81 \text{ г/см}^3$, плотность талого грунта $\rho = 1,87 \text{ г/см}^3$, коэффициент пористости грунта $e = 1,10$, суммарная влажность мерзлого грунта $W_{tot} = 35,20 \%$, удельная теплоемкость мерзлого грунта $C_m = 1200 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$, удельная теплоемкость талого грунта $C_t = 1540 \text{ Дж/(кг} \cdot \text{°C)}$,

коэффициент теплопроводности мерзлого грунта $\lambda_m = 0,60$ Вт/(м·°С), коэффициент теплопроводности талого грунта $\lambda_t = 1,80$ Вт/(м·°С), объемная теплота фазового перехода грунта $L_v = 137$ Дж/м³, температура начала кристаллизации $t_{bf} =$ минус 1,49 °С).

Согласно нормативной методике [2] на верхней и нижней границах расчетной модели задаются краевые условия I рода. Годовая динамика температур на границах расчетной модели представлена на рисунке 3.

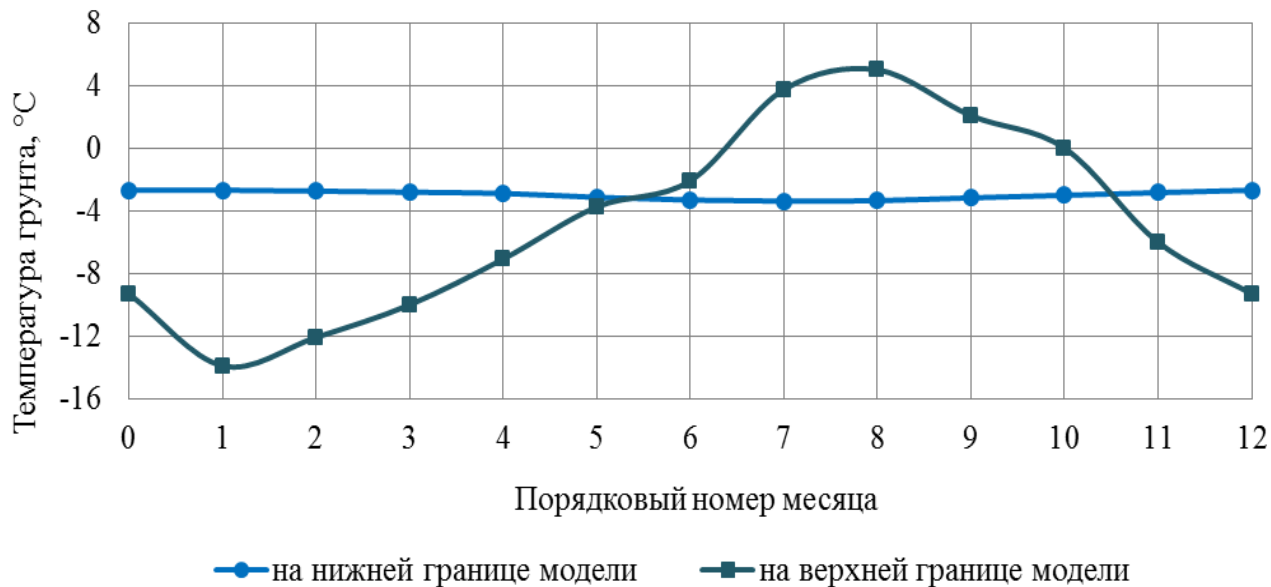


Рисунок 3 – Годовая динамика температур на границах расчетной модели

Моделирование выполнено для следующих расчетных случаев:

- отсутствие одного из 12 сегментов трубной теплоизоляции (дефектность $\omega = 8,3$ %);
- отсутствие трех сегментов трубной теплоизоляции (дефектность $\omega = 25,0$ %);
- отсутствие пяти сегментов трубной теплоизоляции (дефектность $\omega = 41,7$ %).

В рамках моделирования определены годовые динамики температурных полей околотрубного грунта при различных часовых ориентаций центра дефектной зоны (от 0 до 12 ч с шагом в 1 ч).

В результате моделирования установлено следующее:

- с января по июнь проявляется локальное оттаивание грунта в месте отсутствия сегментов теплоизоляции, при этом, если повреждение на верхней части трубы (10 ч – 2 ч), то минимальные размеры ореола оттаивания фиксируются в феврале, если на нижней части (3 ч – 9 ч) – то в марте или апреле;
- с июля по октябрь формируется крупный талый массив, включающий в себя приповерхностный слой грунта и ореол оттаивания, сформированный вокруг трубы;
- в ноябре приповерхностный слой грунта промерзает, а вокруг газопровода формируется линза из талого и охлажденного грунта;
- если сквозной дефект теплоизоляции расположен в зоне верхней или нижней образующей трубы (0 (12) ч и 6 ч), то ореол оттаивания имеет симметричную форму относительно вертикального центра расчетной модели;
- если сквозной дефект теплоизоляции расположен на боковых поверхностях трубы, то форма ореола оттаивания несимметрична;
- для каждого ориентационного положения дефектной зоны теплоизоляции имеется своя характерная форма ореола оттаивания околотрубного грунта;
- минимальная зона растепления околотрубного грунта фиксируется при расположении дефекта теплоизоляционного покрытия в области верхней образующей трубы (0 (12) ч), а максимальная – при наличии дефекта в области нижней образующей трубы (6 ч).

Данные площадей ореолов оттаивания грунта модели при различных вариациях размеров и ориентации дефектов теплоизоляции в период с июля по октябрь представлены на рисунках 4 – 6.

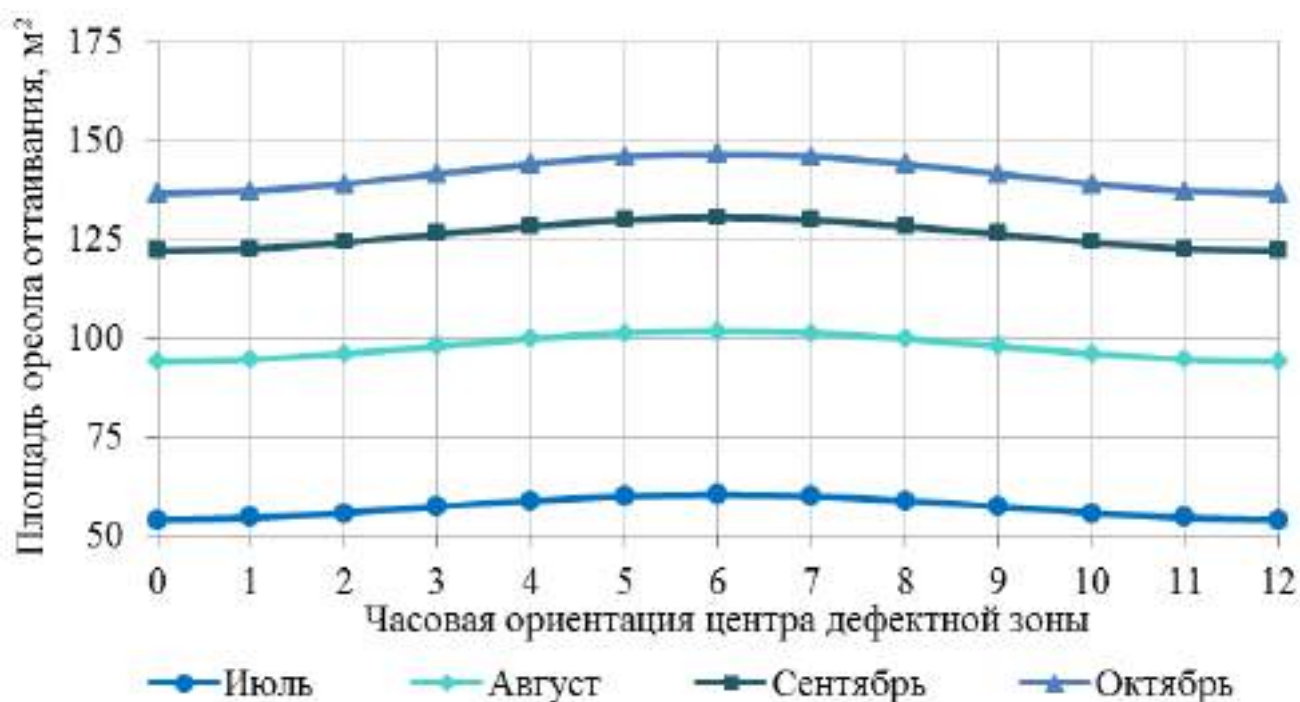


Рисунок 4 – Динамика площади ореола оттаивания грунта модели при тепловом взаимодействии с газопроводом, оборудованным дефектной теплоизоляцией (отсутствие одного сегмента) в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны.

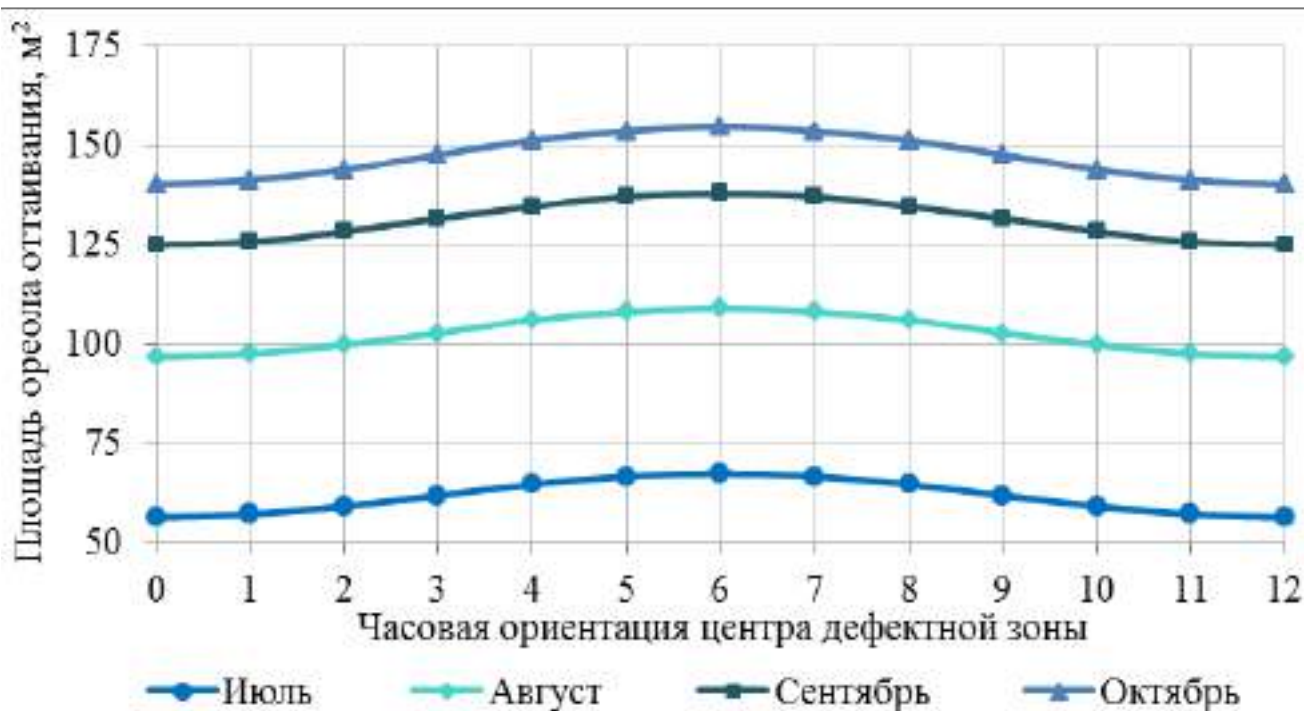


Рисунок 5 – Динамика площади ореола оттаивания грунта модели при тепловом взаимодействии с газопроводом, оборудованным дефектной теплоизоляцией (отсутствие трех сегментов) в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны.

Из рисунков 4 – 6 очевидно, что фактор ориентационного положения имеет значительное влияние не только на форму, но и на итоговый размер ореола оттаивания.

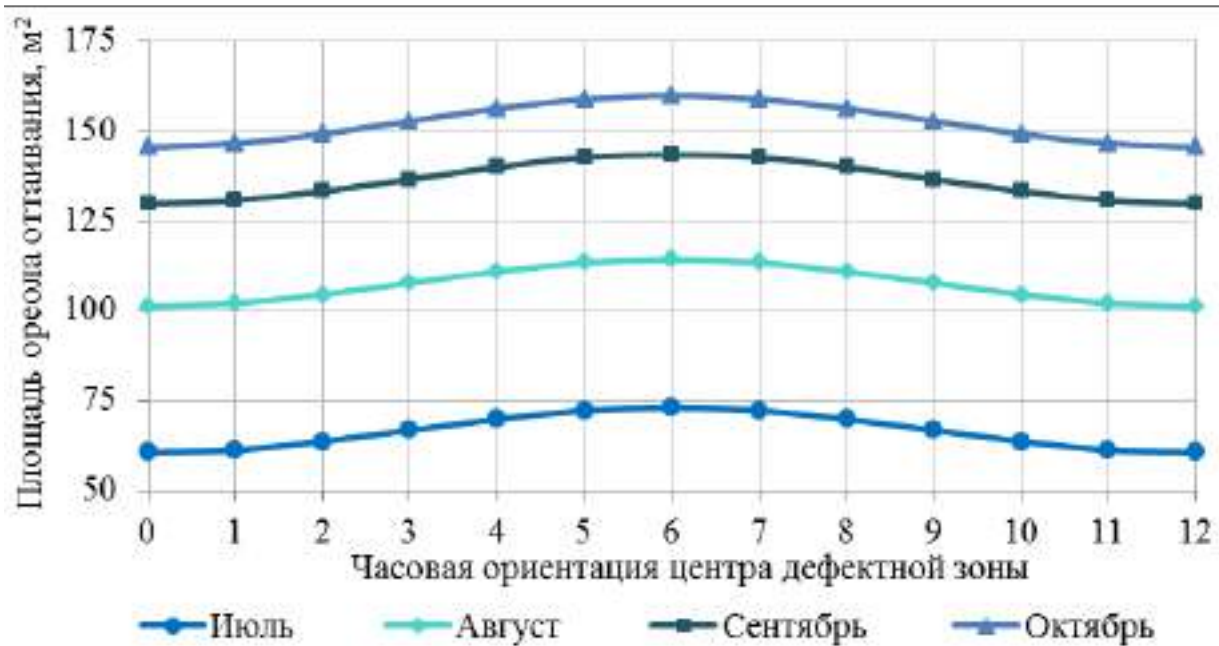


Рисунок 6 – Динамика площади ореола оттаивания грунта модели при тепловом взаимодействии с газопроводом, оборудованным дефектной теплоизоляцией (отсутствие пяти сегментов) в зависимости от ориентационного положения центра дефектной зоны

Зависимость площади ореола оттаивания грунта модели при тепловом взаимодействии с газопроводом, оборудованным дефектной теплоизоляцией, от ориентационного положения центра дефектной зоны носит гармонический характер. При этом, зная значения площади ореола оттаивания грунта модели для двух расчетных ориентационных положений центра дефектной зоны 0 (12 ч) и 6 ч можно определить аналогичную величину для любого x -ого ориентационного положения ($S_{i,x}$) (с уровнем достоверности аппроксимации $R^2 = 0,989$) по формуле

$$S_{i,x} = S_{i,0} + \frac{S_{i,6} - S_{i,0}}{2} \cdot (\sin(x + \pi) + 1), \quad (1)$$

где $S_{i,0}$ и $S_{i,6}$ – площадь ореола оттаивания грунта модели при тепловом воздействии газопровода, оборудованного дефектной теплоизоляцией, при ориентационном положении центра дефектной зоны 0 (12 ч) и 6 ч соответственно, m^2 ;

x – ориентационное положение центра дефектной зоны, выраженное в градусах.

Соответствие ориентаций, выраженных в часовых и градусных значениях, представлено на рисунке 7.

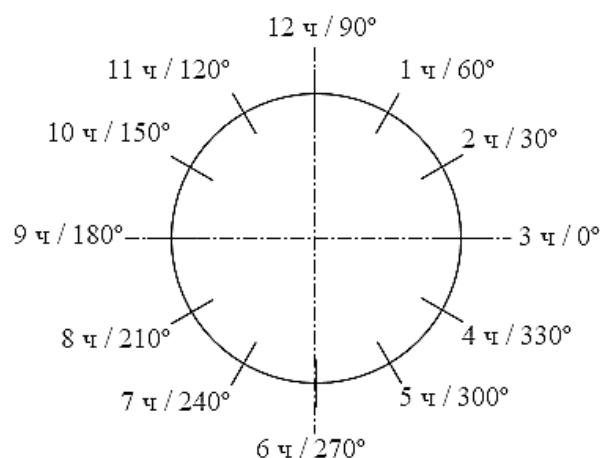


Рисунок 7 – Соответствие ориентационных положений в поперечном сечении газопровода, выраженных в часовых и градусных значениях.

Выявленная зависимость (1) позволяет оптимизировать количество вариаций расчетных моделирований теплового взаимодействия грунта и газопровода, оборудованного теплоизоляционным покрытием, имеющим локальный дефект. Для любого размера дефекта достаточно провести два расчета – при ориентационном положении центра дефектной зоны 0 (12) ч и 6 ч, для промежуточных ориентаций значения с высокой точностью могут быть получены по формуле (1).

Библиографический список:

1. Денисов М.А. Математическое моделирование теплофизических процессов. ANSYS и САЕ-проектирование: Учебн. пособие / М.А. Денисов. – Екатеринбург: УрФУ, 2011. – 149 с.
2. РСН 67-87. Инженерные изыскания для строительства составление прогноза изменений температурного режима вечномёрзлых грунтов численными методами: Республиканские строительные нормы. Введ. 01.01.1988. – М.: Государственный комитет РСФСР по делам строительства, 1987. – 73 с.

УДК 622.691.24

Особенности движения газовых потоков с жидкими включениями по трубопроводным системам

Исмаилов Р. А., Мамедли С. В.

*Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности,
г. Баку, Азербайджан*

Недостаточная очистка, осушка и неэффективная сепарация газа приводит к тому, что в составе транспортируемого по магистральному трубопроводу газового потока остается достаточное количество твердых частиц, частиц жидкости и других включений. Как следствие такого рода системы потенциально проявляют неравновесные свойства и диагностирование их внутренней структуры необходимо относительно правильного выбора их транспортировки по трубопроводным системам [1].

С другой стороны, при движении таких гетерогенных систем в трубопроводе значительно повышается риск загрязнения внутренней поверхности трубопроводов и как следствие образование закупорок, усиление коррозионных процессов и т.д. Данный фактор обуславливает необходимость диагностирования также и состояния внутренней поверхности газопроводов.

Анализ работы газопроводов показывает, что вследствие двухфазовой структуры транспортируемой продукции, то есть наличия в газовом потоке как газа, так и жидкости довольно часто в трубопроводах образуются жидкостные пробки и пульсация давления. Многолетний опыт эксплуатации газопроводов показывает, что при трубопроводном транспорте как природных, так и попутных газов в зависимости от степени их первичной подготовки наблюдается в той или иной степени отделение жидкой фазы на линиях. Отделение жидкости и длительное накопление ее в газопроводах снижают их пропускную способность, увеличивают энергозатраты на транспортировку, ускоряют коррозионные процессы. Все это может протекать еще более интенсивно в зависимости от рельефа трассы. Исходя из того, что природные газы в силу ряда причин могут проявлять неравновесные свойства, вызывает важный научный и практический интерес разработка методов диагностирования их движения в трубопроводных системах по информации об изменении основных газодинамических параметров (давлений и расходов) при различных технологических ситуациях. Диагностирование неравновесных свойств позволит надежно оценить значения параметров системы с целью оптимизации технологических режимов перекачки природных газов по трубопроводным системам.

Анализ газодинамических процессов, протекающих в трубопроводных системах при движении по ним газовых потоков показывает, что при изменении технологических режимов система реагирует на них с некоторым запозданием. Эта картина свойственна поведению

систем с неравновесными свойствами [2-4]. Известно, что в определенных условиях, как например, при наличии жидких включений, реальные газы могут проявлять неравновесные свойства. Это особенно ярко проявляется в технологических ситуациях, когда происходит мгновенный скачок в изменении давления (пуск или остановка газоперекачивающих агрегатов). На основе термодинамического подхода [5] для неравновесных газов было выбрано уравнение состояния и по результатам исследований [6,7] на примере данных реального газопровода получены оценки их релаксационных параметров.

В этой связи вызывает научный и практический интерес исследование релаксационных процессов, происходящих в реальных газопроводах при мгновенных перепадах изменения давления или плотности газа. Возникающие при этом, переходные режимы носят нестационарный характер и по времени выхода на установившийся режим можно оценить степень проявления неравновесных свойств газового потока.

Для решения поставленной задачи рассмотрим выбранное авторами в [6-8] соотношение для уравнения состояния неравновесных газов

$$\frac{1}{C_0^2} \left(P - P_0 + \theta_1 \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \rho - \rho_0 + \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \theta_2 \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (1),$$

где P, ρ - текущие значения давления и плотности газа; P_0, ρ_0 - начальные значения давления и плотности газа; C_0, C_∞ - скорости распространения волны возмущений при медленных и быстропотекающих процессах; θ_1, θ_2 - времена релаксации для давления и плотности газа.

В случае мгновенного скачка в изменении плотности газа соотношение (1) переписывается в виде:

$$\frac{1}{C_0^2} \left(P - P_0 + \theta_1 \frac{\partial P}{\partial t} \right) = \rho - \rho_0 \quad (2),$$

где ρ_0 - начальное значение плотности газа; ρ_1 - конечное значение плотности газа.

Соотношение (2) можно после некоторых преобразований представить относительно давления (P) в виде линейного дифференциального уравнения с правой частью:

$$\frac{dP}{dt} + \frac{1}{\theta_1} P = \frac{P_0 + C_0^2(\rho_1 - \rho_0)}{\theta_1} \quad (3),$$

решение которого при начальном условии

$$P(0) = P_0 \quad (4)$$

представится в виде:

$$P = P_0 + C_0^2(\rho_1 - \rho_0) \left(1 - e^{-\frac{t}{\theta_1}} \right) \quad (5)$$

Задавая значения перепада плотности ($\rho_1 - \rho_0$), начальное давление (P_0) и время релаксации давления (θ_1) можно исследовать динамику изменения давления газа и оценить время выхода на установившийся режим (рис.1).

Процедура такой оценки была проведена на основе данных реального газопровода Гарадаг-Сумгаит (Азербайджанская Республика). Расчетные значения были следующие: $P_0=1,8$ МПа; $\rho_0=15,57$ кг/м³; $\rho_1=14,01$ кг/м³; $\theta_1=107,1$ с. Результаты оценки по соотношению (5) показали, что время выхода давления газа на установившийся режим составило значение 384с (рис.1).

По аналогичной процедуре была исследована динамика изменения плотности газа при мгновенном изменении давления со значения P_0 до P_1 . В этом случае из соотношения (1) получим следующее соотношение:

$$\frac{1}{C_0^2}(P - P_0) = \rho - \rho_0 + \frac{C_\infty^2}{C_0^2} \theta_2 \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (6)$$

Соотношение (6) представляется в виде дифференциального уравнения:

$$\frac{\partial \rho}{\partial t} + \frac{1}{\theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2}} \rho = \frac{\rho_0 + \frac{1}{C_0^2}(P_1 - P_0)}{\theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2}} \quad (7)$$

решение которого при начальном условии

$$\rho(0) = \rho_0 \quad (8)$$

можно записать в следующем виде:

$$\rho = \rho_0 + \frac{P_1 - P_0}{C_0^2} \left(1 - e^{-\frac{t}{\theta_2 \frac{C_\infty^2}{C_0^2}}} \right) \quad (9)$$

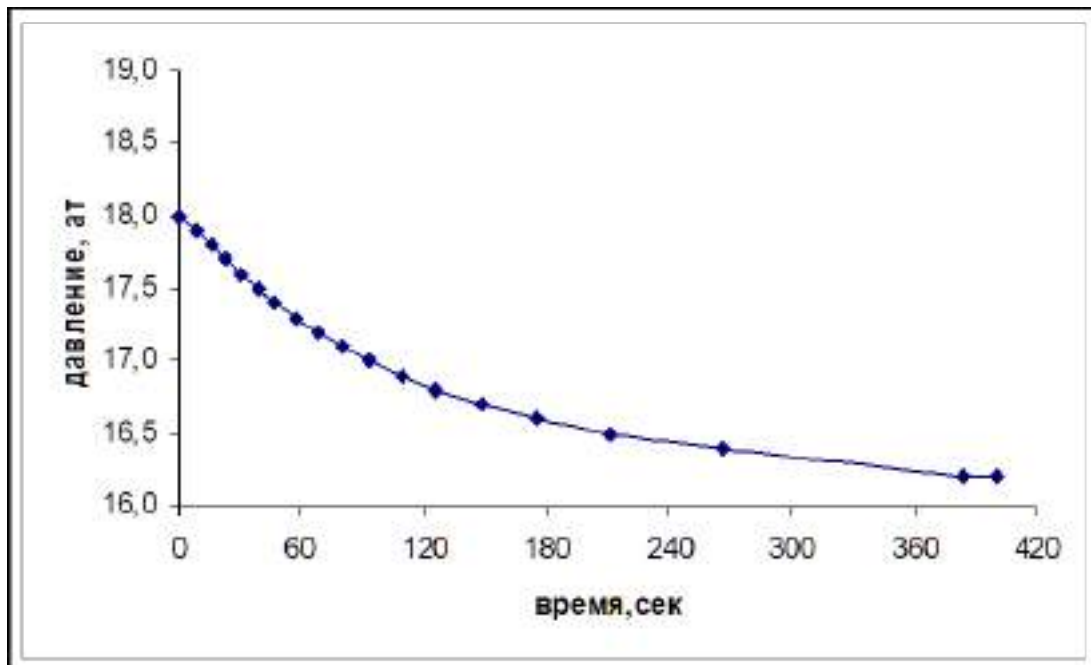


Рисунок 1 - Динамика изменения давления газа при мгновенном скачке плотности газа.

На основании соотношения (9) построена расчетная кривая для изменения плотности газа по времени (рис.2) при следующих значениях параметров: $P_0=1,8\text{МПа}$; $P_1=1,7\text{МПа}$ $\rho_0=15,57\text{кг/м}^3$; $\theta_2=198,4\text{с}$. Проведенные расчеты показали, что установление соответствующего значения плотности происходит через 994с (рис.2).

Все произведенные расчеты производились по эксплуатационным показателям реального газопровода Гарадаг-Сумгаит. Относительно высокие времена выхода на установившийся режим (384с для давления и 994с для плотности газа) можно объяснить тем, что вследствие недостаточной осушки газа, в его составе имеется достаточное количество жидкости.

Вместе с тем, анализ диспетчерских данных для газопровода Гарадаг-Сумгаит показывает, что данные по давлению регистрируются через каждые два часа, что более чем достаточно для выхода на стационарный режим.

Это показывает, что использование этих данных для расчетов газопроводных систем на основе предположения стационарности процесса вполне корректно. Однако, для исследования

нестационарных режимов и анализа релаксационных процессов по динамике изменения плотности давления или плотности газа необходимо гораздо большее количество экспериментальных замеров в пределах временного интервала выхода на установившийся режим.

Таким образом, на основе проведенных исследований была исследована динамика изменения давления и плотности газа и оценены времена выхода этих значений на установившийся режим. Полученные результаты могут быть использованы при анализе и расчете переходных режимов в газопроводных системах с целью выхода на оптимальные режимы транспортировки газа.

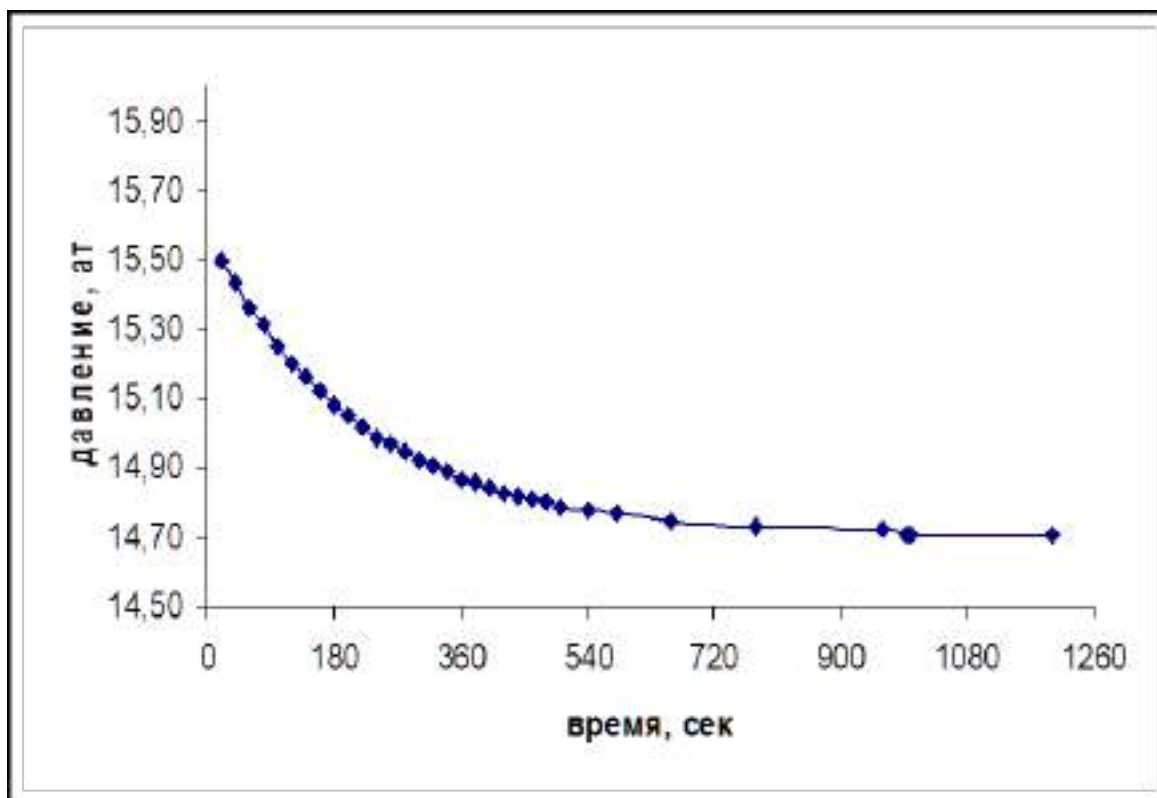


Рисунок 2 - Динамика изменения плотности газа при мгновенном скачке давления газа.

Библиографический список:

1. Исмайлылов Г.Г., Исмайлов Р.А., Ахмедзаде Ф.Н. Диагностирование жидких включений в газопроводах/Socar Proceedings Special Issue No.1(2021), p.156-161.
2. Мирзаджанзаде А.Х., Кузнецов О.Л., Басниев К.С., Алиев З.С. Основы технологии добычи газа. -М.: ОАО- Издательство «Недра», 2003. - 880 с.
3. Исмайлов Р.А. Исследования неравновесных свойств природных газов /Журнал «Нефтегазовое дело» (Россия), 2017 г., т. 15, №3, стр. 85-90.
4. Исмайлов Р.А. О волнах возмущения давления в упруговязких трубах /Рассохинские чтения. Материалы международной конференции (2-3 февраля 2023 г.), Ухта.-УГТУ, 2023, с.388-342.
5. Нигматуллин Р.И. Динамика многофазных сред. М.: Наука, ч. I, II 1987, 464с., 360с.
6. Саттаров Р.М., Исмайлов Р.А. Корреляционное моделирование движения неравновесных газов в трубопроводных системах //Научно-техническое развитие нефтегазового комплекса. Доклады пятых международных Надировских чтений. Алматы-Актобе. -2007, с.331-335.
7. Исмайлов Р.А. Анализ релаксационных процессов при движении неравновесных газов в трубопроводных системах//Азербайджанское Нефтяное Хозяйство, №8. -2008, с.47-49.
8. Саттаров Р.М., Исмайлов Р.А. О диагностировании движения неравновесных газов в трубах /Хазарнефтьгазятаг-2004. Международная научно-практическая конференция. Доклады. Баку- 2004, с.179-184.

Расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов в условиях переменной загрузки магистрального газопровода с использованием диспетчерско-технологической информации

Сайфуллина А. И.¹, Годовский Д. А.¹, Иванов Э. С.²

1 - Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

2 – ООО «Газпром трансгаз Уфа», г. Уфа, Россия

С освоением новых крупных месторождений России и увеличением объема поставок природного газа за рубеж возникает потребность современного технологичного оборудования для надежного и безопасного транспорта энергоресурса потребителям. Необходимость технологичного и современного оборудования обусловлена прокладкой мощных газотранспортных систем (ГТС), что влечет за собой возведение компрессорных станций (КС). Для надежной, бесперебойной и безопасной транспортировки газа возникает потребность в рациональном использовании ресурсов.

Показателем эффективности транспортировки природного газа являются как режим работы компрессорного цеха, так и техническое состояние оборудования. При анализе расхода газа на собственные нужды обслуживания компрессорной станции выяснилось, что более 80% собственных нужд приходится на топливный газ для газоперекачивающих агрегатов (ГПА). Таким образом, важным направлением в энергосбережении при эксплуатации компрессорных станций становится экономия топливного газа, что тесно связано с решением задач по оптимизации режимов работы ГПА КС. Ресурсосбережение заключается в наиболее точном выборе режима работы компрессорных цехов при диспетчерском управлении магистральным транспортом газа.

Инновационные технологии, которые позволяют экономить ресурсы при реконструкции и модернизации газотранспортной системы:

- учитывая запланированные объемы перекачиваемого газа и перспективы загрузки трубопроводов, необходимо увеличить единичную мощность ГПА до 40 МВт;
- для обеспечения снижения расхода топливного газа требуется внедрение осевых компрессоров с КПД до 90% на газотурбинных и электроприводных ГПА;
- снизить энергозатраты низконапорных режимов работы на разгруженных газопроводах;
- внедрить новые энергоэффективные проточные части на газотурбинных и электроприводных ГПА и перевести работу компрессорных цехов на более экономичное полнонапорное сжатие с переобвязкой агрегатов [1].

Инновационные энергосберегающие технологии при эксплуатации газотранспортной системы:

- применение программных комплексов для оптимизации режимов работы ГТС;
- применение современных частотно-регулируемых электроприводов для аппаратов охлаждения газа;
- выработка электрической энергии при применении турбодетандерных установок на объектах ГТС;
- применение электростанций собственных нужд (ЭСН) нового поколения с высоким КПД до 41%;
- снижение гидравлического сопротивления линейной части газопровода и компрессорных цехов посредством очистки полости трубопроводов с применением очистных устройств, позволяющих проводить своевременную диагностику и ремонт участков газопровода;
- снизить страивание газа в атмосферу при технологических операциях и ремонтных работах на объектах ГТС с применением следующих мероприятий: перекачка газа из выводимых в ремонт линейных участков магистральных газопроводов; использование газа на собственные нужды при проведении плановых предупредительных ремонтов в КЦ; врезка под давлением и др.;
- применение высокотехнологичных контрольно-измерительных приборов по обнаружению и замеру утечек газа на технологических объектах ГТС для сокращения потерь;

- модернизация способов и систем утилизации тепла выхлопных газов ГТУ на компрессорных станциях;
- оснащение технологического оборудования современными средствами измерений выработки и потребления энергоресурсов [1].

На расход энергоресурсов существенно влияет на техническое состояние ГПА, которое обусловлено качеством его изготовления, монтажа и проводимых ремонтов. Обычно коэффициент технического состояния по мощности газоперекачивающих агрегатов с газотурбинным приводом составляет 0,85 – 0,90, возможно и ниже, учитывая моральный износ оборудования, а коэффициент полезного действия эксплуатируемых агрегатов на уровне значительно ниже проектных значений, что неизбежно влияет на снижение эффективности транспортировки природного газа. Согласно предварительным расчетам, было установлено, что качественные ремонты ГПА позволяют сократить расход топливного газа на 5-7%.

Анализ и контроль режимов работы ГПА, аппаратов воздушного охлаждения газа, установок очистки газа от механических примесей, трубопроводной обвязки в составе КС, а также поддержание оптимального режима функционирования, при котором будут гарантированы минимальные затраты газа на собственные технологические нужды на компримирование, является одной из основных задач диспетчера одноцеховой (многоцеховой) КС.

Оптимизационная задача заключается в определении условий рациональных режимов работы ГПА, так как не всегда возможно обеспечить оптимальные показатели режима работы ГПА из-за ограниченного технического состояния оборудования, а также с учетом фактических условий эксплуатации газотранспортных систем.

Комплексный контроль режимов работы ГПА КС и управление ими в процессе транспортировки газа в магистраль включают в себя определение следующих характеристик:

- фактических рабочих точек ГТУ и ЦБК;
- политропного коэффициента полезного действия (далее – КПД) ЦБК;
- эффективного КПД ГТУ;
- удаленности от зон помпажа (ГТУ и ЦБК);
- удаленности технологических параметров режимов работы ГПА (ГТУ и ЦБК) от значений предупредительных и аварийных уставок (по оборотам ЦБК и ГТУ, температуре за турбинами ГТУ, давлению воздуха за осевым компрессором ГТУ, вибрации опор и корпусов, давлению масла, осевому сдвигу и др.);
- поддержании заданных параметров транспорта газа на основе выбранных критериев регулирования в допустимых пределах, включая параметры вспомогательных систем.

Основной задачей расчета и оптимизации режимов работы ГПА КС является определение требуемых технологических параметров режимов работы ГТУ и ЦБК при заданных условиях транспорта газа (расход, давление и температура перекачиваемого газа). При этом необходимо учитывать критерии энергоэффективности, такие как оптимальный или рациональный политропный КПД ЦБК и эффективный КПД ГТУ.

Для расчета режима работы ГПА используются различные методы:

- расчет по приведенной характеристике компрессора;
- использование газодинамических характеристик для расчета компрессора;
- метод «энтальпий»;
- метод Шульца;
- программно-вычислительные комплексы, в том числе «Астра-газ».

Интерес с научно-практической точки зрения вызывает объединение нескольких методов определения технического состояния и фактических газодинамических характеристик на работающем в режиме «магистраль» ГПА в режиме одного эксперимента. В результате сравнения результатов расчета можно оценить различные режимы работы оборудования с использованием каждого из этих методов (энтальпий, Шульца, приведенная характеристика), каждый из которых обладает своими преимуществами.

Алгоритм определения режима работы компрессорной станции с применением приведенных характеристик нагнетателей основан на методике, изложенной в СТО Газпром 2-3.5-051-2006 [5]. Под приведенной характеристикой принято понимать зависимость степени сжатия, политропического КПД и удельной приведенной мощности от приведенного объемного расхода газа. Этот метод используется как при проектировании газопроводов, так и в программных средствах для расчета действующих газотранспортных систем. Однако, из-за различий в техническом состоянии оборудования, точность определения режимов работы может быть недостаточной. Поэтому данный метод может быть применен для расчета режима только в случае одинакового технического состояния приводов и нагнетателей.

Газодинамической характеристикой центробежного нагнетателя называется зависимость степени повышения давления, политропического коэффициента полезного действия и внутренней мощности от производительности (подачи газа) при различных частотах вращения ротора нагнетателя. Расчет режима работы по газодинамической характеристике является более точным, чем расчет по приведенной характеристике компрессора.

Большое распространение ввиду своей универсальности (пригоден для любых типов ГПА), а также относительной простоты реализации получил метод, разработанный ООО «Газпром ВНИИГАЗа», в котором эффективная мощность ГТУ определяется по расходу и разности энтальпий природного газа, сжимаемого центробежным газовым компрессором. Для этого необходимо знать температуру и давление компримируемого газа на входе и выходе ЦБК, а также его состав. Определение параметров процесса политропного сжатия газа в ЦБК может производиться как методом «энтальпий», так и методом Шульца. При равных возможностях применения методов приоритет отдается методу «энтальпий». Преимущество метода энтальпий (и метода Шульца) заключается в возможности расчета внутренней мощности ЦБК по газодинамическим параметрам перекачиваемого газа, при этом, качество измерения газодинамических параметров существенно влияет на точность расчета [2].

Программно-вычислительный комплекс «Астра-газ» является центром системы диспетчерского управления и обеспечивает поддержку принятия оптимальных решений на всех уровнях диспетчерского сопровождения, основываясь на математическом моделировании процессов транспортировки природного газа. Комплекс способен не только производить анализ фактических режимов перекачки, но и рассчитывать оптимальные решения по изменению режимов работы: перенаправлять потоки газа по коридорам, распределять нагрузку на КС.

В ходе исследования был рассмотрен действующий объект газотранспортной отрасли, который имеет следующие технические характеристики:

- номинальная производительность 96,8-101,7 млн м³/сутки;
- давление на входе 5,2 МПа;
- давление на выходе 7,36 МПа.

На компрессорной станции расположено 5 ГПА типа ГПА-16Р «Уфа», с газотурбинными двигателями (ГТД) АЛ-31СТ, которые являются приводами центробежных компрессоров (ЦБК) типа 370–18–1 со сменной проточной частью СПЧ 370 1,4/76-16/5300 АЛ31СТ.

В рамках исследований выполнен расчет режима работы компрессорного цеха методами, перечисленными выше. Для определения числа оборотов ротора высокого давления ГТУ используется дроссельная характеристика двигателя АЛ-31СТ. Результаты расчетов приведены в таблице 1. Так же представлены показания технических характеристик по диспетчерским данным.

Анализ полученных результатов показывает, что достаточная сходимость по мощности ГТУ наблюдается между результатами метода Шульца и расчета ПВК «Астра: газ» (сходимость до 1%). По частоте вращения ротора высокого давления достаточная сходимость наблюдается между результатами метода Шульца и метода энтальпий (0,17%). Наибольшая сходимость с полученными диспетчерскими данными наблюдается с результатами расчета по методу Шульца (сходимость до 10%).

Таблица 1 – Результаты расчета.

	Приведенная характеристика	Метод энтальпий	Метод Шульца	Астра-Газ	Диспетчерские данные
	1	2	3	4	5
Мощность ГТУ N, кВт	10927,5	12417,8	12618,0	12620	13800
Частота вращения ротора высокого давления N ₂ , об/мин	11500	11600	11620	11550	11780
Эффективный КПД η_e	32,8	33,7	33,8	33,8	34,2

Библиографический список:

1. Энергосбережение, энергетическая и экологическая эффективность магистрального транспорта газа / Э.С. Иванов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. – том 10, №3. – с.87-91.
2. Особенности моделирования режимов работы газоперекачивающих агрегатов компрессорных станций магистрального транспорта газа в современных условиях эксплуатации / Э.С. Иванов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. - №5. – с.99-122.
3. Методические указания по проведению теплотехнических и газодинамических расчетов при испытаниях газотурбинных перекачивающих агрегатов ПР 51-31323949-43-99 / В.А. Щуровский и др. М.: ВНИИГаз, 1999. 29 с.
4. Годовский Д.А. Учебно-методическое пособие к выполнению СРС (курсового проекта, курсовой работы, РГР): учебное пособие. Уфа: Издательство УГНТУ, 2013. 1-27 с.
5. Нормы технологического проектирования магистральных газопроводов СТО Газпром 2-3.5-051-2006. – Введ.03.07.2006. М.: ИПК, 95 с.

УДК 667.78.024.28:536

Утилизация низконапорного газа на Кыртаельском месторождении путем внедрения газовых эжекторов

Лещев В. И., Михеев Д. М., Кобозев Д. И.

ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия

Нефтегазовые компании, основной деятельностью которых является добыча нефтяного сырья совместно с попутно-нефтяным газом (ПНГ), как правило, довольно часто сталкиваются с проблемой выбросов ценных объемов углеводородного сырья низкого давления в атмосферу. Низконапорный газ выделяется на ступенях конечных совмещенных установок объектов подготовки нефти. Поэтому, в рамках законодательства нефтяным организациям допускается сжигать низконапорный газ на факельных установках в количестве не более 5 % от общего объема добываемого газа. Сжигание ценного сырья в атмосферу приводит к безвозвратным потерям, а также к загрязнению окружающей среды из-за выбросов опасных веществ, входящих в состав ПНГ [1].

Цель работы заключается в повышении эффективности использования попутного нефтяного газа на примере Кыртаельского месторождения.

За счет внедрения газовых эжекторов на объектах подготовки нефти с сепарацией низконапорного газа, сжигаемого в атмосферу, возможно решить проблему с полной полезной утилизацией низконапорного газа.

Оборудование газовых эжекторов – это устройство, которое увеличивает энергию газового потока путем его взаимодействия с другим потоком, находящимся под более высоким давлением. Рассматриваемые эжекторы имеют довольно простую конструкцию и удобное регулирование рабочего процесса. Схема газового эжектора в разрезе представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Схема газового эжектора в разрезе.

Действие работы газового эжектора основывается на смешении 2-х потоков газа с разным давлением. Высоконапорный и низконапорный потоки направляются в специальную камеру, в результате чего создается смешанный поток. Далее смешанный поток поступает в диффузор, где происходит его разрежение. В конечном итоге поток выходит из эжектора с давлением, которое превышает давление низконапорного газа (рисунок 2) [3-5].

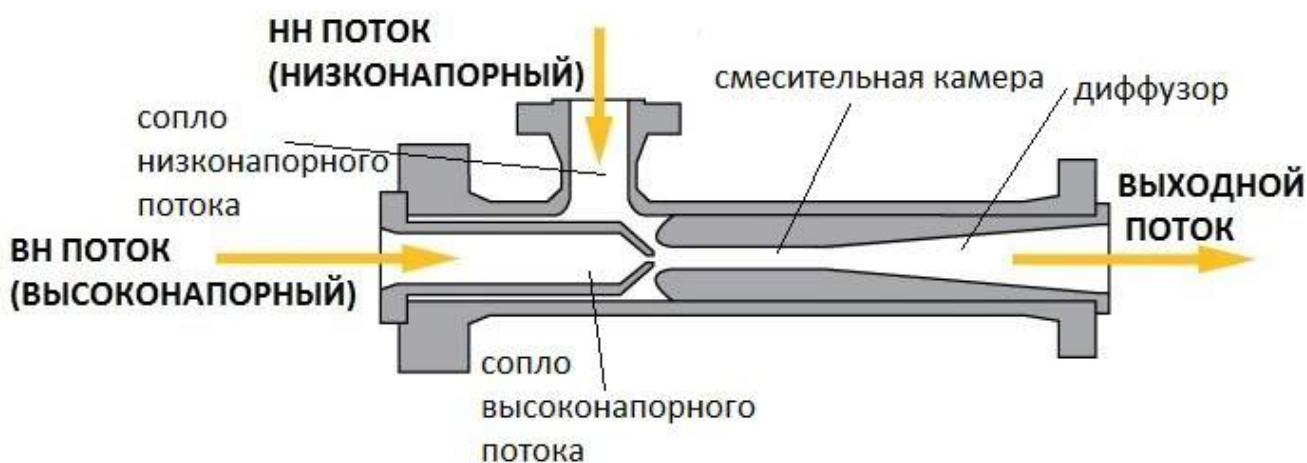


Рисунок 2 – Принцип действия газового эжектора.

В таблице 1 представлен Компонентный состав ПНГ, сжигаемого на факеле низкого давления на объекте подготовки нефти Кыртаельского нефтяного месторождения.

Как показывает анализ по таблице 1, рассматриваемый попутно-нефтяной имеет довольно высокую теплотворную способность с показателем 20300 ккал/м³.

В таблице 2 приведен анализ объемов сжигания низконапорного ПНГ на объекте подготовки нефти Кыртаельского месторождения в период с 2004 по 2014 год.

При сжигании газа на факеле низкого давления в атмосферу выделяются вредные вещества, представленные в таблице 3.

В настоящее время на рассматриваемом объекте низконапорный газ на конечной III ступени сепарации сбрасывается на факел низкого давления. Существует схема транспортировки высоконапорного газа от сепараторов I ступени в направлении газокompрессорной станции (ГКС). При монтаже газового эжектора на высоконапорный газопровод и соединением низконапорного газопровода к эжектору возможно утилизация низконапорного газа на ГКС с дальнейшей реализацией газа.

Таблица 1 – Компонентный состав ПНГ, сжигаемого на факеле низкого давления на объекте подготовки нефти Кыртаельского нефтяного месторождения.

Показатели	Значения	Метод испытания
1. Плотность, кг/м ³	1,888	ГОСТ 30319.1
2. Компонентный состав, % об.		
Сероводород	0,04	ГОСТ 23781-87
Азот	4,35	ГОСТ 23781-87
Кислород	0,52	ГОСТ 23781-87
Углекислый газ	0,37	ГОСТ 23781-87
Метан	15,49	ГОСТ 23781-87
Этан	11,39	ГОСТ 23781-87
Пропан	31,4	ГОСТ 23781-87
i-бутан	5,93	ГОСТ 23781-87
n-бутан	17,83	ГОСТ 23781-87
i-пентан	3,063	ГОСТ 23781-87
n-пентан	7,147	ГОСТ 23781-87
Гексаны	2,47	ГОСТ 23781-87
3. Теплотворная способность, ккал/м ³	20300	ГОСТ 22667-82

Таблица 2 – Объемы сжигания низконапорного попутно-нефтяного газа на объекте подготовки нефти Кыртаельского месторождения в период с 2004 по 2014 года.

Ед. изм	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
тыс. м ³	866,304	765,726	584,638	545,346	508,714	478,652	448,83	417,39	384,108	352,758	317,854
За период 2004-2014 5670,32 тыс. м³											

Таблица 3 – Объемы выбросов при сжигании попутно-нефтяного газа на объекте подготовки нефти на Кыртаельском месторождении в период с 2004 по 2014 год.

Наименование выброса, вещество	Объем выброса на 1000 м ³ сжигаемого газа, м ³	Общий объем выбросов за 10 лет в период 2004-2014 гг, м ³
диоксид азота	0,754	6880,3
оксид азота	0,635	5794,4
диоксид серы	0,001	9,1
метан	1,253	11433,6
оксид углерода	1,253	11433,6

При подборе газового эжектора была создана трехмерная модель проточной части эжектора, а также проведено моделирование трех рабочих процессов в соответствии с технологическими характеристиками проекта. Данные модели представлены на рисунке 3

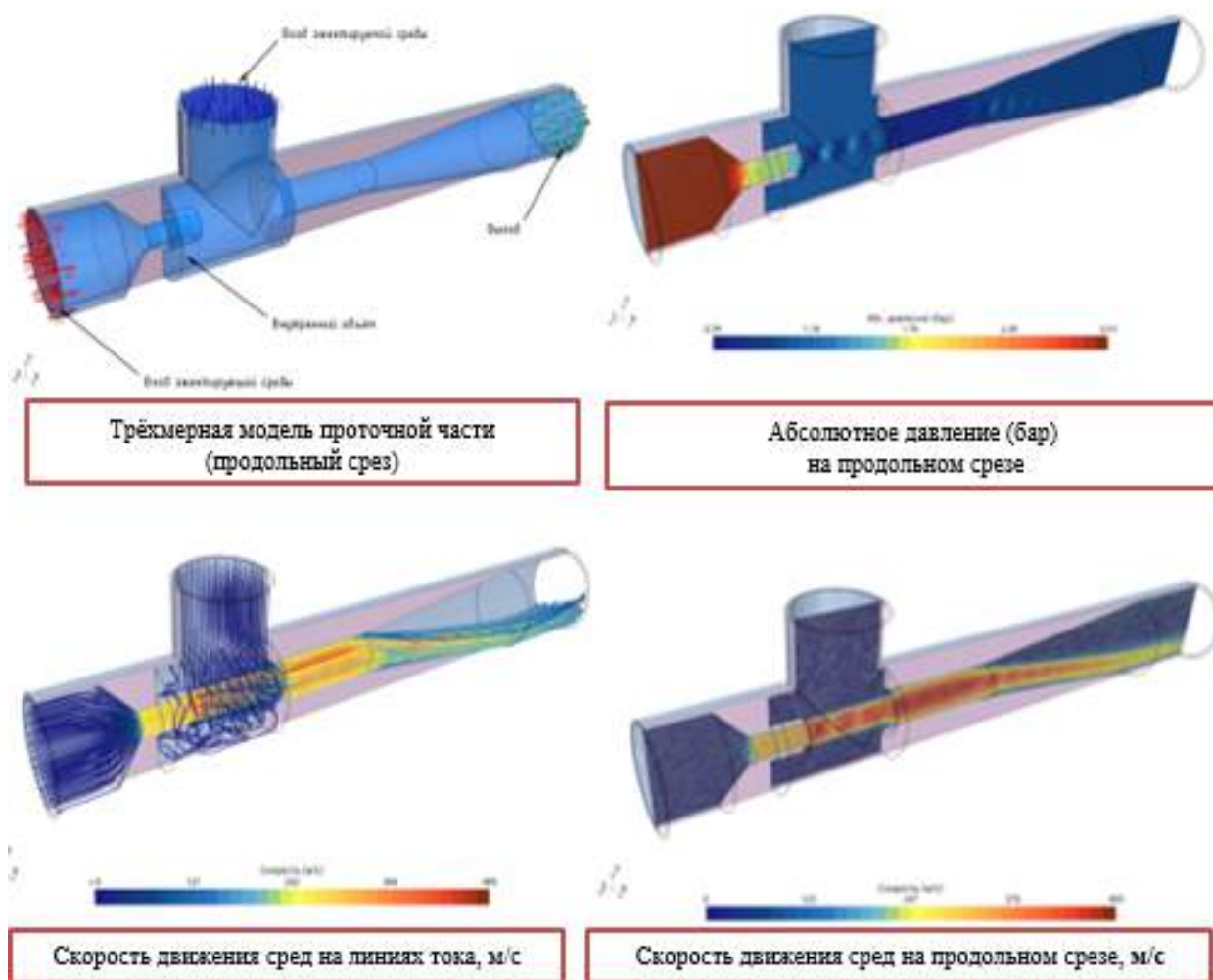


Рисунок 4 – Моделирование работы газового эжектора на объекте подготовки нефти на Кыртаельском месторождении.

Результаты моделирования показали успешность работы оборудования в поставленных условиях.

Таким образом, после установки газового эжектора на объекте подготовки нефти Кыртаельского месторождении будет решен вопрос с полной полезной утилизацией низконапорного газа. Это, в свою очередь, поможет избавиться от выбросов опасных веществ в атмосферу, а так же позволит добывающей компании увеличить прибыль от продажи дополнительных объемов газа потребителю [3-5].

Библиографический список:

1. Эжектор, регулируемый для системы сбора и подготовки углеводородного сырья ЭРСС-П(Ц)-УХЛ2 [Текст]: руководство по эксплуатации, Ухта 2007. – 39 с.
2. В. Ю. Александров, К.К. Климовский. Оптимальные эжекторы (теория и расчет). М. Машиностроение, 2012 г. – 136 с.
3. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. М.: Недра, 1974. 184 с.
4. Лобков А.М. Сбор и обработка нефти и газа на промысле. М.: Недра, 1968. 285 с.
5. У. Г. Пирумов, Г. С. Росляков. Газовая динамика сопел [Текст], монография/ У.Г.Пирумов. – Москва. Наука, 1990. – 368 с.

Модель автоволнового процесса деформации в поликристаллических материалахМалинина Н. А.¹, Малинин В. Г.¹, Малинин Г. В.², Малинин В. В.³, Савич В. Л.¹1 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия2 - Московский государственный технический университет им. Н.Э.Баумана,
г. Москва, Россия3 - ПАО «Туполев», г. Орёл, Россия

Современная точка зрения указывает, что формирование волн пластической деформации связано с рядом фундаментальных действий по релаксации структурных напряжений на различных масштабных уровнях, происходящих в нагруженном теле. Релаксационное действие реализуется за счет «разгрузки» высокоэнергетических областей вблизи структурных концентраций на микро- и макромасштабном уровне по сравнению со средними уровнями энергии в кристалле. Сложная эволюция структурных концентраций напряжений в процессе нагружения материала создает условия для локализации пластической деформации. Как отмечается в [1], локализация пластического течения - одно из самых загадочных явлений в современной механике и физике прочности и пластичности. Почему изначально макрооднородные материалы деформируются почти не равномерно, а проявляют непреодолимую тенденцию к локализации пластического течения? Хотя само явление локализации было замечено и обсуждено более ста лет назад, на этот вопрос до сих пор нет логического ответа. Известное наблюдение Д.К. Чернова [2] показало, что при пластическом течении материал разделяется на части и вся деформация локализуется на границах между этими частями, а сами части практически не деформируются. Экспериментальные исследования локализации пластического течения (см., например, [3]) подтвердили различные формы этого явления и его важную роль на всех стадиях пластического течения.

В ходе многочисленных исследований появляются данные о том, что макроскопическая пластическая деформация протекает неоднородно, начиная от предела текучести и заканчивая шейкой и разрушением [4]. С современной точки зрения, формирование волн пластической деформации связано с серией фундаментальных релаксационных воздействий структурных напряжений на различных масштабных уровнях, происходящих в нагруженном теле. Релаксационные действия происходят благодаря «разрядке» на микро-, мезо- и макромасштабных уровнях, вблизи структурных концентраций, в высокоэнергетических областях по сравнению со средними энергетическими уровнями в кристалле.

Для развития физических представлений о природе локализационных явлений необходимы надежные количественные данные о динамике развития и эволюции различных деформационных локализаций. Авторами, в работе [1] приведены результаты широкого спектра экспериментальных исследований направленных на установление соответствия стадии кривой пластического течения $\tau(\varepsilon)$ и закона деформационного упрочнения $\theta(\varepsilon) = (1/G)d\tau/d\varepsilon$, где θ - коэффициент деформационного упрочнения; τ - деформирующее напряжение сдвига; ε - деформация; G - модуль сдвига.

Исследования пластического течения проводились на представительных чистых металлах и сплавах ГЦК, ОЦК и ГПУ в монокристаллическом и поликристаллическом состояниях. Используемые материалы для испытаний демонстрировали различные механизмы пластической деформации (дислокационное скольжение, двойникование и деформация мартенситного превращения). Использование монокристаллов с различной ориентацией осей напряжений позволило варьировать свойства кривых течения, а совместное исследование монокристаллических и поликристаллических образцов обеспечило необходимую обобщенность наблюдаемых эффектов. В результате была установлена связь между спецификой локализации пластической деформации и известными стадиями деформационного упрочнения (зона текучести, легкое скольжение, линейное упрочнение и параболическое упрочнение) [5].

Образцы растягивались на испытательной машине «Instron-1185» при постоянной скорости перемещения подвижного захвата $V_m = 1,67 \cdot 10^{-6}$ м/с, $\dot{\varepsilon}_m = 4,77 \cdot 10^{-5}$ с⁻¹. Геометрические размеры рабочей части испытуемых образцов составляли 35x5x1 мм. Испытания проводились в изотермическом режиме при температуре 300 К. Состав сплавов и термообработка были подобраны таким образом, чтобы получить различные кривые пластического течения. Для исследования локализации деформации авторы [1] разработали экспериментальную методику, сочетающую возможность наблюдения деформированного образца в целом (характерный размер поля зрения > 100 мм²) с разрешением на уровне оптической микроскопии (~ 1 мкм).

Эта задача была решена с помощью варианта голографической интерферометрии. Детали экспериментальной методики изучения локализации деформации подробно описаны в [6]. В ее основе лежит метод спекл-интерферометрии. При использовании этого метода одновременно с растяжением образца можно получить количественные данные о полях векторов смещений по его поверхности $R(x, y)$ с последующим расчетом всех компонент тензора пластической дисторсии β_{ij} для плоских напряженных состояний [1].

$$\beta_{ij} = \nabla R(x, y) = \begin{vmatrix} \varepsilon_{xx} & \varepsilon_{xy} \\ \varepsilon_{yx} & \varepsilon_{yy} \end{vmatrix} + \omega_z. \quad (1)$$

то есть удлинение ε_{xx} и сужение ε_{yy}

$$\varepsilon_{xx} = \partial u / \partial x \quad \varepsilon_{yy} = \partial v / \partial y, \quad (2)$$

сдвиг

$$\varepsilon_{xy} = \varepsilon_{yx} = 1/2(\partial u / \partial y + \partial v / \partial x) \quad (3)$$

и поворот

$$\omega_z = 1/2(\partial u / \partial y - \partial v / \partial x), \quad (4)$$

где u и v проекция вектора R на оси x и y , соответственно, причем ось растяжения всегда направлена вдоль x .

Поэтапная реализация такой процедуры позволяет проанализировать временной ход процесса пластического течения путем записи серии спекл-фотографий с двумя экспозициями, каждая из которых соответствует приращению деформации на 0,2% во время записи кривой течения. Как отмечается в [1], наиболее подходящим компонентом для визуализации и анализа тензора β_{ij} является локальная деформация ε_{xx} в осевом направлении растяжения образца. Распределения других физически важных компонентов тензора дисторсии (ε_{xx} и ω_z) имеют более сложную форму и поэтому менее пригодны для анализа. Полученное распределение отражает возрастающую локальную деформацию (поворот), а не интегральное значение от начала процесса нагружения.

Типичный пример такого распределения деформаций на рабочей части образца, показан на рисунке 1. Результаты показывают характерную неоднородность пластической деформации, локализованной в определенных областях образца, в то время как другие объемы материала практически не деформируются при заданном увеличении напряжения. Количественная оценка убеждает нас в том, что вся пластическая деформация образца сосредоточена в этих областях [1].

Средняя деформация в локализованной области составляет $\langle \varepsilon_{xx} \rangle \approx \varepsilon_{xx}^{mag} / 2 \approx 3 \cdot 10^{-3}$, $\delta L \approx 0,07$ мм и $\Delta \varepsilon = \delta L / L \approx 0,2\%$, что соответствует приращениям деформации на каждом этапе записи спекл-интерферометра. Таким образом, пластическая деформация образца под действием растягивающего напряжения сосредоточена в нескольких относительно тонких слоях материала. Как указано в [1], наиболее подходящим компонентом тензора β_{ij} для визуализации и анализа является локальная деформация ε_{xx} в растягивающем осевом

направлении образца. Распределения других физически важных компонентов тензора деформаций (ϵ_{xx} и w_z) более сложны и поэтому менее пригодны для анализа. Полученное таким образом распределение отражает рост локальной деформации (поворота), а не интегральное значение от начала процесса нагружения. Такая же картина локализации наблюдается в поликристаллических материалах, кривые течения которых содержат линейные $\tau - \epsilon$ ступени. Это было обнаружено в экспериментах с поликристаллическим Al и поликристаллическим сплавом Zr-Nb с различными размерами зерен.

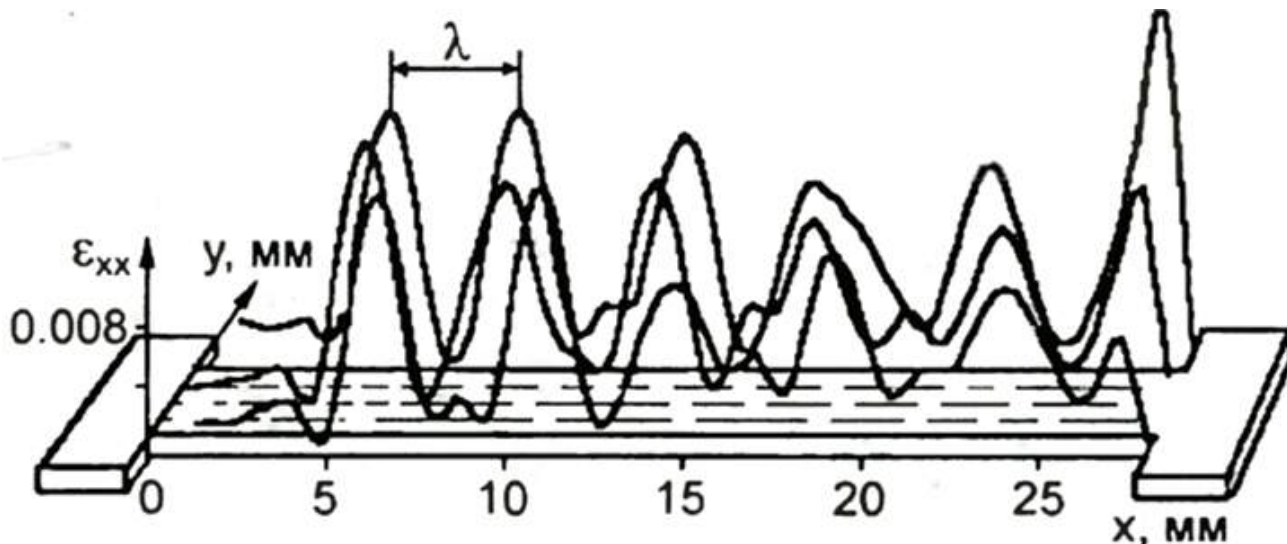


Рисунок 1 – Распределение локальных удлинений в деформируемом монокристалле меди. Рабочее поле – 30мм [1].

Для локализации деформации в линейной фазе характерны следующие особенности, общие для всех рассмотренных случаев:

- макроскопическое расстояние $\sim 5 \dots 10$ мм между очагами (длина волны);
- скорость движения такой совокупности (волны) вдоль образца $\sim 10^{-5} \dots 10^{-4}$ м/с.

Пластическая деформация материала при растяжении обычно заканчивается образованием макроскопических дефектов, свидетельствующих о приближении разрыва. Локализация стадии, близкой к разрушению, характеризуется следующими особенностями. Незадолго до образования макроскопической шейки в образце формируется локальный очаг установившейся деформации, характеризующийся большой амплитудой компоненты ϵ_{xx} .

Обычно в пластичных материалах заметное сужение поперечного сечения образца происходит до 3-5% от общей деформации, после чего образуется макроскопическая шейка, указывающая на место вязкого разрушения. При наличии такого очага деформация в остальных частях тела практически прекращается, и возникающий локальный эффект может быть использован в качестве диагностического маркера пластического разрушения [1].

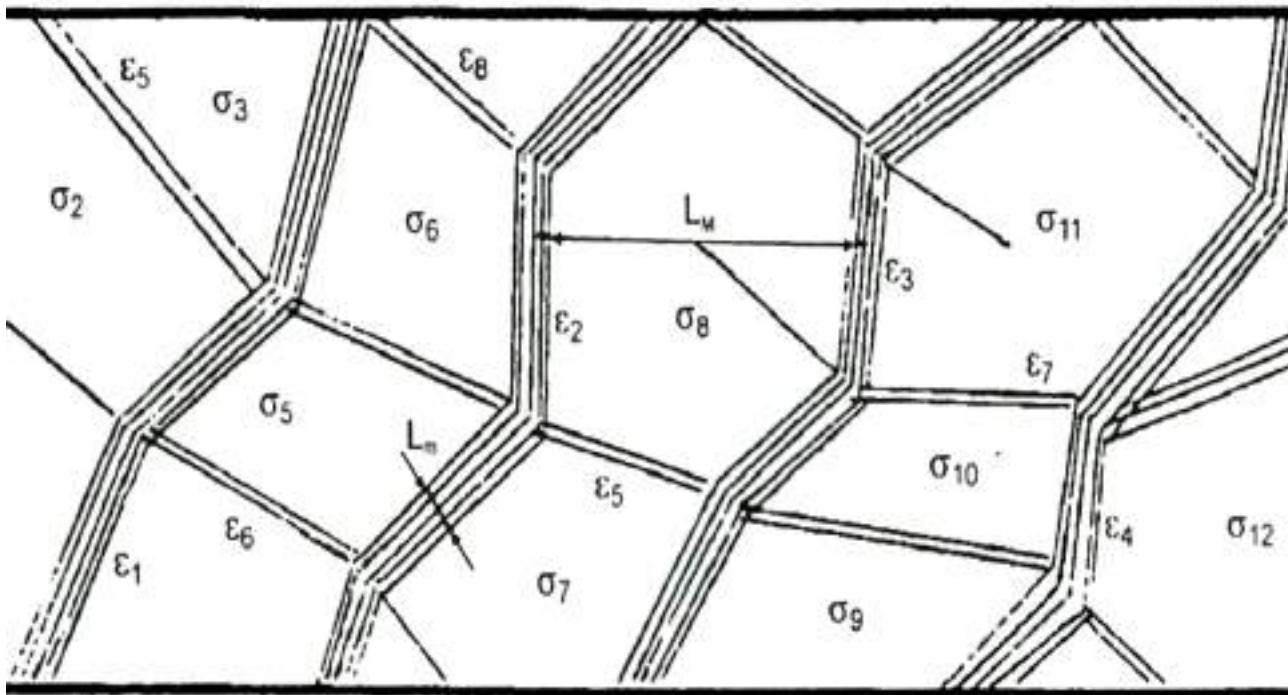
Следовательно, эксперименты показали, что в монокристаллах и поликристаллах при пластическом течении чередуются деформируемые и недеформируемые слои примерно одинаковой толщины. Явление расслаивания деформированного материала происходит самопроизвольно при растяжении образца с постоянной скоростью, что, по-видимому, является универсальным законом для процесса пластической деформации всех материалов [1].

Самоорганизация. Двухкомпонентная модель

Формальное сходство между наблюдаемыми паттернами локализованной деформации и процессом собственных волн приводит к гипотезе [1], что наблюдаемая пространственно-временная периодическая структура локализованной деформации является собственной волной (автоволны). Как известно, в отличие от обычных волн, автоволны являются собственными состояниями среды, и их параметры в основном определяются микроскопическими свойствами среды. Действительно, как следует из приведенных выше данных, длина локализованной под

напряжением автоволны сильно (экспоненциально) зависит от внутреннего параметра - размера зерна, и слабо (логарифмически) от внешнего параметра - размера образца. Это косвенно подтверждает автоволновую природу локализации пластической деформации.

Основные особенности этой модели [7] заключаются в следующем. Деформируемая среда представляется в виде мозаики различных зон деформации (рисунок 2), где каждый элемент подвергается различным деформациям и напряжениям. Известно, что для описания процесса распространения автоволн в среде необходимо учитывать эволюцию двух управляющих факторов: автокатализа (фактор активации) и демпфирования (фактор подавления) [7].



L_m – характерный масштаб макроуровня, L_m – характерный масштаб мезоуровня [1]

Рисунок 2 – К объяснению двухкомпонентной модели: схема блоков в деформируемой среде.

В этой модели деформация ε используется в качестве активатора пластической деформации, а упругое напряжение τ - в качестве подавителя. Такой выбор позволяет преодолеть рассмотренные выше трудности, поскольку значения τ и ε могут быть определены экспериментально.

Кроме того, можно рассматривать пространственное разделение зон упругих напряжений и зон сдвига. Соответствующий механизм действия факторов, составляющих формирование пластического течения, выглядит следующим образом [1]. Автокаталитический фактор (деформация) при каждом скольжении инициирует аналогичный процесс, необходимый для аккомодации в соседнем объеме, эффективный радиус действия этого фактора порядка размера зоны сдвига l^* , а скорость его распространения пропорциональна скорости перемещения дислокации V_{dist} .

С другой стороны, при каждом основном сдвиговом воздействии высвобождающаяся упругая энергия перераспределяется в объеме в виде упругих (звуковых) волн акустического излучения, вызывая относительное увеличение концентрации напряжений, приводящее к торможению пластической деформации, что эквивалентно действию коэффициента демпфирования. Очевидно, что радиус действия последнего порядка размера образца $L \gg l^*$, а скорость распространения $V_S \gg V_{dist}$ равна скорости упругой волны. Такая связь между радиусом действия и скоростью распространения необходима для автоматической генерации волн [8].

После выбора управляющих факторов необходимо получить уравнения, описывающие кинетику пространственно-временной эволюции управляющих факторов в деформируемой

среде. Для описания самоорганизующихся явлений в активных средах обычно используются уравнения типа реакция-диффузия [8] (параболические дифференциальные уравнения).

Модель мезомеханики автоволновых процессов деформации кристаллических тел

Как известно [9], особенностью движения мезополос в деформируемом твердом теле является сложный характер взаимодействия эффективных сдвиговых напряжений с подсистемой структурных несовершенств, что в заданных граничных условиях (определяемых направлением главных осей напряженного состояния в пространстве напряжений при «мягких» траекториях нагружения или соответствующих направлений в пространстве деформаций при жестких режимах нагружения) приводит к волновому характеру распространения пластического течения.

В качестве обобщенной координаты возьмем сдвиговую компоненту тензора дисторсии φ_{31} мезо-2 уровня. Для построения волнового уравнения необходимо ввести параметры тензора $\Delta\Omega\varphi_{31}\delta_{i3}\delta_{k1}$ ($\Delta\Omega$ - оператор Лапласа). Однако более целесообразно вместо $\Delta\Omega\varphi_{31}\delta_{i3}\delta_{k1}$ рассмотреть соответствующий аналог, по компоненте $\langle B_{31}^H \rangle$ в виде параметра $\Delta\Omega\langle B_{31}^H \rangle\delta_{i3}\delta_{k1}$. Такой прием является непоследовательным для процессов переноса описываемых в рамках одного масштабного уровня.

В случае многоуровневого анализа такой подход естественно и методологически оправдан, поскольку позволяет дополнительно организовать согласованность эволюционного процесса деформационной структуры на микро-, мезо- и макромасштабных уровнях. В свете сказанного выше вводятся тензорный параметр [10] d_{ik} :

$$d_{ik} = \Delta\Omega\langle B_{31} \rangle\delta_{i3}\delta_{k1} = d_{31}\delta_{i3}\delta_{k1}. \quad (5)$$

Волновое уравнение для сдвиговой компоненты деформации на мезоструктурном уровне мезо-2 можно представить следующим уравнением:

$$\begin{aligned} m_2\ddot{\varphi}_{31}(\Omega) + m_1\dot{\varphi}_{31}(\Omega) + m_0\varphi_{31}(\Omega) = A_B d_{31}(\Omega) + \\ + \int_{\{\Omega'_2\}} f(\Omega') A(\Omega, \Omega') \frac{1}{2} [\alpha_{m3}(\Omega') \alpha_{n1}(\Omega') + \alpha_{m1}(\Omega') \alpha_{n3}(\Omega')] \overline{D}(\dot{\sigma}_{mn}^*) d\Omega' + \\ + \int_{\{\Omega''_2\}} f(\Omega'') B(\Omega, \Omega'') \frac{1}{2} [\alpha_{m3}(\Omega'') \alpha_{n1}(\Omega'') + \alpha_{m1}(\Omega'') \alpha_{n3}(\Omega'')] \overline{D}(\sigma_{mn}^*) d\Omega''. \end{aligned} \quad (6)$$

В уравнении $\Delta\Omega$ – оператор Лапласа для гидродинамического ориентационного пространства $\{\Omega_2\}$; m_0, m_1, m_2, A_B – константы материала.

Наличие зависящих от ориентации и времени компонент в правой части уравнения (6) свидетельствует о сильном затухании волн пластического течения в структурно-неоднородной среде. Специфика возникновения мезоструктурных колебаний в процессе деформации позволяет характеризовать мезоструктуру как активно возбуждаемую среду. Имеющиеся экспериментальные данные убедительно доказывают, что мезополоса скольжения деформации на уровне мезоструктуры является автоволной. Уравнение (5) учитывает волновую природу процесса деформации на уровне мезоструктуры.

С учетом описания автоволнового процесса на масштабе макро-1 в уравнениях, вычисляющих компоненты тензора неупругих деформаций $\varepsilon_{ik}^H \{V_{m2}\}$, возникают производные первого и второго порядка, которые естественным образом описывают колебательный характер распространения импульса, проходящего в активной упругопластической среде.

Выполнив ориентационное усреднение соотношений (6) мезомасштабного уровня получим искомые волновые уравнения на макромасштабном уровне в виде:

$$m_2\ddot{\varepsilon}_{ik}^H \{V_{m2}\} + m_1\dot{\varepsilon}_{ik}^H \{V_{m2}\} + m_0\varepsilon_{ik}^H \{V_{m2}\} = A_B D_{ik} \{V_{m2}\} + A_{ikmn} \dot{\sigma}_{mn}^* + B_{ikmn} \sigma_{mn}^*. \quad (7)$$

При этом параметр $D_{ik}\{V_{m2}\}$ вычисляется с помощью формулы:

$$D_{ik}\{V_{m2}\} = \frac{1}{2} \int_{\{\Omega_2\}} f\{\Omega_2\} [\alpha_{ik}(\Omega)\alpha_{kl}(\Omega) + \alpha_{il}(\Omega)\alpha_{k3}(\Omega)] d_{31}(\Omega) d\Omega_2. \quad (8)$$

Как уже отмечалось, для описания автоволнового процесса в деформируемой среде необходимо учитывать два управляющих фактора - автокатализ и демпфирование. В структурно-аналитической мезомеханике сумма левых частей уравнений (6) и (7) описывает эволюцию автокаталитического (активаторного) фактора, который необходим для развития и формирования автоволнового процесса пластической деформации.

Коэффициенты демпфирования (ингибитора) - это эффективные напряжения, суммируемые в правой части уравнений (6) и (7) σ_{ik}^* , которые учитывают структурную концентрацию на разных масштабах. Для их расчета необходимо использовать уравнения, соответствующие макро- и мезоструктурным уровням, представленные в главе 2 монографии [11]. Для их расчета необходимо использовать соответствующие уравнения для макромасштабного и мезоструктурного уровней, приведенные во втором разделе монографии [11].

Уравнение (7) содержит тензорные параметры, характеризующие эволюцию структуры на макромасштабном уровне: A_{ikmn} , B_{ikmn} и $\dot{\sigma}_{mn}^*$, σ_{mn}^* , где A_{ikmn} - кинетический коэффициент гибкости структуры, B_{ikmn} - кинетический коэффициент неоднородности структуры, σ_{mn}^* - эффективное напряжение. Указанные параметры являются функциями, зависящими от истории нагружения во времени и в пространстве напряжений (или деформаций), и рассчитываются по методике, описанной в [11], при выводе структурных связей на макромасштабном уровне.

Библиографический список:

1. Зуев Л.Б., Данилов В.И. Медленные автоволновые процессы при деформации твердых тел // Физ. мезомех. – 2003. – Т. 6. № 1 – С. 75-94.
2. Чернов Д.К. // Сб.: Д.К. Чернов и наука о металлах. М.: Metallurgizdat, 196.1950.
3. Gilman J.J. Micromechanics of shear banding // Gilman J.J. // Mech. Mater. 83-94,1994. V.17. No.1.
4. Рыбин В.В. Большие пластические деформации и разрушение металлов. М.: Металлургия, 224, 1986.
5. Зеегер А. Механизм скольжения и упрочнения в кубических гранцентрированных и гексагональных плотноупакованных металлах // Дислокации и механические свойства кристаллов. // Зеегер А. М.: ИИЛ. 179-289
6. Зуев Л.Б. Закономерности пространственно-временных картин пластического течения твердых тел // Зуев Л.Б., Данилов В.И., Горбатенко В.В. // Под ред. В.Е. Панина. Т.1. Новосибирск: Наука, 1995. С.162-175.
7. Зуев Л.Б. О природе крупномасштабных корреляций при пластическом течении // Зуев Л.Б., Данилов В.И. ФФТ. Т.39.1997. №8. с.1399-1403.
8. Васильев В.А. Автоволновые процессы // Васильев В.А., Романовский Ю.М., Яхно В.Г. М.: Наука, 1987. 240 с.
9. Панин В.Е. Синергетические принципы физической мезомеханики // Физическая мезомеханика. 2000. Т.3. №6. С.5-36.
10. Малинин В.Г. Развитие теории физической мезомеханики для сред с мартенситным механизмом массопереноса / Н.А. Малинина, Г.В. Малинин // Вестник НовГУ. Сер. Естественные и технические науки – 1999. №3. С. 39–49.
11. Голенков В.А., Структурно-аналитическая мезомеханика и ее приложения / Малинин В.Г. Малинина Н.А.–М.: Машиностроение, 2009, – 635 с.

Установка замедленного коксования с улучшенными показателями эффективностиКореньков Б. Д.¹, Засовская М. А.², Зотов Ю. Л.¹*1 – Волгоградский государственный технический университет, г. Волгоград, Россия**2 - Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия*

На сегодняшний день ряд установок замедленного коксования морально устаревают, так как были введены в эксплуатацию ещё в 1970-ых годах. С тех пор было проведено множество исследований по совершенствованию процесса замедленного коксования нефтяных остатков. Главными направлениями совершенствования являются увеличение общей глубины переработки нефти на нефтеперерабатывающих заводах и увеличение суммарного выхода светлых дистиллятов. Также необходимо стремиться повышать качество конечных продуктов, например, за счёт снижения массового содержания серы в бензине, легком и тяжелом газойлях, нефтяном коксе. Целью этой работы является поиск наиболее эффективного пути совершенствования процесса замедленного коксования по указанным направлениям.

В результате патентно-информационного поиска было выявлено несколько основных направлений по совершенствованию: повышение выхода светлых нефтепродуктов и улучшение технико-технологических параметров, позволяющих повысить экологичность процесса. Результаты поиска проведены в таблице 1.

Наиболее эффективным из обнаруженных в ходе анализа литературы стоит отметить метод коксования с использованием водорода, подаваемого в процессе коксования в нижнюю часть реактора. Согласно данным из источника [2] подача водорода в соотношении 70 м³/м³ применимо к наиболее распространённой сырьевой смеси, состоящей из тяжелого и легкого гудронов в равном соотношении, позволяет суммарно увеличить выход продуктов жидкой фазы на величину до 4,7%, и снизить содержание сыры в продуктах. Результаты лабораторных исследований авторов [2] приведены в таблице 2.

Исследование [2] использовано для расчета установки замедленного коксования проектной мощностью 500 тыс. т./год. Для проектирования были изучены теоретические и инженерные основы процесса замедленного коксования, механизм протекающих реакций, проведены термодинамические расчеты модельных реакции для процесса, изучены основные параметры, влияющие на процесс.

Из основных особенностей стоит отметить, что большинство реакций, протекающих при замедленном коксовании, являются эндотермическими, соответственно, чтобы равновесие смещалось в сторону продуктов реакции необходимо подводить тепло вместе с сырьём. Также важным параметром является требование низкого содержания парафинов в исходном сырье, так как они препятствуют образованию так называемого «студня». Анализ показал, что повышение температуры и давления, может привести к закоксовыванию змеевика печи коксования, что является недопустимым для процесса.

Расчёты материального и теплового балансов процесса, позволили подобрать необходимое оборудование. Составлена и описана технологическая схема процесса коксования включающая 3 коксовые камеры, что связано с ещё одной особенностью процесса, так как он является непрерывным по подаче сырья на установку, но в то же время периодическим в виду особенного режима коксовой камеры, который включает в себя стадии прогрева, заполнения, коксования, отпарки, охлаждения, гидрорезки и непосредственно выгрузки кокса.

Затем был произведен расчет основного аппарата – камеры коксования, которая имеет следующие характеристики: высота 28 м, диаметр 5,5 м., таким образом соотношение высоты к диаметру составило 1:5, что удовлетворяет норме согласно литературным источникам [4]. Сверху и снизу аппарат оснащен люками для оборудования гидрорезки и выгрузки кокса соответственно.

Таблица 1 – Результаты патентно-информационного поиска [1-3].

Индексы МПК	Страна выдачи, вид и номер охранного документа	Заявитель с указанием страны, № заявки, дата заявл., дата опубликования	Сущность заявляемого технического решения и цели его создания
C10B55/00	Россия Пат. № 2210585	Кузова И.Е., Моисеев В.М., Юшинов А.И., Кривых В.А. РФ, №2001119798/ 04 Заявл. 2001.07.16 Опубл. 2003.08.20	Состав сырья содержит тяжелую пиролизную смолу (2-20 мас.%), тяжелый газойль каталитического крекинга (2-20 мас.%) и гудрон - остальное. Технический результат: увеличение выхода целевых продуктов (светлых нефтепродуктов, нефтяного кокса и газообразных продуктов) при переработке нефтяных остатков и, как следствие, повышение глубины переработки нефти и улучшение качества светлых нефтепродуктов по показателям "массовая доля серы" и "октановое число" бензина.
C10B55/00	Россия Пат. № 2260616	Сливкин Л.Г.; Кузора И.Е.; Томин В.П.; Ёлшин А.И.; Микишев В.А.; Кривых В.А.; Юшинов А.И. РФ, №2003135723/ 04 Заявл. 2003.12.08 Опубл. 2005.09.20	В качестве сырья перерабатывают тяжелые нефтяные остатки и побочные продукты нефтехимии. Процесс коксования осуществляют в одну стадию в присутствии водорода, который подают в количестве 10-200 м ³ /м ³ сырья. Способ позволяет увеличить выход жидких продуктов, сократить количество серы в получаемых продуктах, уменьшить продолжительность процесса коксования, а также снизить материальные и энергетические затраты.
C02F 9/02 (2006.01) C02F 9/10 (2006.01) C02F 11/00 (2006.01) C02F 11/18 (2006.01)	Россия Пат. № 2293066	Кузора И.Е.; Кукс И.В.; Ёлшин А.И.; Кривых В.А.; Юшинов А.И.; Крашук С.Г.; Узлова М.Ю. РФ, №2005129816/ 04 Заявл. 2005.09.26 Опубл. 2007.02.10	Способ переработки ловушечного нефтепродукта установки замедленного коксования заключается в термоотстаивании воды в емкости-отстойнике и переработке обезвоженного ловушечного нефтепродукта на установке дистилляции. Осуществление предложенного способа позволяет сократить объем ловушечного нефтепродукта УЗК на 70-80%, увеличить выход светлых нефтепродуктов на УЗК на 1,5%.

Технологическим решением для данного аппарата является установка кольцевого барботёра в нижней части камеры коксования для подачи водорода для увеличения суммарного выхода светлых дистиллятов и улучшения качества продуктов. Схема аппарата представлена на рисунке 1.

Таблица 2 – Условия технологического процесса и результаты исследований состава сырья, качества полученных продуктов и их выхода [2].

Состав сырья		Условия		Выход суммарно жидких продуктов, % масс.	Содержание серы, % масс.			
Наименование компонентов сырья коксования	Содержание компонентов в смесевом сырье, % масс.	Расход водорода, м ³ /м ³ сырья	Температура процесса, °С		Кокс	Бензин	Легкий газойль	Тяжелый газойль
Гудрон тяжелый	50	0	475	70,65	1,57	0,6	1,05	1,3
Гудрон легкий	50							
Гудрон тяжелый	50	70	475	74,0	1,42	0,5	1,02	1,23
Гудрон легкий	50							

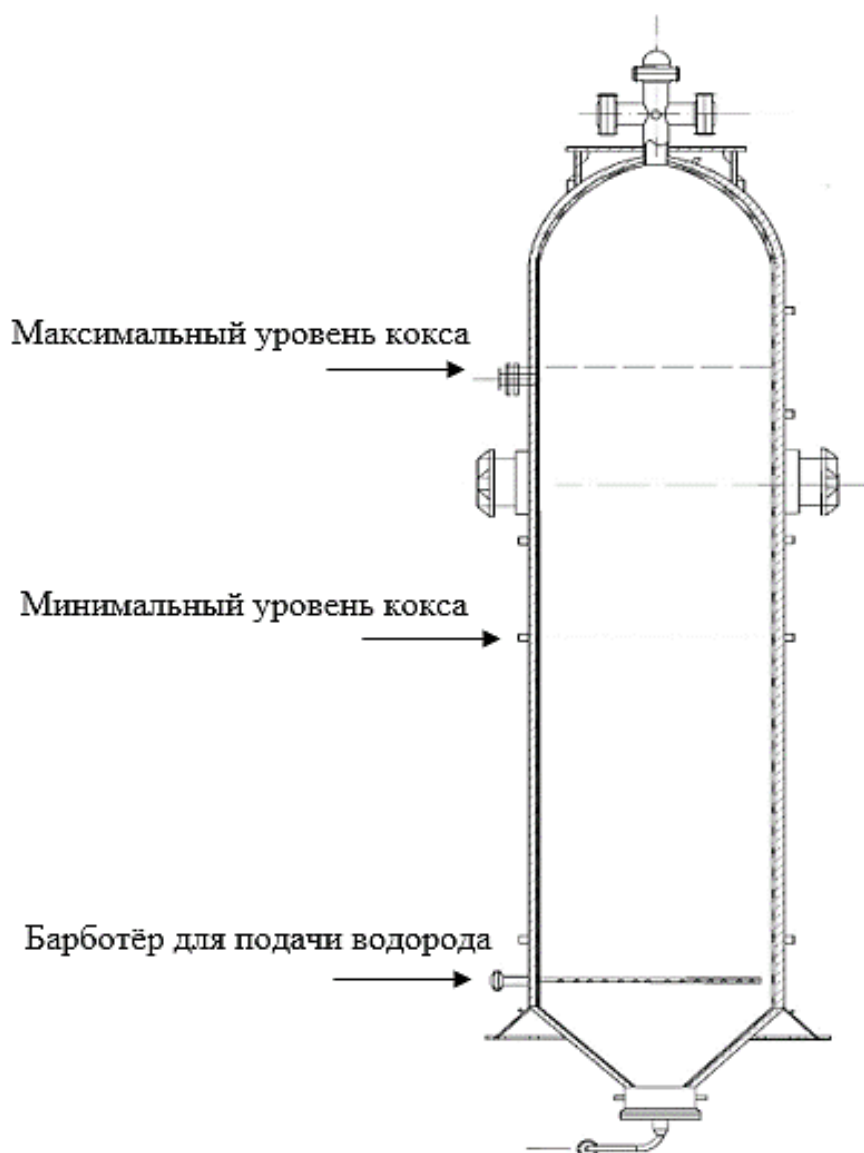


Рисунок 1 – Схема камеры коксования с барботёром в нижней части.

По итогам данной работы произведены технологические расчеты для реализации технического решения [2], на мощность 500 тыс. т. год, позволяющего повысить выход светлых дистиллятов на 4,7 % (масс.), за счет реализации подачи $70 \text{ м}^3/\text{м}^3$ чистого водорода в коксовую камеру на установке замедленного коксования. А также уменьшить [2] содержания серы в получаемом коксе, бензине, легком и тяжелых газойлях на 0,1-0,2 % по массе.

Библиографический список:

1. Пат. 2210585 РФ, МПК C10B 55/00. Состав сырья для переработки на установках замедленного коксования / И.Е. Кузора, В.М. Моисеев, А.И. Юшинов и др.- Оpubл. 20.08.2003.
2. Пат. 2260616 РФ, МПК C10B 55/00. Способ получения жидких продуктов на установках замедленного коксования / Л.Г. Сливкин, И.Е. Кузора, В.П. Томин и др.- Оpubл. 20.05.2005. – Бюл. № 26.
3. Пат. №2293066 РФ, МПК C02F11/18. Способ переработки ловушечного нефтепродукта установки замедленного коксования / Кузора И.Е., Кукс И.В., Ёлшин А.И. и др.; - Оpubл. 26.09.2005.
4. Проблемы повышения работоспособности реакторов установок замедленного коксования / А.А. Тихонов [и др.] // Нефтехимия и нефтепереработка. - 2001. - №10. – с. 17-19.

УДК 331.087

Возможность переработки высоковязкой ярегской нефти на промышленной установке регенерации масел и нефтесодержащих отходов

Старинец М. В., Засовская М. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Масла моторные отработавшие – токсичное сырье, которое чаще всего образуется в результате экономической деятельности и эксплуатации техники. В состав отработки входят нефтепродукты, которые содержат частички минералов, глины, песка и воды. При использовании масел происходят химические реакции, в результате которых образуется свинец. Опасные добавки могут образовываться при контакте состава с другими отходами в жидком или маслянистом виде.

Ярким примером такого контакта служат трансмиссионные масла. При взаимодействии с металлом они подвергаются действиям температур, испытывают давление и силу вращения. Такие контакты служат причиной окисления и отложения примесей. Масла обводняются, разлагаются под действием температур, в результате чего в них появляются асфальто-смолянистые вещества, сторонние кислоты, стружки, минеральные отложения и прочие вредные элементы [1].

Отработанное машинное масло появляется от работы разной техники отличающихся размеров. Это могут быть редукторы, бытовая и промышленная техника, автомобили и машины специального назначения.

Перечень отходов, для которых проводят обезвреживание в процессе переработки отработанных масел и нефтесодержащих отходов очень широк, сюда входят шламы и воды буровые, смазочно-охлаждающие масла и жидкости, отходы минеральных масел моторных, отходы синтетических и полусинтетических масел моторных и многое другое.

Утилизация отработанного масла – обязательная процедура. Такие вещества нельзя оставлять в окружающей среде, так как они будут отравлять почву, воду, приведут к вымиранию флоры, фауны и водного мира. В итоге пострадает человек, будет подорвано его здоровье.

В соответствии со стандартом ГОСТ 21046-86 "Нефтепродукты отработанные. Общие технические условия", отработанные смазочные масла разделены на три группы:

- группа "ММО" (масла моторные отработанные) включает в основном легированные масла, причем в данную группу, кроме моторных масел, включены также компрессорные масла. В то же время отработанные закалочные жидкости в эту группу не входят. Продукты

этой группы – глубоко окисленные масла – после контактной очистки и отгонки примесей топлива, считались пригодными для вовлечения в состав второсортных моторных масел;

- группа "МИО" (масла промышленные отработанные) включает нелегированные масла, которым свойственно применение в мягком режиме. Название группы не совсем корректно, так как в нее включены в основном отработанные трансформаторные и турбинные масла, которые обычно относят к группе энергетических масел. Зато в эту группу не входят промышленные редукторные масла, а также трансмиссионные масла. По идее, на основе данного сырья предполагалось получение основ для производства промышленных масел после контактной очистки и отгонки примеси растворителя;

- группа "СНО" (смесь нефтепродуктов отработанных) включает продукты, непригодные для переработки с получением основ смазочных масел, по состоянию возможностей переработки на время разработки стандарта. Данные продукты предназначались для получения топливных компонентов или вовлечения в сырьё для НПЗ. Следует отметить, что в эту группу включены отработанные закалочные жидкости и промышленные редукторные масла, достаточно ценные в нашем понимании технологии переработки ОСМ.

Для них предъявляются следующие требования (таблица 1):

Таблица 1 – Основные требования к качеству ОСМ по ГОСТ 21046.

Показатели	Группа ММО	Группа МИО	Группа СНО
Вязкость кинематическая при температуре 50°C, мм ² /с	Не менее 35	5 ÷ 35	-
Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °C	Не ниже 100	Не ниже 120	-
Массовая доля механических примесей, %	Не более 1		
Массовая доля воды, %	Не более 2		
Содержание загрязнений	отсутствие		
Массовая доля фракций, выкипающих до 340°C, %	Не более 10		-
Температура застывания фракций, выкипающих выше 340°C	Не выше -10		-
Плотность при 20°, кг/м ³	Не более 905	-	

ОСМ представляют собой дисперсную систему, которую в первом приближении можно считать эмульсионно-суспензионным коллоидным раствором, где дисперсионной средой является смесь углеводородов и гетероорганических соединений (ГОС), в основном кислородсодержащих, а дисперсной фазой – вода, САВ, высокомолекулярные соединения, продукты окисления и продукты износа. Стабильность этого раствора обеспечивается, в первую очередь, смесью анионных ПАВ, в основном ряда органических кислот, таких как алкилсульфоновые, карбоксильные, и их солей. Задача удаления части нежелательных компонентов из этой смеси в упрощении сводится к дезактивации ПАВ, которые её стабилизируют [2].

Основные ПАВ в ОСМ представлены:

1) анионными ПАВ – продуктами окисления углеводородов (карбоновые кислоты, сложные эфиры, производные фенолов), остатками присадок (сульфонаты, феноляты, производные алкилантарной кислоты, карбоновые кислоты, соли сульфокислот, соли карбоновых кислот, сукцинимидные присадки). Общее содержание этих ПАВ высокое т.е. достигает 5%;

2) неионогенными ПАВ – в основном посторонние продукты, вносимые с тосолами (моноэтиленгликоль), растворителями (ацетон), лакокрасочными отходами (олифа) или эмульсолами. Вообще этих продуктов в сырье быть не должно, однако реально их содержание колеблется в пределах с 0 до 5%.

Очищенные отработанные масла используются для приготовления товарных масел различных марок.

Нефть Ярегского месторождения уникальна. Ее плотность составила от 0,91 до 0,94 г/см³, очень высокая вязкость – до 16000 мПа·с, температура в пласте – 6-8 °С, низкое пластовое давление – 1,3 МПа. Количество нефти в 1 м³ породы составляет 200 кг. По оценке профессора А.А. Чернова, нефть Яреги принадлежит к типу нафтенароматических с предельно низким для тяжелых нефтей содержанием серы – от 0,84 до 1,17%. При возгоне эта нефть не дает бензина, но содержит от 8 до 12% керосиновых фракций. При вакуумной разгонке получается 5,7% газойля, 14,92% соляровых погонов, 5,37% веретенного масла и 21,79% автола.

Согласно классификатору Геологического словаря, в дистиллятной части ярегской нефти преобладают нафтеновые и ароматические углеводороды. При этом количество последних к высшим фракциям возрастает. Нефть малопарафинистая: содержание твердого парафина ниже 1%, а асфальтосмолистых веществ достигает 20% и более. По условиям залегания подобная нефть приурочивается к зоне активного окисления [3].

В таблице 2 представлены продукты глубокой переработки 500 тыс. т ярегской нефти, тыс. т.

Таблица 2 – Продукты глубокой переработки 500 тыс. т ярегской нефти, тыс. т.

Виды	Объем	Виды	Объем
Масло:			
Трансформаторное	48	Компоненты дизельного топлива	52
Белое техническое	8	Мазут	124
Белое медицинское	12	Вакуумный газойль низко застывающий	66
Промышленное	1	Полимерпласт	2
Битумы дорожно-строительные	174	Нафтопласт	4

В январе 2021 года была проанализирована Ярегская нефть, которая имеет следующие параметры качества: плотность при 20 °С – 944,8 кг/м³; содержание серы – 1,22 % масс.; коксуемость – 7,07 % масс.; вязкость при 50 °С, $v_{50}=235,5$ сСт; групповой химический состав: парафино-нафтеновые УВ – 37,6 % масс., ароматические УВ – 38,9 % масс., смолы – 21,0 % масс., асфальтены – 2,5 % масс.

Эффективность добычи и использования ярегской нефти определяется глубиной ее переработки и разнообразием получаемых продуктов. Ярегская нефть при любых способах переработки может обеспечить не более 9% светлых нефтепродуктов в виде дизельной фракции. Из этой нефти нельзя получать моторные топлива. Для ее переработки необходимы специальные способы. Смешивание этой нефти с любой другой по составу приводит к тому, что она практически теряет свои ценные качества и пополняет собой наиболее тяжелые и дешевые фракции. Но при специальных способах переработки она превращается в ценное сырье для производства таких продуктов, как дорожные битумы, хрупкие и лаковые битумы, трансформаторные, белые технические и медицинские масла, арктическое дизтопливо, низко застывающие газойли, мазуты и др.

В ходе исследований путем ректификации по ГОСТ 11011 были получены дистилляты и остатки по трем вариантам, представленным в таблице 3.

В таблице 4 представлены показатели качества по трем вариантам.

По Варианту 1 были получены основы для производства печного топлива, турбинного масла класса 46 (без усиленных противоизносных свойств), вакуумный газойль и утяжеленный гудрон. Фракция 1 (НК - 340 °С) обладает высокой кислотностью (49 мг КОН/100 мл), она требует облагораживания для соответствия техническим требованиям ТУ 38.101565-2005. Фракция 2 (340 – 430 °С) по основным показателям соответствует требованиям стандартов ISO-8068, ASTM D 4304, DIN 51515-1 на масла класса 46 по вязкости, но требует дополнительной доводки путем введения присадок, улучшающих антиокислительные, деэмульгирующие,

антикоррозионные и противоизносные свойства. Фракция 3 (430 - 500 °С) может быть вовлечена в сырье установки гидрокрекинга.

Таблица 3 – Дистилляты и остатки по трем вариантам.

Вариант 1	выход, % масс.	Вариант 2	выход, % масс.	Вариант 3	выход, % масс.
1) НК – 340 °С	23,0	1) НК – 340 °С	23,0	1) НК – 300 °С	14,2
2) 340 – 430 °С	9,7	2) 340 – 440 °С	14,5	2) 300 – 340 °С	8,8
3) 430 – 500 °С	18,9	3) 440 – 515 °С	19,4	3) 340 – 410 °С	7,7
4) выше 500 °С	48,4	4) выше 515 °С	43,1	4) 410 – 460 °С	11,6
-	-	-	-	5) 460 – 518 °С	16,1
-	-	-	-	6) выше 518 °С	41,6

Остаток, выкипающий выше 500 °С, имеет плотность при 20 °С - 992 кг/м³, содержит 1,62 % масс, серы и обладает температурой размягчения - 40,6 °С. В его составе содержится 17,4 % масс, парафино-нафтовых УВ, 54,3 % масс, ароматических УВ, 25,5 % масс, смол и 2,8 % масс, асфальтенов. Данный остаток является отличным сырьем для производства окисленных битумов, а также основой для приготовления битумно- полимерных составов различного назначения.

По Варианту 2 были получены аналогичные продукты, но другого качества. В частности, вместо утяжеленного гудрона предлагается получить неокисленный дорожный битум марки 70/100 по требованиям СТО «Автодор» и EN. Фракция 2 (340 - 440 °С), как и в примере для Варианта 1 соответствует основным требованиям ISO-8068, ASTM D 4304, DIN 51515-1 на масла класса 46 по вязкости и также требует дополнительной доводки. Фракция 3 (440 - 515 °С) может быть вовлечена в сырье установки гидрокрекинга.

Остаток, выкипающий выше 515 °С, имеет плотность при 20 °С - 998 кг/м³, содержит 1,65 % масс, серы и по основным показателям качества соответствует требованиям на дорожные битумы марки 70/100 EN 12591:2009 и СТО «Автодор»: пенетрация при 25 °С – 82 дмм; пенетрация при 0 °С – 20 дмм; температура размягчения – 45,2 °С; температура хрупкости – минус 16 °С; дуктильность при 25 °С – более 100 см. Данный битум требует проведения дополнительных испытаний на соответствие нормам для параметров после стандартного старения при 163 °С.

По варианту 3 были получены более детальные дистиллятные фракции и остаток, выкипающий выше 518 °С, соответствующий нормам на неокисленный дорожный битум марки 50/70 по требованиям СТО «Автодор» и EN 12591:2009. Фракция 1 (НК – 300 °С) после облагораживания может быть реализована как дизельное топливо для холодного и арктического климатов. Фракция 2 (300 – 340 °С) соответствует основным техническим требованиям к маслу- мягчителю для резиновой промышленности, выпускаемому по ТУ 38.401191-92. Фракция 3 (340 – 410 °С) соответствует основным требованиям к маслу- мягчителю для резиновой промышленности по ТУ 38.101936-83. Фракция 4 (410 – 460 °С) по основным параметрам (кроме температуры застывания) соответствует ТУ 38.101937-83 на «Полимерпласт» и может быть доведена до кондиции после применения депрессорной присадки или облагораживания. Фракция 5 (460 - 518 °С) может быть вовлечена как компонент сырья установки гидрокрекинга.

Остаток, выкипающий выше 518 °С, имеет плотность 1000 кг/м³, содержит 1,67 % масс, серы и по основным показателям качества соответствует требованиям на дорожные битумы марки 50/70 EN 12591:2009 и СТО «Автодор»: пенетрация при 25 °С – 63 дмм; пенетрация при 0 °С – 16 дмм; температура размягчения – 48,5 °С; температура хрупкости – минус 13 °С; дуктильность при 25 °С – более 100 см. Данный битум требует проведения дополнительных испытаний на соответствие нормам после стандартного старения при 163 °С.

Таблица 4 - Показатели качества по трем вариантам.

Показатель качества	Номер варианта		
	1	2	3
Фракция 1			
плотность при 20 °С, кг/м³	874		864
содержание серы, % масс.	0,55		0,30
вязкость при 20 °С, сСт	7,4		4,6
температура застывания, °С	минус 67		минус 70
температура кипения, °С	209		202
50% выкипает при температуре, °С	285		252
температура окончания кипения, °С	339		295
Фракция 2			
плотность при 20 °С, кг/м³	916	917	895
содержание серы, % масс.	1,03	1,04	0,93
вязкость при 40 °С, сСт	41,4	51,2	7,8
температура застывания, °С	минус 28	минус 23	минус 50
температура вспышки, °С	215	217	-
Фракция 3			
плотность при 20 °С, кг/м³	934	936	911
содержание серы, % масс.	1,10	1,13	1,02
вязкость при 100 °С, сСт	15,9	18,0	22,00
температура застывания, °С	минус 5	минус 1	минус 30
температура вспышки, °С	229	232	-
Фракция 4			
плотность при 20 °С, кг/м³	-		925
содержание серы, % масс.	-		1,05
вязкость при 50 °С, сСт	-		62,00
температура застывания, °С	-		минус 15
Фракция 5			
плотность при 20 °С, кг/м³	-		939
содержание серы, % масс.	-		1,20
вязкость при 100 °С, сСт	-		21,9
температура застывания, °С	-		минус 4
температура вспышки, °С	-		241

Первое, на что можно обратить внимание это разница в имеющихся данных – для переработки отработанных машинных масел важны характеристики исходных веществ, полный набор физико-химических параметров, важных для технологического процесса их переработки, когда как по Ярегской нефти таких данных не так много, это основные данные по которым классифицируются все нефти. Однако для продукции, полученной из Ярегской нефти набор характеристик более широк и подробен, получены несколько вариантов дисстилятов и остатков, расписаны варианты применения продуктов переработки, когда как по продуктам переработки отработанных машинных масел информации крайне мало [4].

Основной задачей данного сравнительного анализа было показать схожи ли по основным физическим характеристикам (плотность, вязкость и т.д) два разных исходных продукта – отработанные машинные масла и высоковязкая Ярегская нефть и возможна ли переработка Ярегской нефти на опытно-промышленной установки регенерации масел и нефтесодержащих отходов и склада отработанных нефтепродуктов Рязанского завода смазочных материалов.

В требованиях к качеству ОСМ по ГОСТ 21046 говорится о том что, плотность отработанных машинных масел должна быть не больше 905 кг/м³, когда как у Ярегской нефти плотность 944,8 кг/м³ (при 20 °С), но в регламенте промышленной установки регенерации масел и нефтесодержащих отходов и склада отработанных нефтепродуктов Рязанского завода смазочных материалов есть четкое указание для продуктов переработки - плотность до 970 кг/м³ (зависит от разных сортов), температура застывания до - 15°С (зависит от разных сортов), температура вспышки не менее 180°С (зависит от разных сортов). Таким образом можно сделать вывод, что промышленная установка регенерации масел и нефтесодержащих отходов и склада отработанных нефтепродуктов Рязанского завода смазочных материалов подходит для переработки высоковязкой Ярегской нефти, исходя из физических параметров.

Рассматривая технологическую схему процесса, можно предположить, что мероприятия, посвященные предварительной очистке отработанных масел (отстаивание, фильтрация, коагуляция, выпаривание воды и т.д.) можно не проводить, а начинать переработку Ярегской нефти сразу с вакуумной разгонки, где происходит разделение нефти на фракции.

Поэтому можно предположить, что при определённых изменениях в технологических схемах и подготовке технологических процессов на промышленная установка регенерации масел и нефтесодержащих отходов и склада отработанных нефтепродуктов Рязанского завода смазочных материалов возможно осуществлять переработку высоковязкой Ярегской нефти для получения различных полезных, важных и нужных продуктов, таких как масла-мягчители для резиновой промышленности, дорожные битумы, дизельное топливо для холодного и арктического климатов, основы для производства печного топлива, турбинного масла класса 46 (без усиленных противоизносных свойств), вакуумный газойль и утяжеленный гудрон.

Библиографический список:

1. Ахметов С.А. Технология переработки нефти, газа и твердых горючих ископаемых. СПб: Недра, 2009. – 832 с.
2. Казакова, Л.П. Физико-химические основы производства нефтяных масел / Л.П. Казакова – М.: Химия, 1978. – 320 с.
3. Сергиенко, С.Р. Высокомолекулярные соединения нефти / С.Р. Сергиенко, Б.А. Таимова, Е.И. Талалаев – М.: Химия, 1979. – 541 с.
4. Черножуков, Н.И. Очистка и разделение нефтяного сырья, производство товарных нефтепродуктов. Под ред. А.А. Гуреева и Б.И. Бондаренко / Н.И. Черножуков – М.: Химия, 1978 г. – 424 с.

УДК 662.61

Анализ методов повышения эффективности сгорания газового топлива

Багаутдинова Р. Р., Фролов Ю. А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, Россия

Наиболее энергоемкой отраслью газовой промышленности является трубопроводный транспорт газа, на долю которого приходится более 80% отраслевого потребления топливно-энергетических ресурсов [1]. В настоящее время актуальным является вопрос внедрения новейших энергосберегающих технологий трубопроводного транспорта газа. Непрерывный рост стоимости добычи и транспорта углеводородов и повышение цен на энергоносители неизбежно приводит к необходимости энергосбережения. Затраты на внедрение ресурсосберегающих технологий существенно ниже, чем на развитие добычи газа.

Также актуальной проблемой на сегодняшний день является сокращение количества выбросов токсичных продуктов сгорания. Эффективность горения природного газа непосредственным образом влияет на его расход и состав выхлопных газов. При горении природного газа наиболее токсичными являются оксиды азота и углерода. Максимальный выход оксидов азота наблюдается в зоне активного горения. В остальных зонах, где уровень температуры относительно

ниже, атмосферный азот практически не окисляется, из этого следует, что снижение температуры горения топлива способствует уменьшению содержания оксидов азота в выбросах. Однако снижение температуры горения топлива ведет к снижению коэффициента полезного действия газотурбинной установки (ГТУ). В связи с этим повышение эффективности работы газопотребляющего оборудования при одновременном снижении выбросов токсичных продуктов сгорания на сегодняшний день является задачей, требующей комплексного решения.

Энергоемкость магистрального транспорта природного газа в большой степени определяется эффективностью эксплуатации и обслуживания газотурбинных установок – основного вида энергопривода газоперекачивающих агрегатов, являющихся основными потребителями газа на собственные технологические нужды в газотранспортной системе. Основным фактором, сдерживающим развитие отрасли, является низкий коэффициент полезного действия большинства газоперекачивающих агрегатов газотурбинных установок. Невысокие показатели коэффициента полезного действия указывают на необходимость внедрения дополнительных мер по увеличению эффективности работы установок. Известны следующие направления ресурсосбережения в трубопроводном транспорте газа: повышение параметров рабочего процесса газотурбинного привода в случае простого цикла Брайтона, выбор более энергопродуктивного по теплофизическим свойствам рабочего тела и перевод рабочего процесса газотурбинного привода на более эффективный сложный цикл. Из теории газовых турбин известно, что повышение температуры газа является одним из главных направлений развития ГТУ как регенеративного так и простого цикла. Отдаленный предел роста начальной температуры газа – стехиометрическая температура газа, т.е. такая, при которой воздуха в камеру сгорания подается ровно столько, сколько нужно для полного выгорания топлива. Вместе с тем температура металла основных деталей турбины по условиям потери прочности не может принимать столь высокие значения. В докладе рассмотрены существующие методы повышения эффективности сгорания газового топлива на примере газотурбинных установок, проведен их сопоставительный анализ (таблица 1).

Таблица 1 – Сравнительный анализ существующих методов повышения эффективности сгорания газового топлива на примере ГТУ

Направление повышения эффективности работы ГТУ	Способ повышения эффективности работы ГТУ	Плюсы	Минусы
Регенерация тепла отработанных газов	<ul style="list-style-type: none"> - Введение регенерации в цикле установки; - Использование безрегенеративных ГТУ, но с глубокой утилизацией теплоты отходящих газов 	<ul style="list-style-type: none"> - Получение горячей воды и пара для отопления и горячего водоснабжения станции и прилегающих поселков; - Выработка дополнительной электроэнергии на нужды КС; - Получение холода 	Увеличение гидравлических сопротивлений по тракту ГТУ и, как следствие, снижение мощности газовой турбины и ГТУ в целом
Изменение термодинамических характеристик в установке	Подогрев сжатого воздуха регенерируемым теплом на входе в камеру сгорания	Увеличение КПД ГТУ с регенерацией теплоты до 25...29%, а без регенерации КПД составляет 20...23%	<ul style="list-style-type: none"> - Громоздкость ГТУ из-за больших поверхностей теплообмена регенераторов; - Наличие утечек воздуха через неплотности регенератора пластинчатого типа, приводящее к снижению мощности на 5...12 % и КПД установки на

Направление повышения эффективности работы ГТУ	Способ повышения эффективности работы ГТУ	Плюсы	Минусы
			уровне 3...8 %; - Заметное снижение мощности ГПА из-за появления дополнительных гидравлических сопротивлений в газоздушном тракте установки
	Ступенчатое сжатие воздуха с промежуточным его охлаждением	- Повышение полезной работы 1 кг рабочего газа ГТУ; - Снижение веса и габаритов установки	Удорожание и усложнение установок по мере увеличения числа ступеней
	Ступенчатое расширение с промежуточным подогревом рабочего газа	- Повышение экономичности установки; - Увеличение единичной мощности	Только при больших ($\pi > 5$) степенях повышения давления наблюдается увеличение внутреннего КПД
Применение новых конструктивных решений по созданию тепловых двигателей	Создание сложных многовальных установок	Повышение эффективности ГТУ особенно при работе на частичных нагрузках	- Усложнение конструктивного исполнения установки; - Применение рационально только при работе на частичных нагрузках
	Создание комбинированных установок, работающих по парогазовому циклу	- Высокий КПД до 42%; - Выработка дополнительной энергии в паровой турбине; - Увеличивается коэффициент теплопередачи и теплонапряженность топочного объема; - Уменьшаются в 2...3 раза размеры поверхностей нагрева, а также вес и габариты парогенератора в целом	- Высокая стоимость; - Сложность конструктивного исполнения установки
	Создание ГТУ с поршневыми камерами сгорания (установка, в которой газовая турбина работает совместно со свободнопоршневым генератором газа (СПГГ))	- Меньший вес и габариты турбины, способность работы с большим числом оборотов; - Относительно высокая экономичность ДВС	- Сложность и недоработанность самого СПГГ, в связи с чем, снижение надежности и долговечности работы установок

В камерах сгорания газопотребляющего оборудования практически всегда имеет место неполное сгорание топлива [2]. Вследствие неполноты сгорания топлива наблюдается снижение тепловой мощности установок. В настоящее время существует несколько способов повышения эффективности горения газа. В докладе рассмотрены существующие методы интенсификации горения газа, показаны особенности проявления их эффективности (таблица 2).

Таблица 2 – Существующие методы интенсификации горения газа

Способ интенсификации горения	Эффект от применяемого метода
Подогрев газа и окислителя	Увеличивается температура смеси, растет скорость реакции
Увеличение концентрации кислорода в воздухе	С увеличением концентрации кислорода в реагирующем газе растет скорость реакции и повышается температура процесса. Увеличивается константа скорости реакции
Переход с ламинарного режима горения на турбулентный	Искусственная турбулизация потока приводит к значительной интенсификации процесса горения, уменьшению времени горения, а, следовательно, и объема топочного пространства
Предварительное перемешивание топлива и окислителя	Улучшение процесса смешения приводит к повышению полноты сгорания топлива и эффективной температуры факела
Метод воздействия электрического поля на пламя	С повышением напряженности электрического поля, независимо от его направления, скорость распространения пламени увеличивается

Таким образом, имеются различные способы интенсификации горения природного газа в камерах сгорания газопотребляющего оборудования. Общим недостатком указанных способов является их недостаточная универсальность и слабая управляемость.

Библиографический список:

- 1 Гаррис, Н.А. Ресурсосберегающие технологии при магистральном транспорте газа / Н.А. Гаррис. – СПб.: ООО «Недра», 2009. – 368 с.
- 2 Рудаченко, А.В. Газотурбинные установки для транспорта природного газа: учебное пособие второе издание переработанное: учебное пособие / А.В. Рудаченко, Н.В. Чухарева; Томский политехнический университет – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2012. – 213 с.



СЕКЦИЯ 4. ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ ДЕЛЕ

УДК 519.677

Применение технологии нечёткого моделирования в задачах оценки достоверности подсчёта запасов углеводородов /

The use of fuzzy modeling technology in the tasks of assessing the reliability of calculating hydrocarbon reserves

Мелентьев В. А., Чувашов А. А.

Ухтинский государственный технический университет, Ухта, Россия

Аннотация. В статье рассматривается применение технологии нечёткого моделирования для оценки достоверности подсчёта запасов углеводородов. Анализируются различные методы подсчета запасов, среди которых выделяется самый популярный с описанием его технологии и причин широкого распространения. Подчеркиваются недостатки существующих подходов, стимулирующие поиск новых методов для повышения точности оценки запасов. Особое внимание уделяется возможностям применения нечёткого моделирования для решения данной задачи, что позволяет повысить эффективность добычи углеводородов и рациональность их использования.

Abstract. The article discusses the use of fuzzy modeling technology to assess the reliability of calculating hydrocarbon reserves. Various methods of calculating stocks are analyzed, among which the most popular stands out with a description of its technology and the reasons for its widespread use. The disadvantages of existing approaches are highlighted, stimulating the search for new methods to improve the accuracy of stock assessment. Special attention is paid to the possibilities of using fuzzy modeling to solve this problem, which makes it possible to increase the efficiency of hydrocarbon production and the rationality of their use.

Ключевые слова: подсчёт запасов углеводородов, математическое моделирование, нечёткое моделирование, оценка достоверности.

Keywords: calculation of hydrocarbon reserves, mathematical modeling, fuzzy modeling, reliability assessment.

Введение. Углеводороды являются основным источником энергии в современном мире. Они обеспечивают около 80% мирового потребления энергии и являются ключевым элементом в экономике большинства стран.

В Российской Федерации продолжается активный поиск новых месторождений. По итогам 2023 года было открыто 30 месторождений углеводородов. Важным аспектом в этом процессе является подсчёт предполагаемых ресурсов, которые могут быть обнаружены на данных территориях. Это актуально для развития экономики страны, обеспечения её энергетическими ресурсами и создания новых рабочих мест.

В ходе поиска месторождений специалисты проводят геологоразведку, анализируют геологические и геофизические данные, а также используют современные методы исследования и анализа. Всё это позволяет определить перспективность той или иной территории и оценить потенциальное количество запасов, которые могут там находиться (табл. 1).

Таблица 1 – Классификация месторождений по объёму запасов [3].

Класс	Запасы нефти, млн. т	Запасы газа, млрд. м куб
Уникальное	>300	>500
Крупное	60-300	75-500
Среднее	15-60	40-75
Мелкое	<15	<40

Подсчёт предполагаемых ресурсов является сложным и многогранным процессом. Он включает в себя анализ геологических данных, оценку возможных запасов, а также учёт множества внешних факторов, таких как климатические условия, географическое расположение и доступность инфраструктуры. Важно отметить, что подсчёт ресурсов не гарантирует их наличие в конкретном месторождении. Тем не менее, этот процесс помогает определить приоритетность тех или иных территорий для проведения дальнейших исследований и разработки.

Методы подсчёта запасов нефти. Для определения количества запасов нефти применяют такие методы, как объёмный, статистический и материального баланса [2]. Каждый из этих подходов имеет как свои преимущества, так и недостатки. Однако все они позволяют эффективно произвести расчеты запасов нефти и определить перспективы разработки месторождения.

Объёмный метод получил широкое распространение, так как его можно использовать при любом режиме эксплуатации залежи. Он основан на измерении объема пустот в породе, которые заполнены нефтью. Этот метод позволяет определить количество нефти в пласте с учетом его геометрических параметров и свойств породы.

При расчете объема запасов нефти с использованием объёмного метода используется следующая формула:

$$Q_{\text{геол}} = F h k_{\text{п}} k_{\text{н}} \rho \theta, \quad (1.1)$$

где $Q_{\text{геол}}$ – геологические запасы нефти, т; F – площадь нефтеносности, м²; h – нефтенасыщенная толщина пласта, м; $k_{\text{п}}$ – коэффициент открытой пористости; $k_{\text{н}}$ – коэффициент нефтенасыщенности; ρ – плотность нефти в поверхностных условиях, т/м³; θ – пересчётный коэффициент, учитывающий усадку нефти.

Нефтенасыщенная толщина пласта h рассчитывается как:

$$h = \frac{\frac{h_1}{2} f_1 + \frac{h_1+h_2}{2} + \dots + \frac{h_{n-1}+h_n}{2} f_n}{f_1 + f_2 + \dots + f_n}, \quad (1.2)$$

где f_1, f_2, \dots, f_n – площадь отдельных участков пласта, ограниченных соседними изопакитами, м²; h_1, h_2, \dots, h_n – изопакиты соответственно, м.

Знание этого параметра позволяет оценить потенциал добычи нефти из данного пласта и определить оптимальный способ его разработки. Определение нефтенасыщенной толщины проводится с помощью геофизических исследований, таких как каротаж. В результате этих исследований получают информацию о распределении пород в разрезе скважины и о том, какие флюиды (нефть, вода, газ) насыщают эти породы.

Коэффициент открытой пористости $k_{\text{п}}$ определяется с помощью лабораторных исследований образцов горных пород. Для этого образцы породы насыщают флюидом (обычно водой или нефтью) и затем измеряют объем флюида, который проник в породу. Затем этот объем делится на объем образца породы, и получается значение коэффициента открытой пористости. Если коэффициент пористости породы высокий, то это означает, что в ней может содержаться большое количество флюида, и это может привести к высокой продуктивности месторождения (табл. 2).

Таблица 2 – Характерные значения пористости и проницаемости пород-коллекторов.

Характеристика	Пористость, %
Плохая	<10
Удовлетворительная	10-20
Хорошая	20-30
Очень хорошая	>30

Коэффициент нефтенасыщенности $k_{\text{н}}$ представляет собой соотношение между объемом нефти, которая содержится в порах нефтеносного пласта, и общим объемом этих пор.

Для того чтобы найти объём извлекаемых запасов нефти необходимо:

$$Q_{\text{извл}} = Q_{\text{геол}} \eta, \quad (1.3)$$

где η – коэффициент извлечения нефти.

Коэффициент извлечения нефти (КИН) является конечным критерием оценки качества проекта, так как он показывает, насколько полно и эффективно была проведена работа по добыче нефти. Чем выше значение КИН, тем лучше качество проекта, так как это означает, что было добыто максимальное количество нефти и были использованы наиболее эффективные методы разработки залежи.

Сложности и вызовы объемного метода связаны с необходимостью своевременного и точного определения характеристик геологической структуры залежи, а также с объективной оценкой параметров, описывающих объем пустот, заполненных нефтью или природным газом. В частности, это включает в себя определение пористости, проницаемости и других параметров породы, а также оценку насыщенности пустот флюидами.

Статистический подход к оценке нефтяных запасов заключается в анализе данных о добыче нефти из различных скважин в прошлом, с целью прогнозирования будущей добычи и определения общего объема запасов.

Метод математической статистики используется для анализа этих данных и выявления закономерностей в падении дебита [4]. Это позволяет определить влияние различных факторов, таких как изменение свойств пласта, техническое состояние оборудования, погодные условия или технологические особенности добычи, на производительность скважины. На основе кривых можно прогнозировать дальнейшую добычу нефти из каждой скважины и оценить общий объем запасов в месторождении, учитывая количество скважин, их характеристики и расположение.

Все кривые подразделяются на следующие категории:

- кривые, отображающие начальный (возможный) уровень добычи;
- кривые, показывающие изменение уровня добычи со временем.

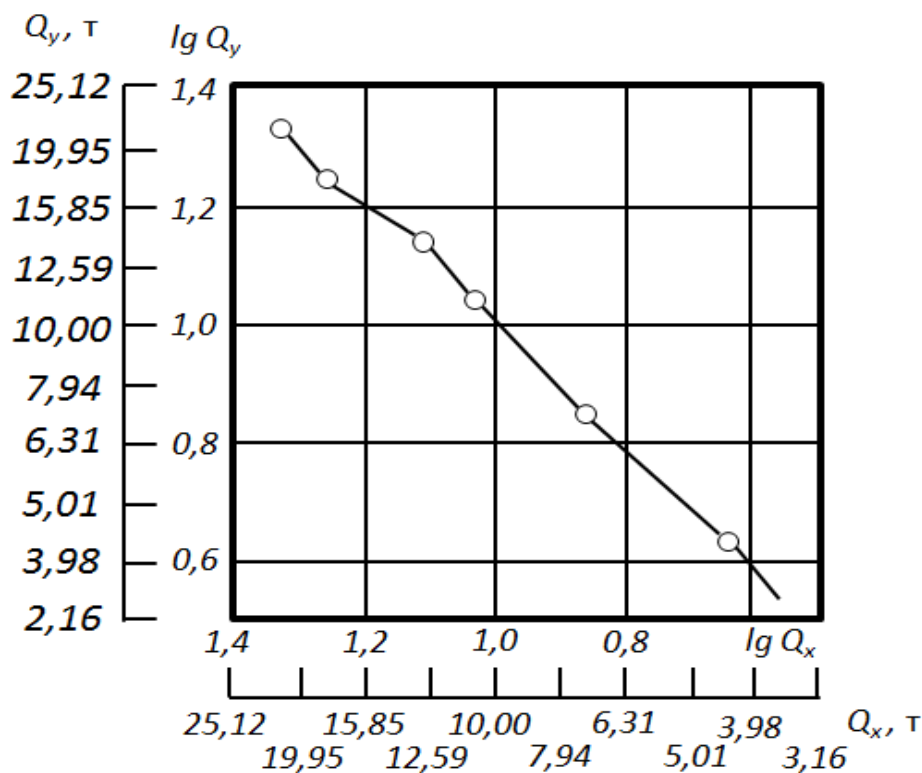


Рисунок 1 – Вероятностная кривая производительности.

Один из главных недостатков заключается в том, что данный метод основан на прошлых данных и исторических анализах. Это может привести к неточности в результатах, т.к.

геологические условия могут изменяться со временем и развитие месторождений может отличаться от прошлых лет.

Метод материального баланса является важным инструментом в подсчете углеводородных запасов и контроле процесса разработки месторождений. Данный подход основан на принципе сохранения материи. Изменения в разделении нефти, газа и воды на территории пласта и сопряженные с этим перемены физического состояния нефти и газа применяются при подсчете нефтяных ресурсов с использованием уравнений баланса материи.

В начале разработки и на ранних ее стадиях, метод материального баланса не может быть использован. К тому же, даже при продолжительной разработке, возможности его применения ограничены сложностями четкого установления значительного количества параметров, описывающих условия в пласте.

Одним из ключевых недостатков существующих методов подсчета запасов углеводородов является отсутствие оценки достоверности полученных результатов. Этот аспект имеет огромное значение, поскольку от точности оценки запасов зависит успешность разработки месторождения и экономическая эффективность проекта.

Оценка достоверности подразумевает проведение анализа и проверки надёжности использованных данных, а также проверку соответствия используемых моделей и методов реальным условиям. Однако в настоящее время многие методы подсчета запасов основаны на предположениях, без учёта всех возможных факторов, влияющих на точность оценки. Это может привести к значительным отклонениям от реальности и, как следствие, к неправильным решениям в области управления запасами и разработки месторождений.

Применение технологии нечёткого моделирования в задаче оценки достоверности. Нечеткое моделирование является одним из наиболее эффективных методов определения запасов углеводородов, который учитывает неопределенности и неточности, связанные с геологическими и технологическими параметрами. Этот метод основывается на нечеткой логике и нечетком множестве, что позволяет получить более точные результаты по сравнению с традиционными методами статистического моделирования.

Нечёткая логика является инструментом для работы с неопределенностью и неточностью в системах, где традиционные методы, такие как классическая логика или линейное программирование, могут быть недостаточными. Он основан на понятии нечёткого множества, которое представляет собой множество с “размытыми” или “нечеткими” границами, в отличие от четкого множества, определяемого жесткими правилами принадлежности.

В основе метода нечёткой логики лежит понятие нечёткой переменной, которая может принимать значения из нечеткого множества. Значения нечётких переменных могут иметь степень принадлежности к каждому из элементов нечеткого множества, что позволяет учитывать неопределенность и неточность в системе.

Одним из основных инструментов метода нечёткой логики является функция принадлежности, которая определяет степень принадлежности элемента к определенному нечеткому множеству. Функция принадлежности может иметь различные формы, например, треугольную, трапециевидную или сигмоидальную форму.

Безусловно, погрешности в измерении параметров имеют место, но разброс измеряемых величин больше связан с неоднородностью исследуемых объектов [1]. Это означает, что даже при использовании высокоточных приборов и методов, результаты могут быть подвержены влиянию различных факторов, связанных с природой объектов изучения.

Методы анализа нечеткой информации, такие как нечеткая логика и нечеткие множества, являются важным инструментом для работы с данными, которые имеют неопределенность или неточность. Эти методы позволяют моделировать и анализировать информацию, которую трудно точно определить или измерить, и помогают принимать решения на основе этой информации. Используя методы анализа нечеткой информации, можно определить степень достоверности данных, а также оценить их точность и полноту. Это может быть особенно полезно при подсчете запасов углеводородов.

Библиографический список:

1. Кобрунов, А. И. Метод нечёткого моделирования в нефтегазовой отрасли: научное издание / А. И. Кобрунов. – Ухта, УГТУ, 2016. – 140 с.
2. Кузнецов, Д. В. Подсчёт запасов нефти и растворённого газа: учебное пособие / Д. В. Кузнецов, В. Е. Кулешов, А. С. Могутов. – Ухта: УГТУ, 2013. – 112 с.
3. Малиновский, И. Н. Подсчёт запасов и оценка ресурсов нефти и газа: учебное пособие / И. Н. Малиновский. – Оренбург: ГОУ ОГУ, 2008. – 118 с.
4. Промысловая геология [электронный ресурс]: электронный учебно-методический комплекс / А. П. Чижов. – Уфа: УГНТУ, 2018.

УДК 004.942

Моделирование технологических процессов средствами функционально-стоимостного анализа: На примере бурения нефтяных и газовых скважин

Шмелев В. А.¹, Степин Ю. П.², Близнюков В. Ю.³

1 - Вологодский государственный технический университет, г. Вологда, Россия

2 - Российской государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина,

Действительный член РАЕН, г. Москва, Россия

3 - Действительный член РАЕН, г. Москва, Россия

Тенденции развития современных технологий бурения, таких как: многозабойное бурение, бурение скважин малого диаметра, с управлением давления, с одновременной обсадкой и др., а также увеличение глубин скважин и переход на эксплуатацию глубоких нефтенасыщенных горизонтов оказывают влияние на процесс развития буровой техники, основными факторами совершенствования которого являются: обеспечение промышленной и экологической безопасности, реализация требований современных технологий, мобильность буровых установок (БУ), оснащение системами автоматического управления для повышения управляемости, качества и эффективности бурового процесса.

Практика работы на нефтяных месторождениях показывает, что применение многофункциональных систем бурения, связанных с развитием отдельных модулей и блоков (*интегрированный ВП, частотное управление ИМ*), комплексной автоматизацией технологического процесса позволяет сократить время строительства глубоких, сверхглубоких, кустовых, наклонных и горизонтальных скважин в регионах со сложной геологической структурой на 15%-25%, за счет экономии времени, затрачиваемого на спуско-подъемные операции (СПО), однако приводит к увеличению производственных затрат, связанных с: - необходимостью переобучения персонала;- увеличением расходов на дополнительное оснащение;- высокой стоимостью сервиса нового оборудования и др. [1-3]. В таком случае перед потребителем возникает сложная задача обоснования характеристик применяемого оборудования, т.к. несогласованность между технологическими возможностями (функциями) БУ и реальными требованиями к бурению скважин приводит к увеличению стоимости эксплуатации БУ и снижению эффективности буровых работ.

Для повышения эффективности использования ресурсов путем оптимизации соотношения между потребительскими свойствами и затратами на его эксплуатацию [4] представляется логичным использовать метод системного исследования функций отдельного изделия или технологического процесса - метод функционально-стоимостного анализа (ФСА).

Использование метода ФСА при эксплуатации БУ в процессе строительства скважин позволит определить комплекс необходимых и достаточных функций, реализуемых исполнительными механизмами установки, а также представить их в виде системы математических объектов и отношений между ними.

Необходимые и достаточные функции (основные и вспомогательные) БУ определим путем многозначного отображения множеств конструкций скважин S_i и технологических операций T_j во множество функций F_k БУ. (т.е. каждому элементу множеств S_i и T_j поставлен в соответствие единственный, однозначно определенный элемент множества F_k)

$$r: S \cdot T \rightarrow F, \quad (1)$$

где: r - отображение множеств.

$S = \{S_i\}$ – множество конструкций скважин;

$T = \{T_j\}$ – множество технологических операций;

$F = \{F_k\}$ – множество функций БУ;

Это означает, что для строительства нефтяной скважины со сложностью S_i , при реализации разработанных технологических операций T_j , имеет место множество функциональных блоков F_k , требуемое для формирования и последующего сравнения имеющихся буровых установок.

Для исключения широкого разнообразия информации о конструкциях скважин предлагается ввести понятие «*Конструктивно-технологической сложности скважины*» (КТС) и разработать ее математическую модель, что позволит оценить влияние локальных горно-геологических условий строительства скважин [5-8] на затраты при эксплуатации БУ с различной функциональной структурой [9-10].

Конструктивная сложность (кол-во обсадных и потайных колонн для крепления скважины) является базовой сложностью, на которую накладываются технологические характеристики в виде коэффициентов, учитывающих: - глубину скважины H ; - количество различных литологических типов горных пород в разрезе скважины N ; - количество участков профиля скважины с неизменной интенсивностью искривления R .

Данные параметры оказывают наибольшее влияние на время механического бурения скважин(ы).

$$S_{КТ} = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 = f(H) \cdot f(R) \cdot f(N) \quad (2)$$

где: n и m количество интервалов бурения подлежащих креплению обсадными трубами и потайными колоннами соответственно;

$\beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3$ – технологические коэффициенты сложности конструкции скважин;

$f(H) \cdot f(R) \cdot f(N)$ – функциональные зависимости технологических коэффициентов от глубины скважины H ; - количества различных литологических типов горных пород в разрезе скважины N и - количества участков профиля скважины R с неизменной интенсивностью искривления.

Сравнительный анализ времени механического бурения по интервалам скважины позволяет определить численные значения коэффициентов и построить регрессионную модель сложности скважины. В табл. 1 приведено время механического бурения по данным бурения скважин на территории Волгоградской области учитывая современные достижения в технологии бурения, типы долот, бурильных труб и др.

Численное определение коэффициентов основано на следующем соотношении времени механического бурения $T_{\text{мех.бур.}}$, например, для скважины глубиной 110 м отношение механического времени бурения данного интервала 13,2 час. к времени бурения скважины глубиной 2800 м (принятой в качестве базовой для условий Волгоградской области) составит $13,2/550,1=0,023$. Таким образом, технологическая сложность скважины глубиной 110 м, оцениваемая коэффициентом β_1 составит 0,023.

В результате расчетов получена графическая зависимость коэффициента β_1 от глубины скважины, рис 1.

Аналогичная оценка сложности скважины с использованием таких технологических параметров, как: количество литологических типов горных пород в разрезе скважины N и количество участков профиля направленной скважины R , оказывающих непосредственное влияние на механическое время бурения показана на рис. 2.

Таблица 1 – Исходные данные для определения технологического коэффициента β_1 , учитывающего глубину нефтяной скважины.

Интервал бурения, м	Время мех. бурения 1 м интервала, час.	Время мех. бурения интервала, час.	Время мех. бурения по глубине скважины, час.	Коэффициент β_1
0-110	0,12	0,12x110=13,2	13,2	0,023
110-1300	0,16	0,16x1190=190,4	203,6	0,370
1300-2150	0,2	0,2x850=170	373,6	0,679
2150-2520	0,25	0,25x370=92,5	466,1	0,847
2520-2800	0,3	0,3x280=84	550,1	1,0
2800-3400	0,4	0,4x600=240	790,1	1,436
3400-3800	0,5	0,5x400=200	990,1	1,799
3800-4100	0,5	0,5x300=150	1140,1	2,072
4100 - 4400	0,6	0,6x300=180	1320,1	2,399

Аппроксимация расчетных значений коэффициентов позволила получить расчетную математическую модель КТС направленной скважины (3).

$$S_{KT} = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 \cdot \beta_3 = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot (6 \cdot 10^{-8} \cdot H^2 + 0,0001 \cdot H) \cdot (0,01 \cdot R^2 + 0,1 \cdot R) \cdot (0,11 \cdot N^2 + 0,1 \cdot N), \quad (3)$$

В качестве исходных данных для расчета численного значения КТС скважины используются: H – глубина скважины, м; R – количество литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины, показатели буримости которых одинаковы или близки, шт.; N – количество интервалов профиля скважины с неизменной интенсивностью искривления, шт.

Сравнительный анализ себестоимости бурения скважин с использованием обобщённого показателя КТС, рис. 3 показывает, что с увеличением КТС (изменении глубины, литологии и профиля скважины), затраты на бурение, при использовании БУ с меньшей арендной ставкой растут более интенсивно, чем при использовании многофункциональных и более дорогих БУ. Точка C пересечения кривых определяет равенство удельных приведенных затрат.

Таким образом минимальная суточная ставка не всегда означает наиболее эффективный вариант эксплуатации БУ, соответствующий минимальным затратам на бурение скважины. Многофункциональные дорогостоящие БУ эффективны при строительстве нефтяных скважин с высокой КТС, для скважин с меньшей КТС, такие установки использовать экономически нецелесообразно.

Данное утверждение позволяет определить оптимальные границы применения БУ различных ценовых категорий. Так, для скважин с расчетной КТС $< C$, оптимальным вариантом будет использование БУ с минимальной суточной ставкой, для скважин с КТС $> C$ предпочтительно применение многоцелевых универсальных БУ, позволяющим сократить время буровых работ при больших глубинах скважин.

Выявленная эмпирическим путем зависимость, между себестоимостью эксплуатации БУ и обобщенным показателем КТС получена на основе ограниченной выборки установок и не может быть распространена на другие типы БУ. Соответственно, вывод об оптимальном применении БУ, отличающейся техническими характеристиками будет не обоснован. Информация, полученная в ходе исследования, является недостаточно определенной для того, чтобы быть выраженной математическими зависимостями.

Недостаточность и неопределенность знаний об исследуемой системе могут быть компенсированы применением теории нечетких моделей [11-13], когда получение требуемой информации является сложной, трудоемкой, дорогостоящей или вовсе невозможной задачей. Нечеткие продукционные модели (Rule-Based Fuzzy Models/Systems) являются наиболее общим видом нечетких моделей, используемых для описания, анализа и моделирования сложных слабоформализуемых систем и процессов. Для построения которой определены следующие ее компоненты:

- способ (схема) нечеткого вывода заключений
- база нечетких продукционных правил
- процедура введения нечеткости (fuzzification)
- процедура агрегирования (aggregation)
- процедура активизации (activation)

Описаны лингвистические переменные и определены нечеткие логические выводы (термы) для оценки применения данной БУ в конкретных горно-геологических условиях «НЕЦЕЛЕСООБРАЗНО, УДОВЛЕТВОРИТЕЛЬНО, ОПТИМАЛЬНО».

Решение задачи оптимального выбора БУ с использованием аппарата нечеткой логики, реализовано в ПО для расчета относительного показателя целесообразности применения БУ для строительства нефтяных скважин, рис. 4. (*Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2013614122. Расчет относительного показателя целесообразности применения парка буровых установок в зависимости от горно-геологических условий строительства нефтяных скважин*).

Выводы

В статье представлен новый предметно-ориентированный подход к моделированию технологического процесса строительства нефтяных и газовых скважин:

1) Введено новое понятие и разработана модель конструктивно-технологической сложности нефтяной скважины, на основании численного значения которой, возможно осуществлять технико-экономическое моделирование различных вариантов применения буровых установок и их сравнение для локальных условий бурения.

2) Показано, что экономическая оценка эффективности применения БУ должна выполняться с учетом соотношения функциональной структуры установки конструктивно-технологическим особенностям бурения скважин.

3) На основе экспериментального исследования, установлено влияние количества функций, реализуемых БУ на технико-экономическую эффективность их применения в различных горно-геологических условиях бурения скважин. С использованием функционально-стоимостного анализа подтверждено, что при бурении скважин в сложных горно-геологических условиях применение БУ с комплексной автоматизацией процесса бурения, расширенным набором функциональных блоков обеспечивает снижение расходов на эксплуатацию бурового оборудования.

4) Согласно предложенной математической модели разработан и реализован алгоритм построения диалоговой подсистемы на базе нечеткой логики для исследования применимости парка БУ условиям бурения скважин.

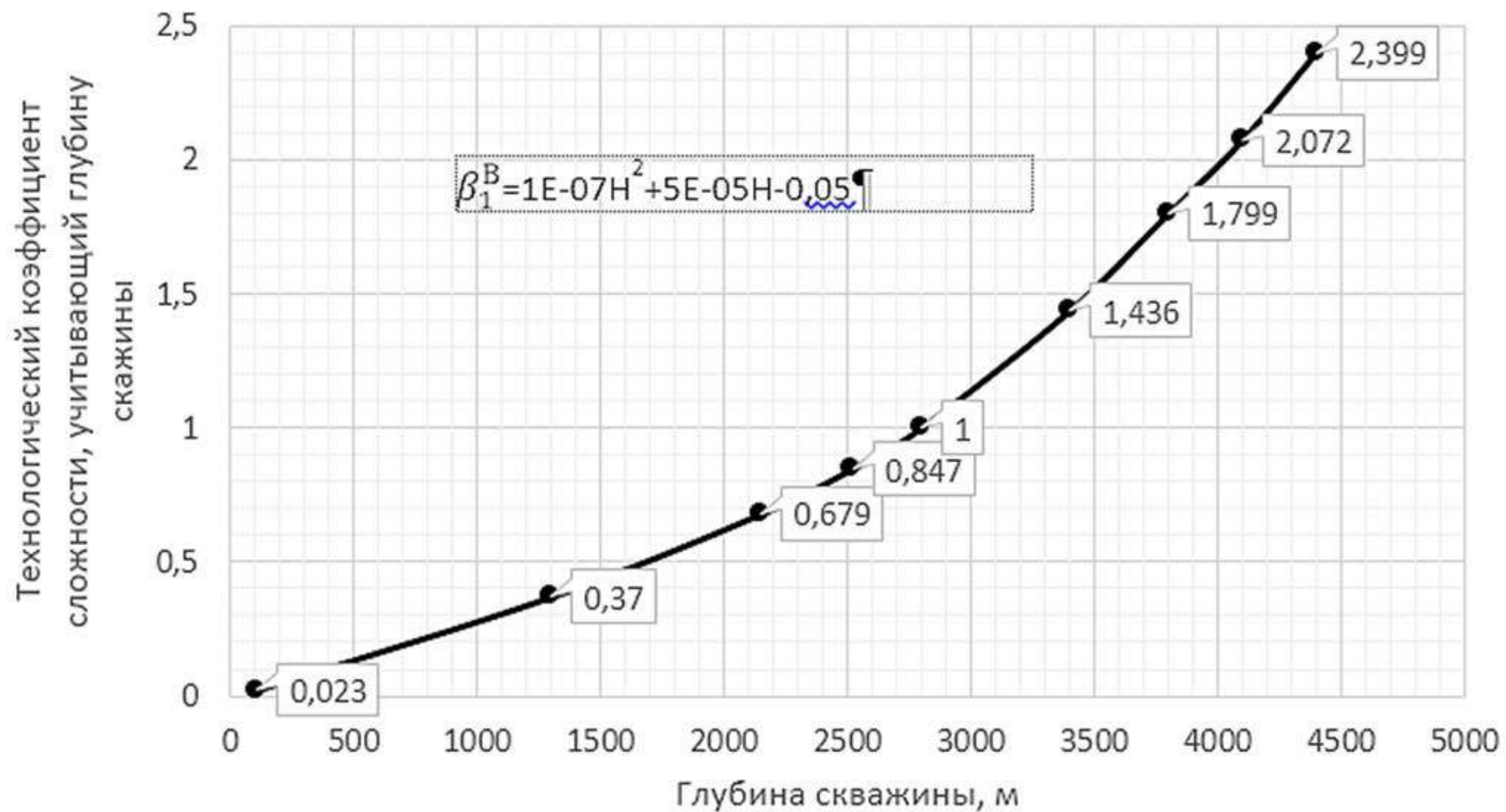


Рисунок 1 – График изменения технологического коэффициента β_1 , от глубины H вертикальной нефтяной скважины.

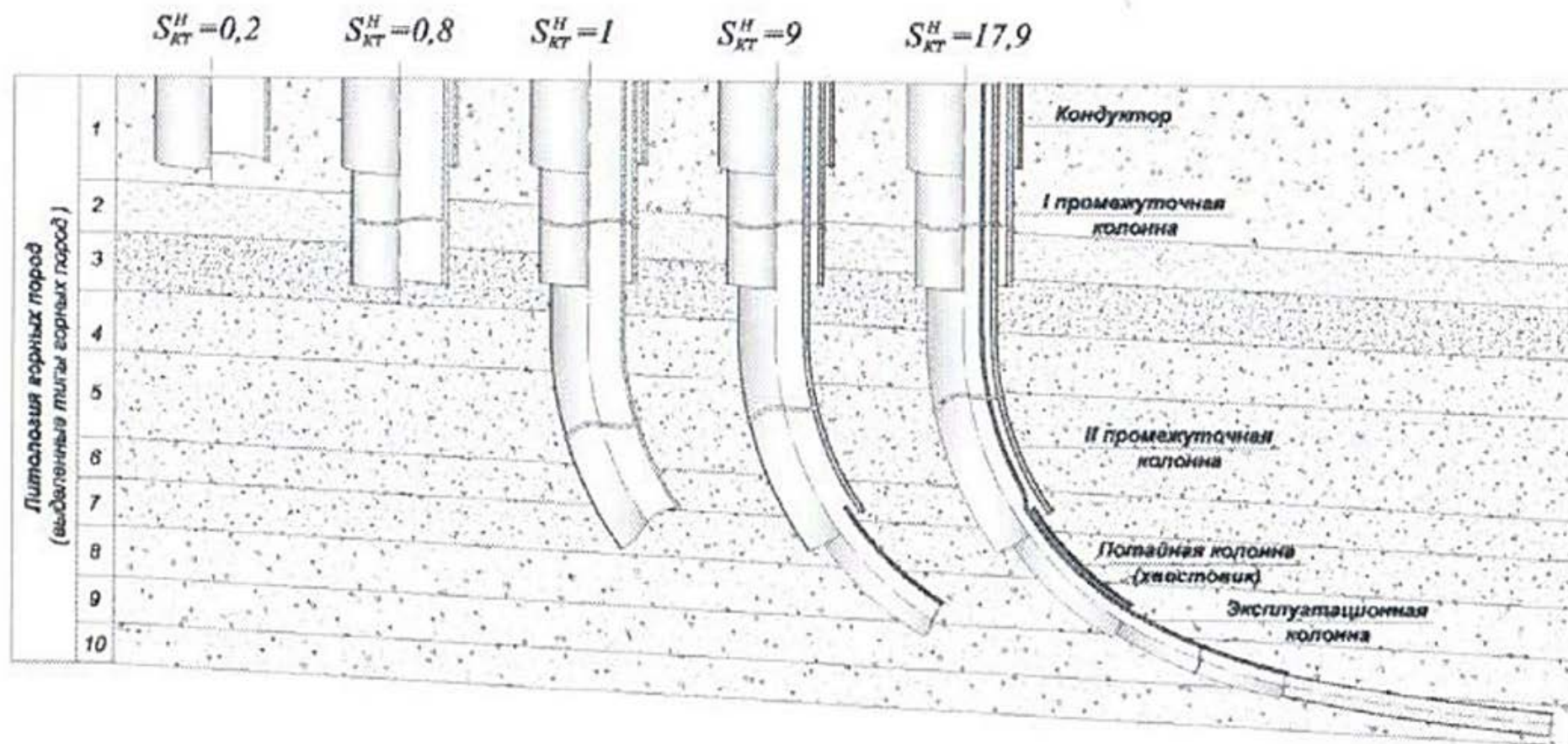


Рисунок 2 – Изменение КТС направленной скважины в процессе ее строительства.

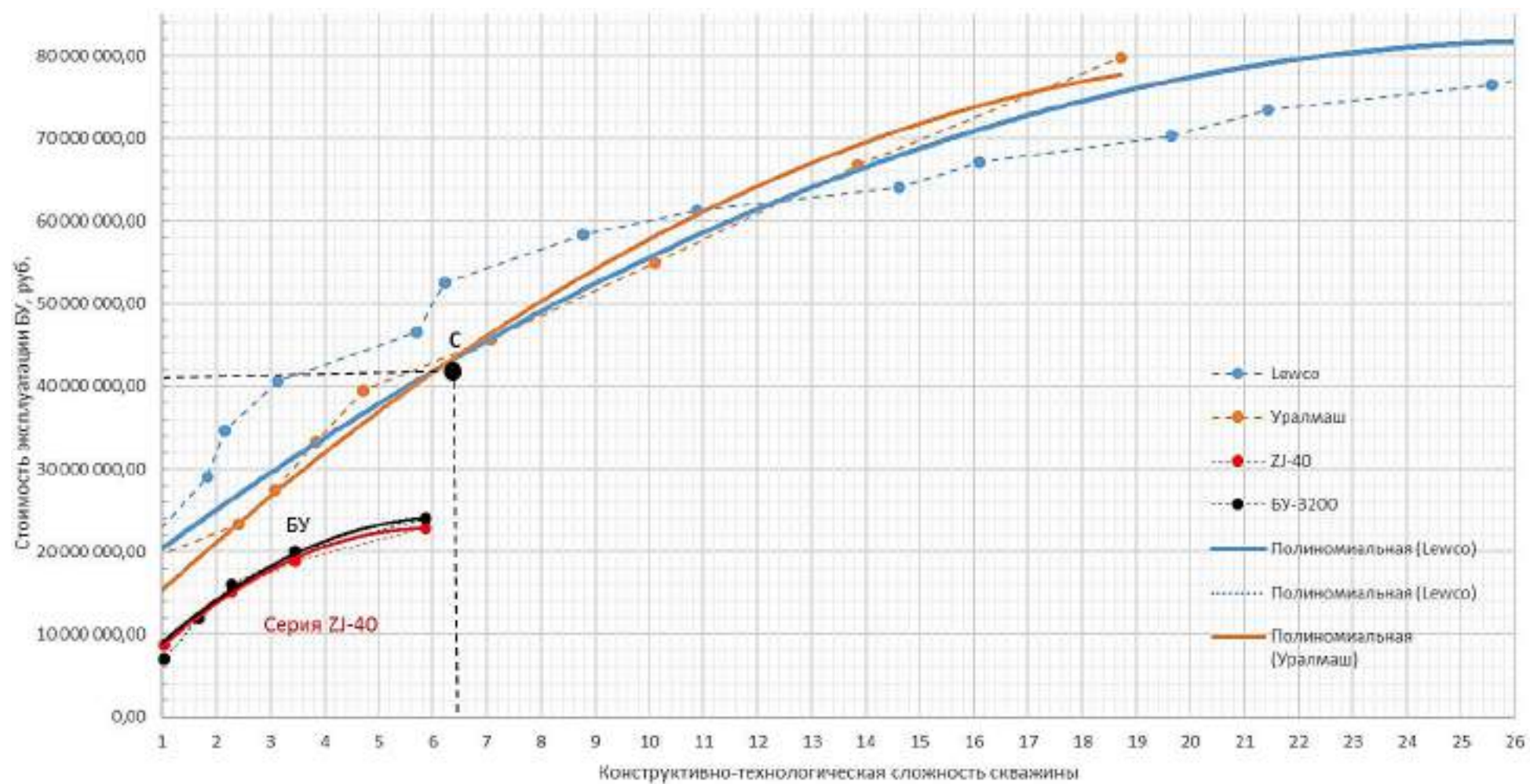


Рисунок 3 – Сравнительная себестоимость эксплуатации различных типов БУ на основе обобщенного показателя КТС.

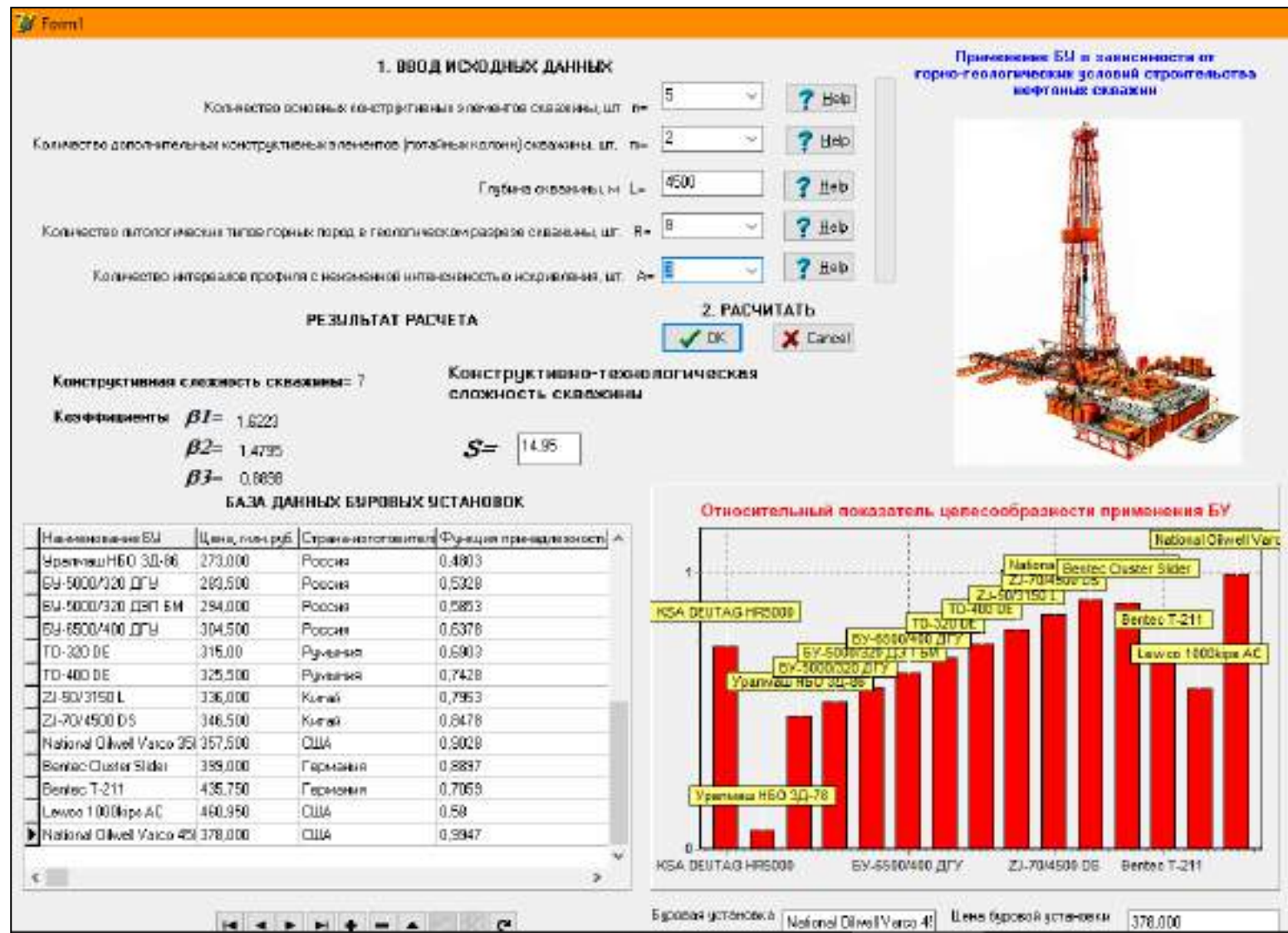


Рисунок 4 - Интерфейс программы для ЭВМ «Целесообразность применения парка БУ в зависимости от горно-геологических условий строительства нефтяных скважин»

Библиографический список:

1. Андреев, Е. Б. Технические средства систем управления технологическими процессами нефтяной и газовой промышленности / Е. Б. Андреев, В. Е. Попадько ; РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина. - М. : Нефть и газ, 2005. – 270 с.
2. Р. Лорд Буровые установки и оборудование для буровой площадки. Новые установки // Нефтегазовые технологии. – 2007 - № 4 – С. 42 - 61.Р.
3. АО «РИТЭК» ТПП «Волгограднефтегаз» // Информационный мониторинг строительства скважин. Геолого-технологические исследования на Северо-Алексеевском месторождении Волгоградской области. – Волгоград, 2019.
4. Степин Ю.П. Компьютерная поддержка формирования, многокритериального ранжирования и оптимизации управленческих решений в нефтегазовой отрасли / Ю.П. Степин. - М. : Недра, 2016. - 421 с.
5. Близнюков В.Ю. Методика построения классификационного разреза типового месторождения региона для проектного и оперативного выбора конструкций скважин // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. науч.-техн. журн. – М.: ОАО «ВНИИОЭНГ» – 2005. - № 2. – с. 61-69.
6. Близнюков В.Ю. Классификационный и вариантный геолого-технологические разрезы месторождения как основа проектирования конструкций поисково-разведочных скважин / В.Ю. Близнюков, А.С. Повалихин// Инженер-нефтяник. науч.-техн. журн. – М.: – 2017. - № 3. – с. 12-22.
7. Близнюков В.Ю. Классификация геологического разреза по условиям бурения его интервалов при проектировании рациональной конструкции поисково-разведочных скважин на месторождениях со сложными горно-геологическими условиями /В.Ю. Близнюков, А.С. Повалихин// Инженер-нефтяник. науч.-техн. журн. – М.: – 2016. - № 4. – с. 17-25.
8. Близнюков В.Ю. Селективное управление бурильной колонной при проводке горизонтальной скважины ТНЖ /В.Ю. Близнюков, А.С. Повалихин// Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море - науч.-техн. журн. – М.: – 2019. - № 5. – с. 5-10.
9. Шмелев, В. А. Оптимизация затрат при использовании буровых установок для строительства нефтяных скважин / В. А. Шмелев, А. И. Сухарьков // Нефтяное хозяйство. – 2015. - №1. – С. 38-40.
10. Shmelev, V. A. Decision support system for the selection of drilling rigs (статья) / V. A. Shmelev, Y. P. Serdobintsev // World Oil. - 2011. – Vol. 232, № 10. – Mode of access: <http://208.88.130.69/October-2011-Decision-support-system-for-the-selection-of-drilling-rigs.html>.
11. Прикладные нечеткие системы: пер. с япон. Ю.Н.Чернышева / под ред. Т. Тэрано и др. - М.: Мир, 2008. - 368 с.
12. Степин Ю.П. Методы и модели автоматизации управления обслуживанием нефтегазовых технологических процессов и производств: На примере промысловых геофизических и ремонтных работ в добыче и транспорте нефти и газа: дис. д-ра техн. наук : 05.13.07 / Степин Юрий Петрович; РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. - Москва, 1998. - 363 с.
13. Степин Ю.П. Проектирование автоматизированных систем управления производством в нефтяной и газовой промышленности" / Ю.П. Степин. - М. : Недра, 2021. - 340 с.

УДК 622.56:621.695

Система автоматизированного проектирования многоступенчатых газлифтов для нефтяных скважин

Хозяинов В. П., Дубовец А. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Одним из технически перспективных направлений транспортировки нефти на дневную поверхность, при завершающем этапе эксплуатации скважин, является газлифт. Необходимость применения газлифтных подъемников в нефтедобывающей промышленности, обусловлена высокой надежностью, простотой обслуживания и возможностью транспортировки нефти с

твердыми составляющими, в виде песка из мелких фракций породы, попавшей туда из забойного пространства скважины.

Исторически сложилось, что газожидкостные подъемники типа газлифт считаются малоэффективными. Использование их для транспортировки жидкостей и гидросмесей носит ограниченный характер из-за больших энергзатрат.

В настоящее время в связи с проведенными исследованиями и разработкой новых типов конструкций газожидкостных подъемников, предполагается возможным вместо погружных насосов, применить многоступенчатые газлифты.

Конструкция многоступенчатого газлифта имеет рабочие полости, компактно расположенные в едином трубопроводе.



Рисунки 1 – 4.

На рисунках 1-4 показаны сечения многоступенчатого газлифта: камера смесителя первой ступени и газопровод (рис.1); сечение второй ступени. Показана вторая камера смесителя и газопровод первой и второй камеры (рис.2); промежуточное сечение последней ступени газлифта (рис.3); сечение последней ступени на выходе из газлифта (рис.4).

В статье представлен интерфейс системы автоматизированного проектирования многоступенчатых газлифтов (табл.1) для нефтяных скважин.

С помощью системы определяются технологические параметры, вычисляются конструктивные размеры установки. Выбираются, наиболее благоприятные условия эксплуатации, определяются оптимальные скорости потоков сжатого газа, нефти и эмульсии. На этапе проектирования вычисляются производительность установки, рабочее давление и удельный расход газа.

В программе применены две аналитические модели движения двухфазных сред (1) и (2). Основой первой модели (1) является уравнение баланса энергии потоков, для эрлифта, при динамическом давлении P_D в камере смесителя.

$$P_D = \frac{v_{вод}^2 \cdot \rho_{вод}}{2} = \frac{v_{вз}^2 \cdot \rho_{вз} \cdot K}{2} = \frac{v_{вод} \cdot v_{см} \cdot \rho_{см}}{2}; \quad (1)$$

где $P_D = P_{вод} - P_{см}$ – разность давлений в камере смесителя (динамическое давление), Па; $P_{вод}$ – давление водного столба (см. рис.1 точки AB), Па; $P_{см}$ – давление столба смеси (см. рис.1 точки AC), Па; $v_{вод} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{вод}}}$ – скорость потока воды в трубопроводе, м/с; $K = \frac{P_{вод}}{P_a} + 1$ – коэффициент сжимаемости воздуха; P_a – атмосферное давление, (Па); g – ускорение свободного падения, м/с²; $\rho_{вод}, \rho_{вз}$ – плотность воды и воздуха, кг/м³; $v_{вз} = \sqrt{\frac{2P_D}{\rho_{вз} \cdot K}}$ – скорость сжатого воздуха, м/с; $\rho_{см} = nZ\rho_{вод}$ – плотность смеси, кг/м³; $n = \frac{S_{вод}}{S_{вз}}$ – отношение площадей сечений трубопроводов

воды и воздуха; $Z = \frac{v_{вд.}}{v_{вз.}}$ – соотношение скоростей потоков воды и воздуха; $v_{см.} = \frac{v_{вд.} \rho_{вд.}}{\rho_{см.}}$ – скорость водовоздушной смеси, м/с.

Вторая модель (2) создана из уравнений, основанных на втором законе механики и выражающих собой условия равенства кинетических энергий потоков и неразрывности среды. Фактически эти уравнения являются динамической моделью движения потоков с учетом изменения напора в трубопроводах[1].

$$P_{д.} = h_{вд.} \rho_{вд.} \frac{dv_{вд.}}{dt} + \Delta P_{вд.} = L_{вз.} \rho_{вз.} K \frac{dv_{вз.}}{dt} + \Delta P_{вз.} = \frac{v_{вд.} v_{см.} \rho_{см.}}{2}; \quad (2)$$

$$\left(\frac{\rho_{вд.}}{\rho_{см.}} \right)^2 \frac{dv_{вд.}}{dt} = \frac{dv_{см.}}{dt} - \text{ускорение смеси};$$

$$v_{см.} = \sqrt{2 h_{вд.} \frac{dv_{см.}}{dt}} - \text{скорость смеси в подъёмном трубопроводе},$$

где $h_{вд.}$ – длина трубопровода воды, м; $\frac{dv_{вд.}}{dt}, \frac{dv_{вз.}}{dt}$ – ускорение потоков воды и воздуха, м/с²; $\Delta P_{вд.}, \Delta P_{вз.}$ – потери давления воды и сжатого воздуха при движении потока в трубопроводе, Па; $L_{вз.}$ – длина трубопровода сжатого воздуха, м;

Модели (1) и (2) дают одинаковые результаты вычислений при определении скорости потоков сжатого газа, нефти и газожидкостной смеси гидроподъемника. Что подтверждает их возможность применения в автоматизированной системе (табл.1) для проектирования многоступенчатого газлифта.

Если сравнить результаты вычислений для двух видов газлифтов, при транспортировке нефти из скважины глубиной 1500м, то многоступенчатая система (табл.1) имеет ряд преимуществ перед газлифтами постоянного и периодического действия (табл.2).

Одним из существенных преимуществ многоступенчатого газлифта является низкое рабочее давление сжатого газа в камере смесителя при малом заглублении, чем у традиционных газлифтов. Из-за этого, давление столба нефти в забойном пространстве, значительно меньше, что способствует увеличению притока нефти из нефтеносных пластов породы. Саморегулируемая система подачи нефти между ступенями происходит автоматически и не требует специального управления потоками. Отсутствие пусковой арматуры и механизмов в трубопроводе повышает надежность установки.

Так как, рабочее давление газа в установке значительно ниже, чем у традиционных газлифтов, возможно применение менее мощных компрессоров, что значительно снизит потребление электроэнергии и повысит рентабельность скважины. Запуск ступеней происходит поочередно с верхнего уровня вслед за падением уровня нефти в скважине. При этом КПД установки составит 0,271 в течение всего цикла откачки, что говорит о более эффективной работе, чем у кольцевого газлифта, где КПД=0,056.

Ожидаемый эффект от применения многоступенчатого газлифта: это отсутствие гидроударов при продувке скважин, максимальное удаление песка из забоя, продление срока службы скважины и уменьшение невосполнимых потерь в виде не добытой нефти, из-за низкой рентабельности скважины и её закрытия. Еще одним преимуществом многоступенчатой системы является то, что при поднятии нефти на поверхность, плотность газожидкостной смеси на много выше, чем у кольцевого газлифта при тех же условиях эксплуатации, так как коэффициент расширения газа в смеси шесть раз меньше.

Таблица 1.

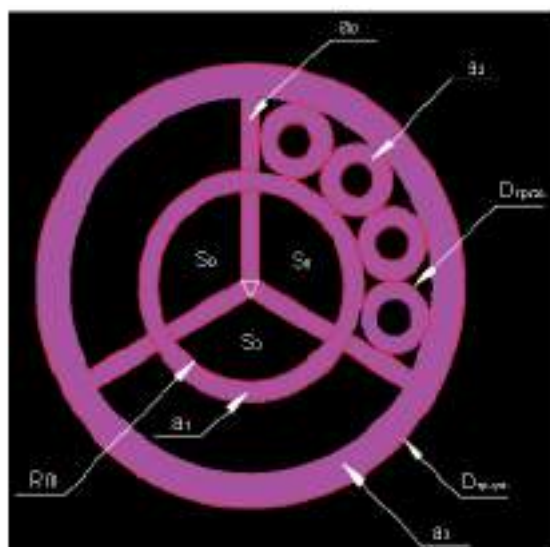
h столба нефти=	75	(м)
g=	9,81	(м/с)
ρ-нефти =	922	(кг/м³)
ρ-газа=	0,72	(кг/м³)
h геод.высота =	150	(м)
Диаметр нефт. трубы =	0,1	(м)

Технические характеристики одной ступени газлифта							
ΔР	геод.высота	Длина трубы	U1-нефти	U2-газа	Uсм min	Uсм средн.	Uсм max
Рв-Рсм	hг	hтр					
Па	м	м	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)
1101,990	150	225	1,55	19,99	2,62	4,65	5,59
Qнефть	Qгаз	Qуд. газ.	Qгаз	Qгаз			
м.куб./час	м.куб./мин		м.куб./с	м.куб./час			
43,69	9,51	13,06	0,16	570,81			

S тр.нефти/n
n=7,6155

Диаметр газопровода (м)=	0,036	(м)
S газопровода (м.кв.)=	0,001	(м²)
S нефт. трубы (м.кв.)=	0,008	(м²)
при K=	5,516	(атм)
k расш=	7,695	

ОДНА СТУПЕНЬ			
А тяж.	ΣА газа	А газа.	ηэ
МДж	МДж	Дж	
59,279	1683,461	2949261,3	0,271



Толщина перегородок a0 =	0,006	(м)
Толщина стенок тр. a1 =	0,006	(м)
Толщина стенок тр. a2 =	0,006	(м)
Толщина стенок тр. a3 =	0,01	(м)

Геометрические размеры многоступенчатого газлифта		
S0 =	0,00785	(м²)
3S0 =	0,02355	(м²)
R0 =	0,09007	(м)
Dтр.газ. =	0,04824	(м)
Dтр.уст. =	0,30861	(м)

МНОГОСТУПЕНЧАТЫЙ ГАЗЛИФТ			
СТУПЕНЬ	1	Общая длина: (м) = 1500	
А тяж.	ΣА газа	А газа.	ηэ
МДж	МДж	Дж	
592,791	16834,614	2949261,3	0,271

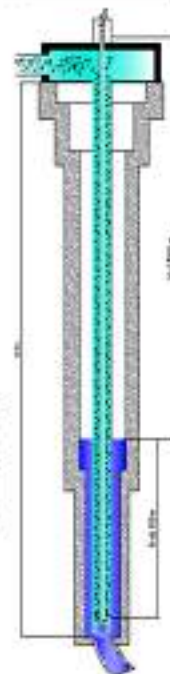
Таблица 2.

Технические характеристики кольцевого газлифта с центральным расположением газопровода							
ΔP	геод. высота	Длина трубы	U1-нефти	U2-газа	Uсм min	Uсм средн.	Uсм max
Рв-Рсн	hг	hтр					
Па	м	м	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)	(м/с)
3233,794	1000	1500	2,85	14,06	4,06	7,95	22,16
Qнефть	Qгаз	Qуд. газ.	Qгаз	Qгаз			
м.куб./час	м.куб./мин		м.куб./с	м.куб./час			
74,85	87,33	70,00	1,46	5239,52			

5 тр. нефти/н
n=3,461

ОДНА СТЕПЕНЬ			
Атяж.	ΣАгаза	Агаза.	пр
МДж	МДж	Дж	
676,983	552514,456	105451291,5	0,056

h столба нефти=	500	(м)
g=	9,81	(м/с)
ρ-нефти=	822	(кг/м³)
ρ-газа=	0,72	(кг/м³)
h геод. высота =	1000	(м)
Диаметр нефт. трубы=	0,1	(м)
Диаметр газопровода (м)=	0,054	(м)
S газопровода (м.кв.)=	0,002	(м²)
S нефт. трубы (м.кв.)=	0,008	(м²)
при K=	32,711	(атм)
k расш=	45,636	



Библиографический список:

1. Александров В.И., Габов В.В., Хозяинов В.П., Научно-аналитический и производственный журнал «Горное оборудование и электромеханика» №9 2013, издательство «Новые технологии», стр.37.

УДК 622.692.4

Оптимизация подходов к моделированию процессов самотечной перекачки нефти в трубопроводных системах

Шаммазов И. А.¹, Борисов А. В.¹, Александрук Б. С.¹, Никитина В. С.²

1 – Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,

г. Санкт-Петербург, Россия

2 – СПб филиал Финансового университета при Правительстве РФ,

г. Санкт-Петербург, Россия

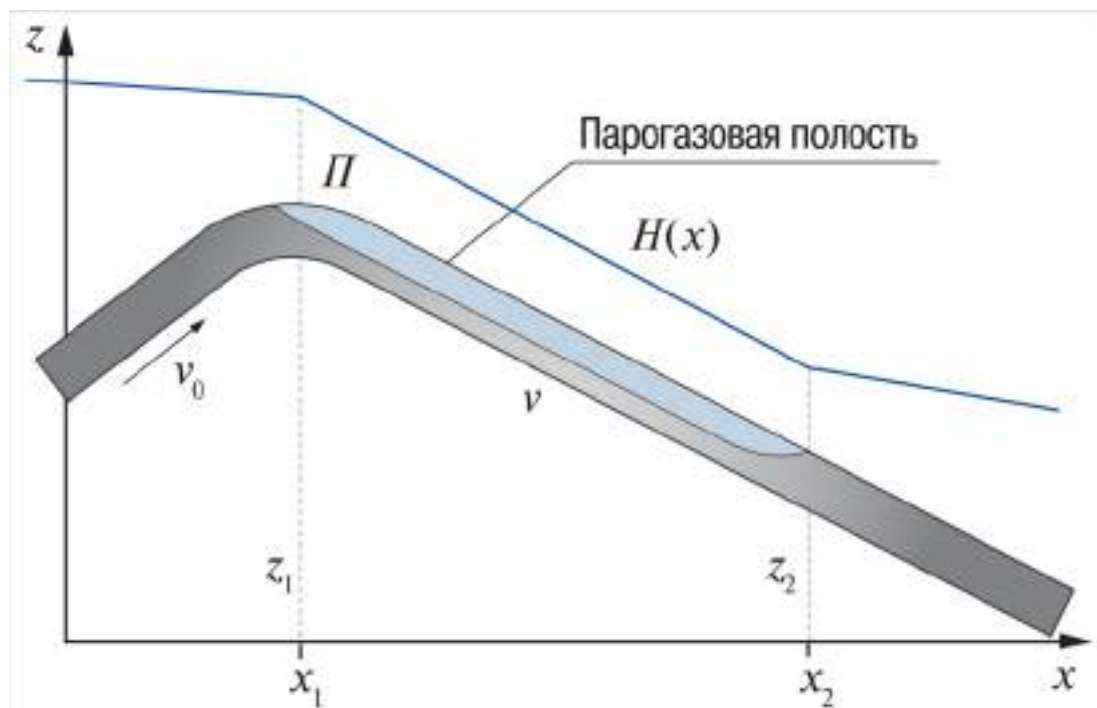
Трубопроводный транспорт нефти – один из ведущих способов транспортировки нефти от объектов добычи и подготовки до промышленных площадок перевалочных пунктов, нефтеперерабатывающих заводов, а также до зарубежных потребителей [1]. Основными преимуществами данного вида транспорта в сравнении с другими основными видами транспорта считаются:

- высокая надежность работы системы;
- высокая пропускная способность;
- прогнозируемость времени поставки.

Вместе с этими явными преимуществами можно определить особенности при использовании данного вида транспортировки нефти:

- высокая металлоемкость трубопроводного проекта;
- ограниченная гибкость поставок;
- повышенные требования промышленной безопасности к опасному производственному объекту [2].

Важной особенностью транспортировки нефти по трубопроводу является то, что на пути трассы нефтепровода возникают так называемые самотечные участки [3].



- П – начальная точка перевалочного участка; $z_{1,2}$ – начало/конец парогазовой области, м;
 $x_{1,2}$ – координата перевалочной точки и начала/конца парогазовой области, м;
 v_0 – скорость течения жидкости до перевалочной точки, м/с;
 v – скорость течения жидкости на самотечном участке, м/с.

Рисунок 1 – Самотечный участок с парогазовой областью.

В планировании поставок нефти трубопроводным транспортом данные участки носят более негативный характер. При эксплуатации данных участков нужно учитывать степень влияния парогазовой области на скорость течения нефти для оптимизации режима перекачки и обеспечения минимального трения продукта [4]. Также важной задачей при эксплуатации самотечных участков является определение коэффициента заполнения трубопровода. Ввиду того, что данные участки бывают осложнены не только парогазовой областью (которая маскирует эффект от утечки или незаконного отбора продукта из нефтепровода), но и утечками и/или незаконными врезками, то становится необходимо предложить решение для определения коэффициента заполнения нефтепровода продуктом [5].

В работе было проведено численное моделирование в ПО Comsol с целью создания модели самотечного участка.

После серии опытов с различными значениями расхода был создан график распределения отношения средней скорости движения жидкости на участках с полным сечением к средней скорости движения жидкости на участках с неполным сечением, что стало первым этапом для определения степени влияния трения на скорость течения продукта на самотечном участке.

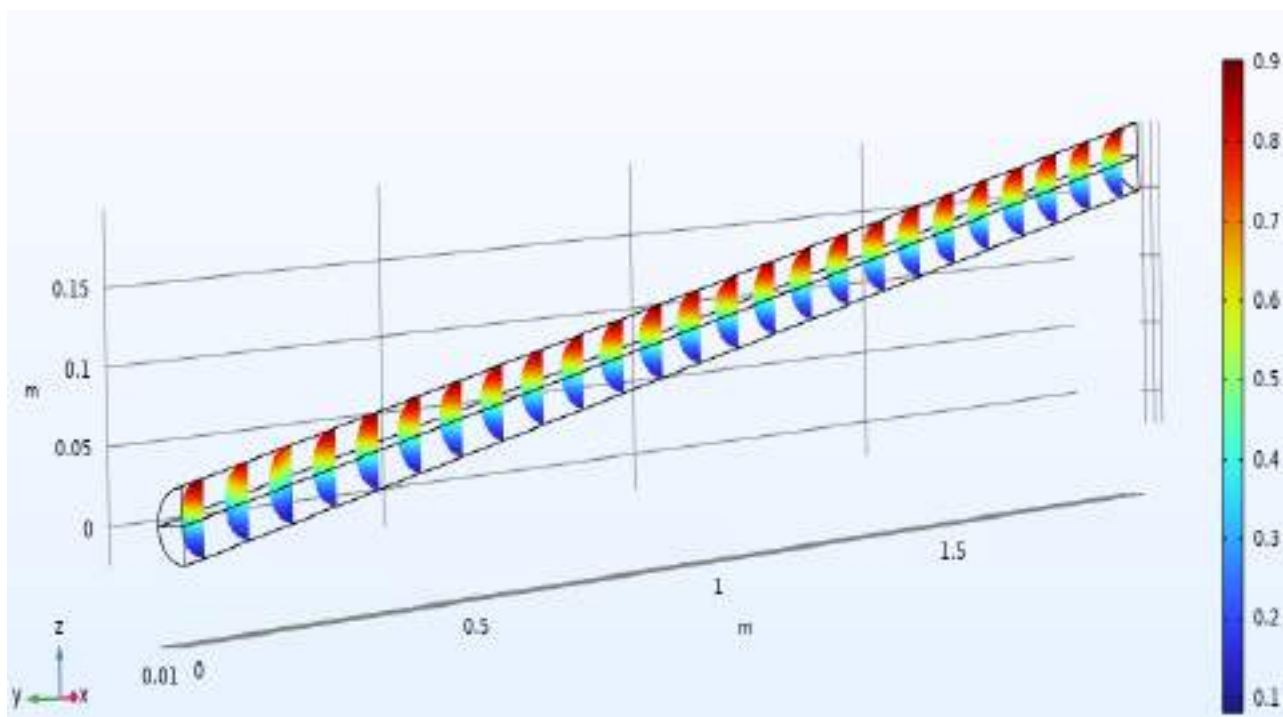


Рисунок 2 – Модель самотечного участка после перевальной точки.

Также, для решения второй задачи по уточнению коэффициента заполнения была создана программа на языке python для определения степени заполнения нефтепровода в режиме реального времени с датчиков. В данный момент программа проходит этап патентования в Горном университете.

По результатам, получаемых с данной программы, можно рассчитывать геометрическую площадь заполнения трубопровода и рассчитывать коэффициент заполнения.

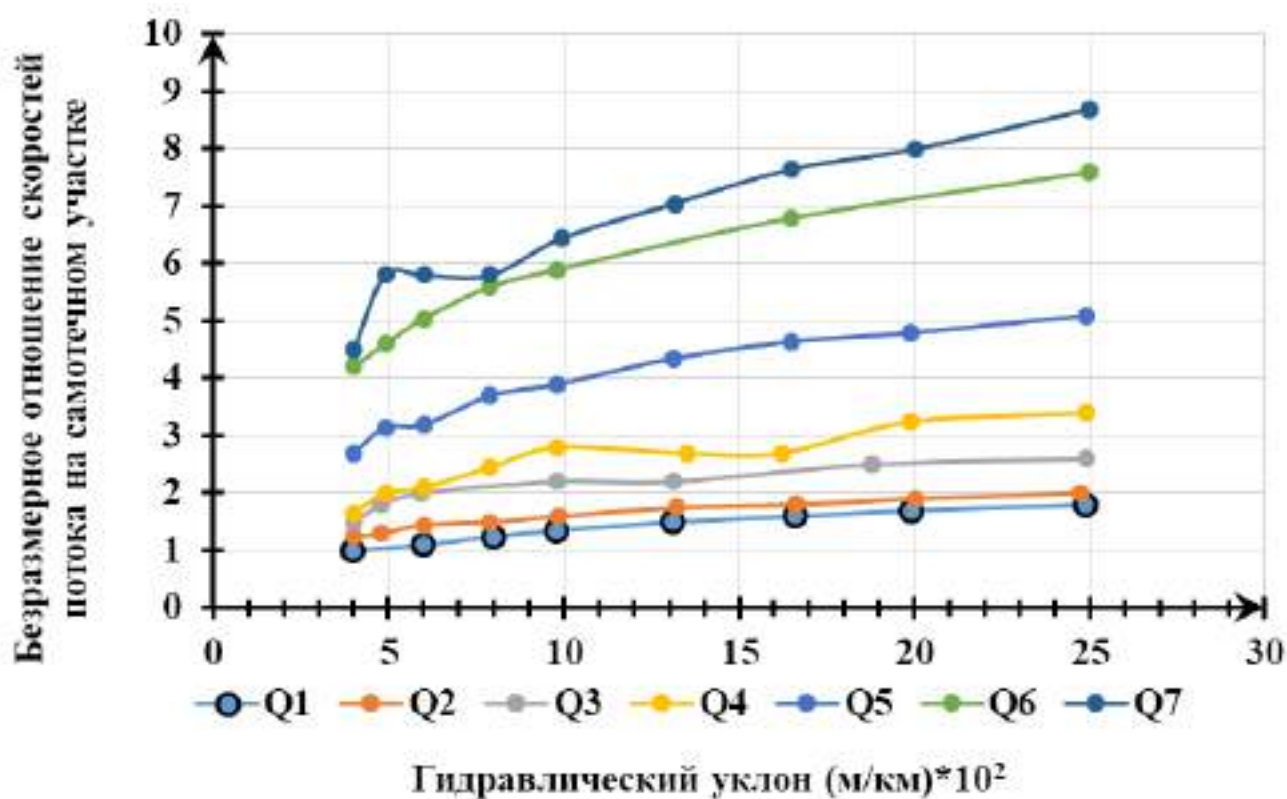
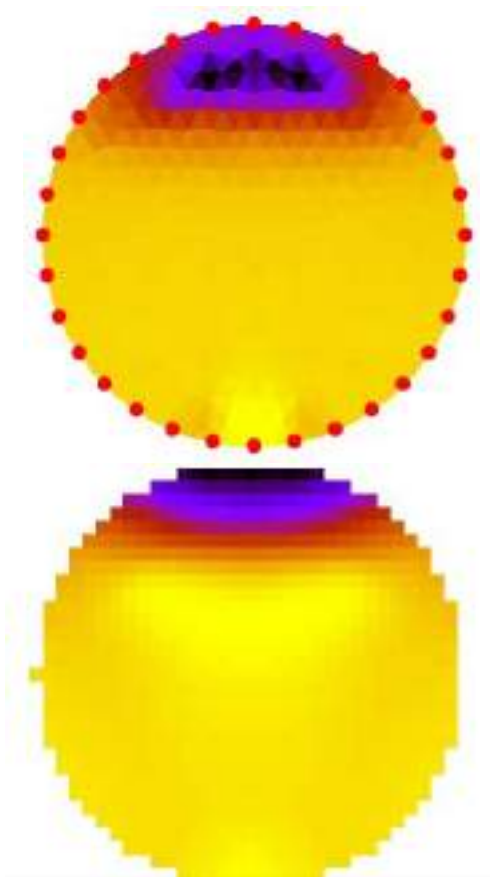


Рисунок 3 – Соотношение скоростей потока на самотечном участке к гидравлическому уклону.



желто-красный цвет – нефть, сине-черная зона – газовое пространство

Рисунок 4 – Графическое отображение степени заполнения трубопровода в поперечном сечении.

В рамках исследований выполнена модель самотечного участка и проведена серия экспериментов методом численного моделирования в ПО Comsol с целью определения степени влияния газовой фазы на параметры перекачки нефти.

Была протестирована работа программы по определению степени заполнения трубопровода.

Библиографический список:

1. Шагиев, Р. Г. Течение неньютоновской степенной нефти на самотечных участках нефтепроводов с неполным занятым сечением / Р. Г. Шагиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2009. – № 4(78). – С. 42-44. – EDN KZDHGN
2. Новаковский, А. Ю. Заполнение самотечных участков магистральных нефтепроводов / А. Ю. Новаковский, Я. Э. Климавичус // Экология и безопасность жизнедеятельности : сборник статей XX Международной научно-практической конференции, Пенза, 14–15 декабря 2020 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2020. – С. 159-162. – EDN OBSMBQ.
3. Лурье, М. В. Метод расчета переходных процессов в нефтепроводах с возможным образованием и исчезновением парогазовых полостей / М. В. Лурье // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 4. – С. 58-63. – EDN OJXWVP.
4. Новаковский, А. Ю. Заполнение самотечных участков магистральных нефтепроводов / А. Ю. Новаковский, Я. Э. Климавичус // Экология и безопасность жизнедеятельности : сборник статей XX Международной научно-практической конференции, Пенза, 14–15 декабря 2020 года. – Пенза: Пензенский государственный аграрный университет, 2020. – С. 159-162. – EDN OBSMBQ;
5. Шагиев, Р. Г. Заполнение самотечных участков рельефных нефтепроводов с неполным занятым сечением с целью пропуска внутритрубных инспекционных приборов / Р. Г. Шагиев // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2011. – № 1(83). – С. 92-100. – EDN NDSOFB.

Наилучшее приближение для плотности распределения Шамперноуна с нулевым параметром лямбда

Пастухов Ю. Ф.¹, Пастухов Д. Ф.¹, Чернов С. В.², Пастухов А. Ю.³, Волосова А. К.⁴, Волосов К. А.⁴,
Волосова Н. К.⁵

1 - Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой, г. Полоцк, Беларусь

2 - «Конструкторское бюро «Дисплей», г. Витебск, Беларусь

3 - Витебский государственный университет имени П.М. Машерова, г. Витебск, Беларусь

4 - МИИТ, г. Москва, Россия

5 - МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва, Россия

Аннотация. Представлен метод нахождения наилучшего приближения плотности распределения Шамперноуна ступенчатыми функциями на заданном интервале. Применен алгоритм квантования плотности распределения Шамперноуна в пространстве функций-ступенек на заданном отрезке.

Abstract. A method is presented for finding the best approximation of the Champernowne distribution density by stepwise functions over a given interval. The algorithm of quantization of the Champernowne distribution density in the space of step functions on a given segment is applied.

Ключевые слова: экстремальное значение функции, точки экстремума функции, система уравнений для нахождения экстремума функции, интегральные уравнения, алгоритмы сжатия графических данных, численные методы анализа, автоматика, цифровая обработка данных, математические методы обработки информации, наилучшее приближение функции в метрических и нормированных пространствах, разностные уравнения, стационарные точки, минимальное значение функции, интегральные уравнения, вычисление определенного интеграла с двенадцатым порядком погрешности.

Keywords: the extreme value of the function, the extremum points of the function, the system of equations for finding the extremum of the function, integral equations, algorithms for compressing graphical data, numerical methods of analysis, automation, digital data processing, mathematical methods of information processing, the best approximation of the function in metric and normalized spaces, difference equations, stationary points, the minimum value of the function, integral equations, calculation of a definite integral with the twelfth order of error.

1. Введение

В работе использован алгоритм нахождения наилучшего приближения плотности распределения Шамперноуна ступенчатыми функциями на заданном отрезке, в качестве расстояния использовалась метрика квадратичного отклонения.

2. Квантование функции плотности распределения Шамперноуна в метрике квадратичного отклонения

Определение. Пусть $m \in N$. Функция $f_m : [a, b] \rightarrow R(a < b)$ называется m -кусочно-постоянной на $[a, b]$, если $\exists x_1 < x_2 < \dots < x_{m-1}$ такие что:

$$x_0 = a < x_1 < x_2 < \dots < x_{m-1} < b = x_m,$$

$$f_m(x) = y_i = \text{const} \quad \forall x \in (x_{i-1}, x_i), f_m(x_i) = y_i, f_m(x_{i+1}) = y_{i+1} \quad y_i \neq y_{i+1}, \quad \forall i = \overline{1, m-1}.$$

Для множества m -ступенчатых функций (m -уровней) $f_m : [a, b] \rightarrow R(a < b)$ введем обозначение $S_m[a, b]$.

Пусть $f : [a, b] \rightarrow \mathfrak{R}$, $f \in C^2[a, b]$, $f'(x) < 0 \quad \forall x \in [a, b]$, $m \in N$. Для получения минимума ошибки отклонения нужно в пространстве m -ступенчатых функций вычислить наилучшее

приближение $h_m : [a, b] \rightarrow R$ функции $f : [a, b] \rightarrow \mathfrak{R}$ в метрике квадратичного отклонения, такое что $dist = \|f - h_m\|_{C^2_{[a,b]}} = \min_{f_m \in S_m[a,b]} \|f - f_m\|_{C^2_{[a,b]}}$. Тогда, расстояние оценивается как:

$$dist = \|f - h_m\|_{C^2_{[a,b]}} = \sqrt{\int_a^b (f(x) - h_m(x))^2 dx} = \min_{f_m \in S_m[a,b]} \sqrt{\int_a^b (f(x) - f_m(x))^2 dx} = \min_{f_m \in S_m[a,b]} \|f - f_m\|_{C^2_{[a,b]}} \quad (1)$$

Пусть ступенчатая функция $h_m(x) = y_k$ равна константе на отрезке $x \in (x_{k-1}, x_k)$, $k = \overline{1, m}$, при этом функция ошибки

$$G(x_1, \dots, x_{m-1}, y_1, \dots, y_m) = \sum_{k=1}^m \int_{x_{k-1}}^{x_k} (f(x) - y_k)^2 dx \quad (2)$$

описывает квадрат отклонения ступенчатой функции $h_m : [a, b] \rightarrow R$ от функции распределения $f : [a, b] \rightarrow \mathfrak{R}$.

Для $n+1$ ненулевой ступени система для условия экстремума примет вид :

$$\begin{cases} f(B_i) = \frac{1}{2}(C_i + C_{i+1}), i = \overline{1, n} \\ \int_{B_{j-1}}^{B_j} f(x) dx = C_j(B_j - B_{j-1}), j = \overline{1, n+1} \end{cases} \quad (3)$$

То есть (3) содержит $2n+1$ уравнений и $2n+1$ неизвестных.

На рисунках ниже представлены примеры квантования функции плотности распределения Шамперноуна

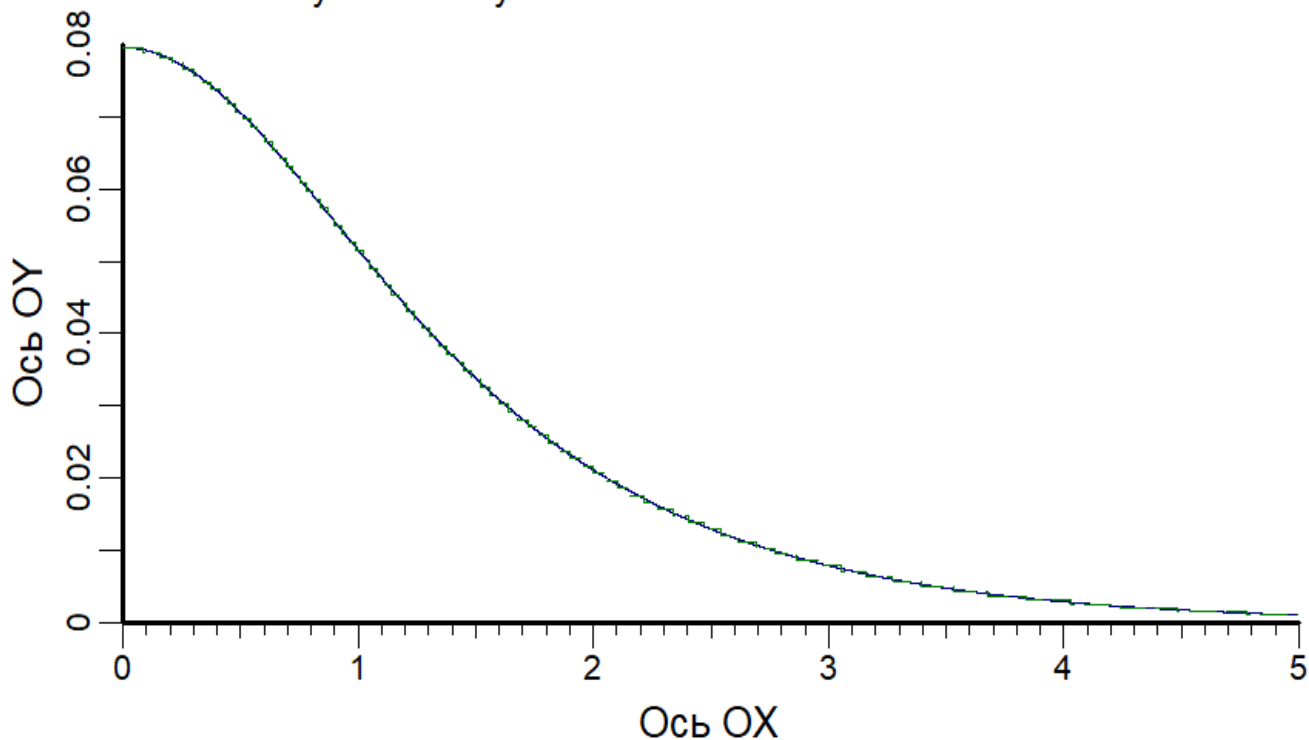
$$y = f(x, \alpha, \lambda, x_0) = \frac{n}{\cosh(\alpha(x - x_0)) + \lambda} \quad \text{при } \alpha = 1, \lambda = x_0 = 0 \quad y = f(x, \alpha = 1, \lambda = 0, x_0 = 0) = \frac{1}{4\pi * \cosh(x)}$$

Ниже на рисунке приведен пример работы программы для определения уровней приближения функции плотности Шамперноуна с 0-ым параметром лямбда для числа ступеней равного $m=10$ (соответственно уровней будет 20)

```
Начало работы программы:
Время :   год:2023   мес:4   дней:19   час:17   мин:3   сек:49 .
Прогресс: 100.0000 % Осталось: сут: 0   час: 0   мин: 0   секунд: 0 .
Время :   год:2023   мес:4   дней:19   час:17   мин:4   сек:1 .
Оценка приближения к решению = 2.089822069136863E-005
Вывод уровней квантования :
X(      1  ) = 1.188348993212966E-008
X(      2  ) = 0.335000000000000
X(      3  ) = 0.485284677498974
X(      4  ) = 0.626125000000024
X(      5  ) = 0.754048873057924
X(      6  ) = 0.880375000000109
X(      7  ) = 1.00657792326874
X(      8  ) = 1.13400000000007
X(      9  ) = 1.26813098952817
X(     10  ) = 1.40562499999992
X(     11  ) = 1.55651284050480
X(     12  ) = 1.71324999999975
X(     13  ) = 1.89273288836974
X(     14  ) = 2.08199999999969
X(     15  ) = 2.31066772541131
X(     16  ) = 2.55700000000028
X(     17  ) = 2.88071271916505
X(     18  ) = 3.24275000000111
X(     19  ) = 3.81282640935227
X(     20  ) = 4.51587500000084
Ошибка(квадрат расстояния)-интеграл квадрата разности f(x) и ступенчатой функции
= 2.089822069136863E-005
Расстояние = 4.571457173743252E-003
```


Ниже представлены графические результаты работы программы для количества ступеней равного 5,10,20,40,80,160(и расстояния в среднеквадратичной метрике)

Ненулевых ступеней: 80 Расстояние=0.00056



Ненулевых ступеней: 160 Расстояние=0.00032

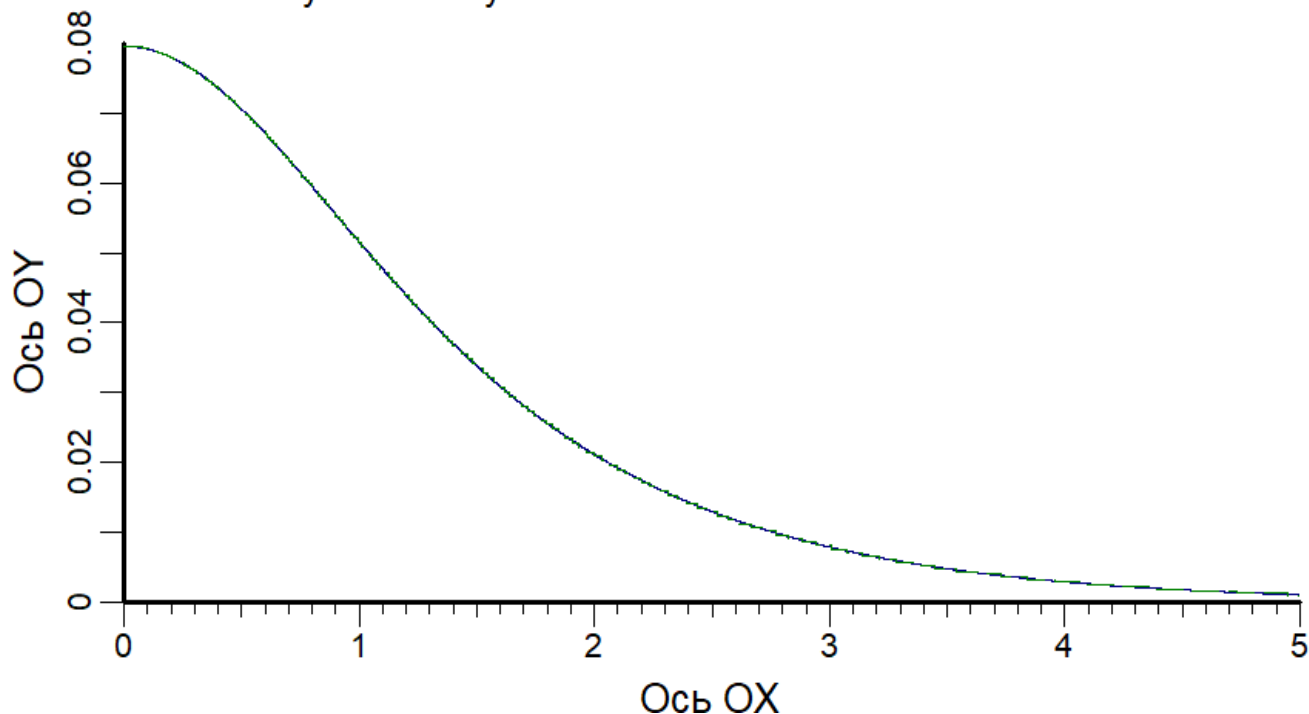


Рисунок 1 - Результат для уровней квантования: а) для $m=80$; б) для $m=160$.

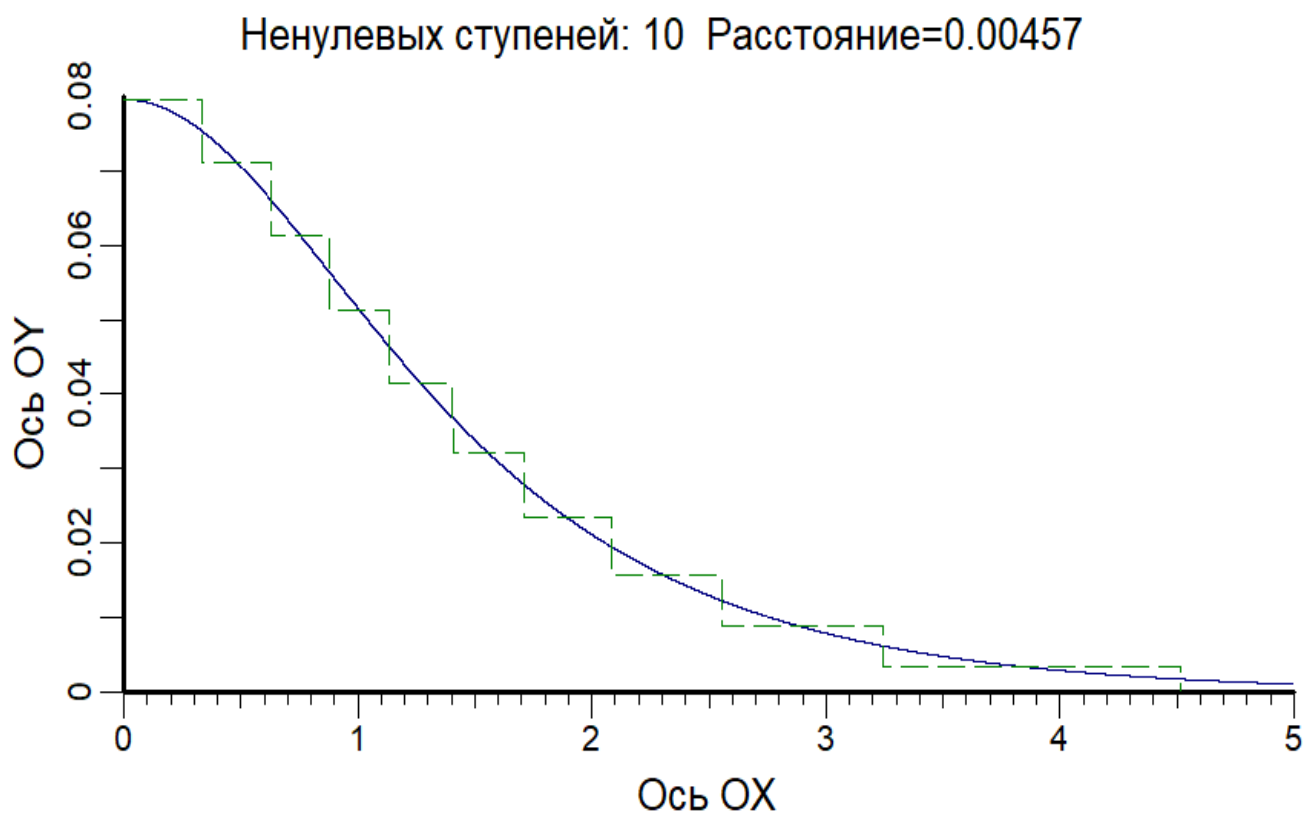
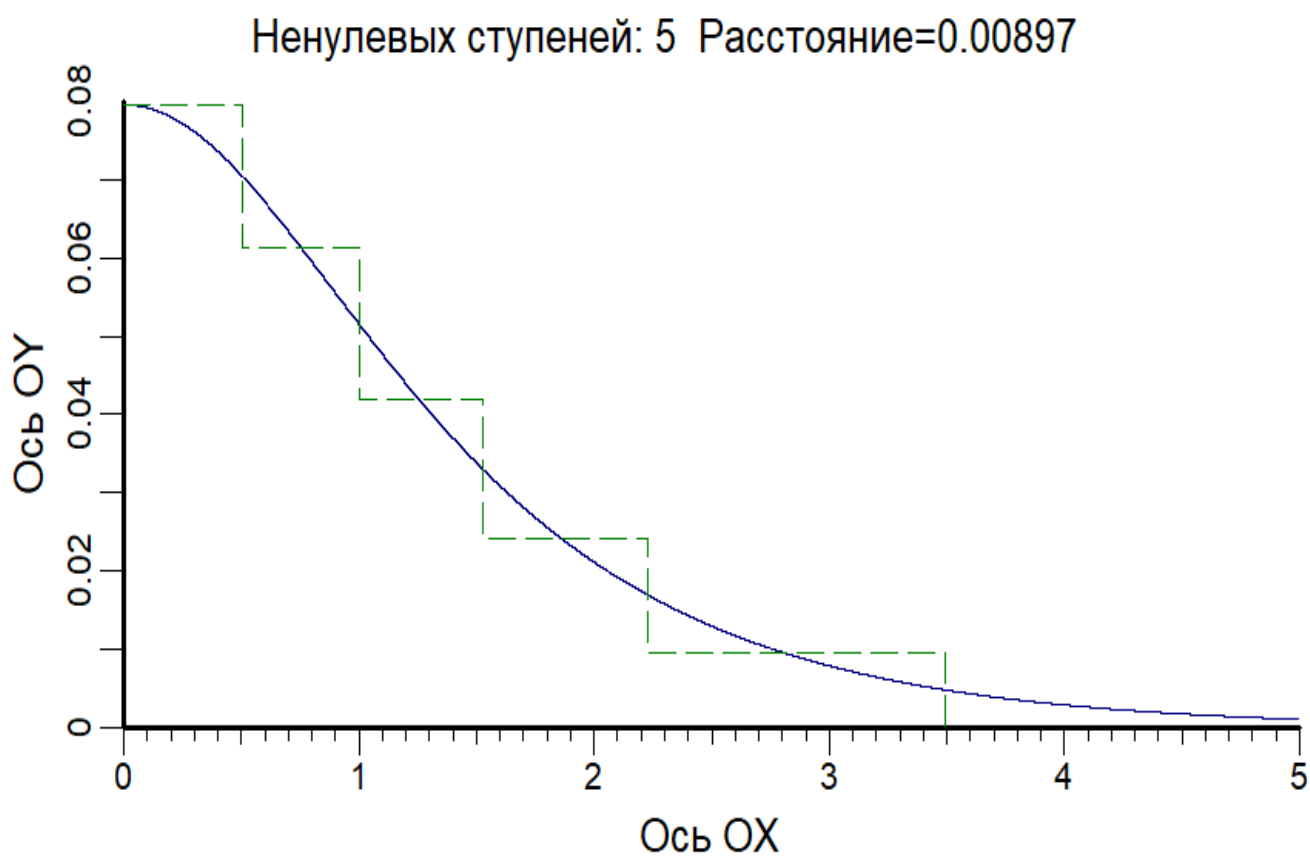


Рисунок 2 - Результат получения уровней квантования: а) для $m=5$; б) для $m=10$.

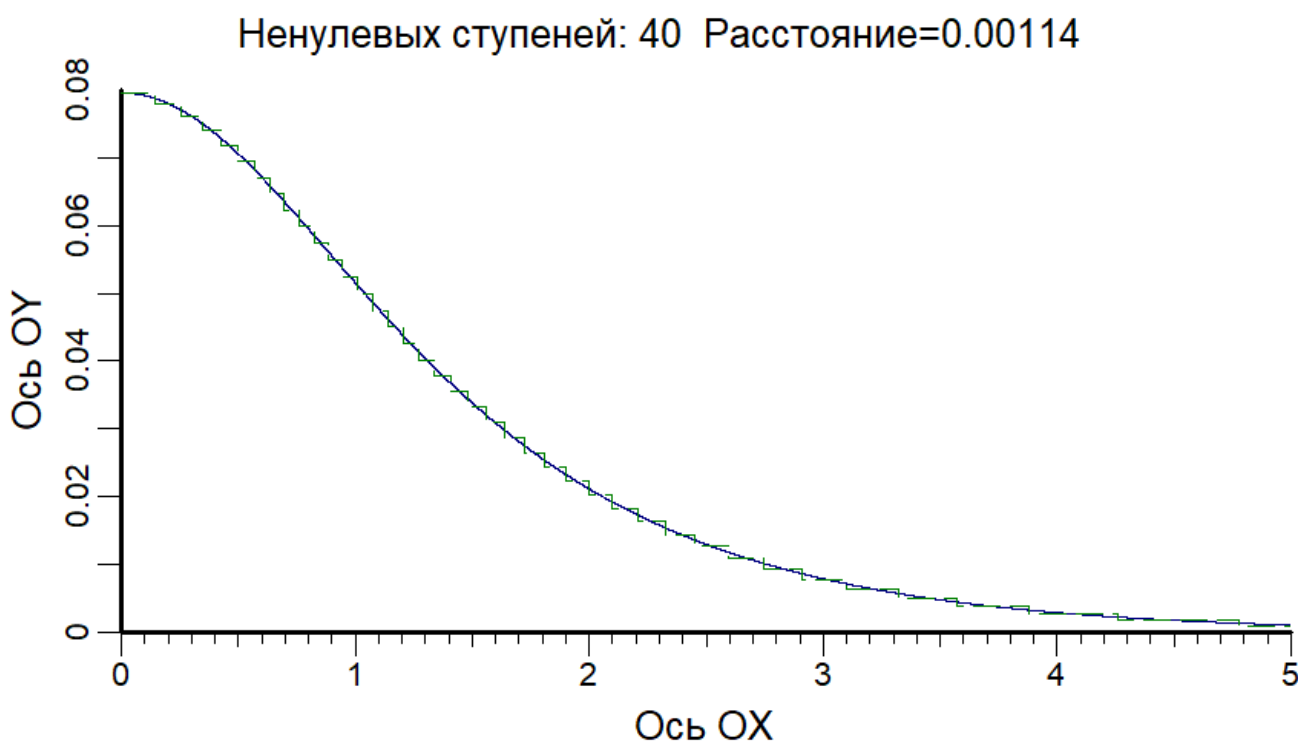
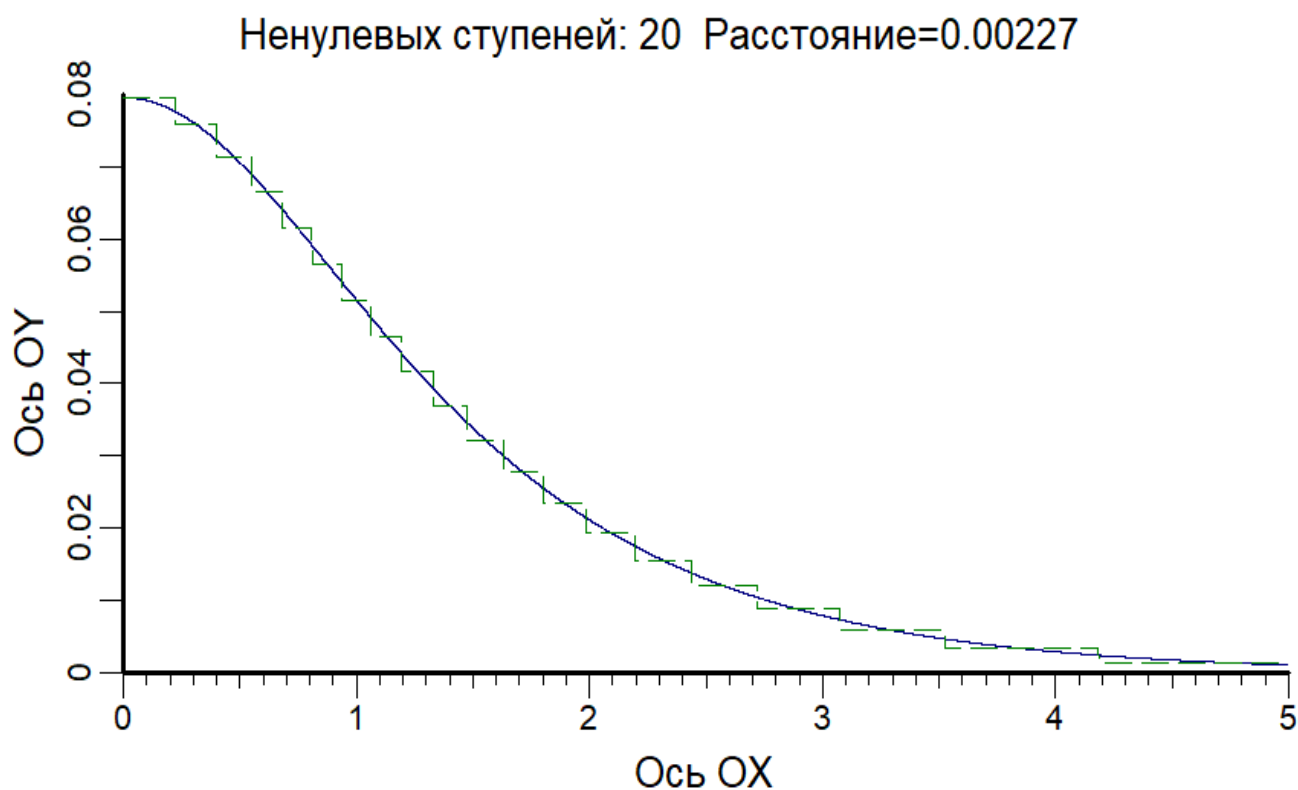


Рисунок 3 - Результат получения уровней квантования: а) для $m=20$; б) для $m=40$.

Более подробно о прикладных методах оптимизации можно прочитать в работах [1]-[4].

Библиографический список:

1. Пастухов Д.Ф., Волосова Н.К., Волосова А.К. Некоторые методы передачи Q-R кода с помощью.
2. Пастухов Ю. Ф. Необходимые условия в обратной вариационной задаче/ Ю.Ф. Пастухов // Фундаментальная и прикладная математика. 7:1 (2001). С. 285–288.

3. МАТРИЦА ГЕССЕ ПО СТАРШИМ ПРОИЗВОДНЫМ ЛОКАЛЬНОЙ ЗАПИСИ ГЛАДКОЙ ФУНКЦИИ В РАССЛОЕНИИ СКОРОСТЕЙ - ТЕНЗОР ВТОРОГО РАНГА ТИПА (0,2)

Пастухов Ю.Ф., Волосова Н.К., Волосов К.А., Волосова А.К., Пастухов Д.Ф., Карлов М.И.

Тенденции развития науки и образования. 2022. № 85-2. С. 28-32.

4. Пастухов Д.Ф., Волосова Н.К., Волосова А.К. Некоторые методы передачи Q-R кода с помощью стеганографии / Д.Ф. Пастухов, Н.К. Волосова, А.К. Волосова // Мир транспорта. 2019. Т. 17. № 3(82). С. 16–39.

УДК [517.51:519.6]+004.94

Точное восстановление данных для обратной функции плотности распределения Шамперноуна с нулевым параметром лямбда

Пастухов Ю. Ф.¹, Пастухов Д. Ф.¹, Чернов С. В.², Пастухов А. Ю.³, Волосова А. К.⁴, Волосов К. А.⁴,
Волосова Н. К.⁵

1 - Полоцкий государственный университет имени Евфросинии Полоцкой, г. Полоцк, Беларусь

2 - «Конструкторское бюро «Дисплей», г. Витебск, Беларусь

3 - Витебский государственный университет имени П.М. Машерова, г. Витебск, Беларусь

4 - МИИТ, г. Москва, Россия

5 - МГТУ им. Н.Э. Баумана, г. Москва, Россия

Аннотация. Применен метод численного решения нахождения наилучшего приближения для обратной функции плотности распределения Шамперноуна на множестве ступенчатых функций на отрезке.

Abstract. The method of numerical solution of finding the best approximation for the inverse function of the Champernowne distribution density on a set of step functions on a segment is applied.

Ключевые слова: метрические пространства, метрика, автоматизация, кибернетика, численные методы в инженерных расчетах, интегральные уравнения, алгоритм решения системы уравнений, дифференциально-разностные уравнения, методы нахождения экстремума, численные методы анализа, экстремум, стационарные точки, наилучшее приближение функции в линейных нормированных пространствах, численное вычисление интегралов с двенадцатым порядком погрешности, цифровая обработка сигналов, численные методы решения уравнений, критические точки, математические методы и модели, краевые задачи и математическое моделирование.

Keywords: metric spaces, metrics, automation, cybernetics, numerical methods in engineering calculations, integral equations, algorithm for solving a system of equations, differential-difference equations, methods for finding the extremum, numerical methods of analysis, extremum, stationary points, the best approximation of a function in linear normalized spaces, numerical calculation of integrals with the twelfth order of error, digital signal processing, numerical methods for solving equations, critical points, mathematical methods and models, boundary value problems and mathematical modeling.

1. Введение

В работе применен алгоритм нахождения наилучшего приближения обратной функции плотности распределения Шамперноуна на множестве кусочно-постоянных (ступенчатых) функций на заданном отрезке.

2. Квантование функции плотности распределения Шамперноуна в метрике квадратичного отклонения

Определение. Пусть $m \in \mathbb{N}$. Функция $f_m : [a, b] \rightarrow \mathbb{R} (a < b)$ называется m -кусочно-постоянной на $[a, b]$, если $\exists x_1 < x_2 < \dots < x_{m-1}$ такие что:

$$x_0 = a < x_1 < x_2 < \dots < x_{m-1} < b = x_m,$$

$$f_m(x) = y_i = \text{const} \quad \forall x \in (x_{i-1}, x_i), f_m(x_i) = y_i, f_m(x_{i+1}) = y_{i+1} \quad y_i \neq y_{i+1}, \quad \forall i = \overline{1, m-1}.$$

Функционал отклонения $G(x_1, \dots, x_{m-1}, y_1, \dots, y_m) = \sum_{k=1}^m \int_{x_{k-1}}^{x_k} (f(x) - y_k)^2 dx$ задается квадратом

разности ступенчатой функции $h_m: [a, b] \rightarrow R$ от функции плотности $f: [a, b] \rightarrow \mathbb{R}$. Для критических точек $G(x_1, \dots, x_{m-1}, y_1, \dots, y_m)$ справедлива система уравнений:

$$\frac{\partial G(x_1, \dots, x_{m-1}, y_1, \dots, y_m)}{\partial x_i} \equiv G'_{x_i} = 0, i = \overline{1, m-1}, G'_{y_i} = 0, i = \overline{1, m}, \quad (1)$$

Или:

$$\begin{cases} f(B_i) = \frac{1}{2}(C_i + C_{i+1}), i = \overline{1, n-1} \\ \int_{B_{j-1}}^{B_j} f(x) dx = C_j(B_j - B_{j-1}), j = \overline{1, n} \end{cases} \quad (2)$$

Система (2) имеет $2n-1$ уравнений и $2n-1$ неизвестных $B_1, B_2, \dots, B_{n-1}, C_1, C_2, \dots, C_n$.

На рисунке 1 представлен пример квантования обратной функции плотности распределения **Шамперноуна** :

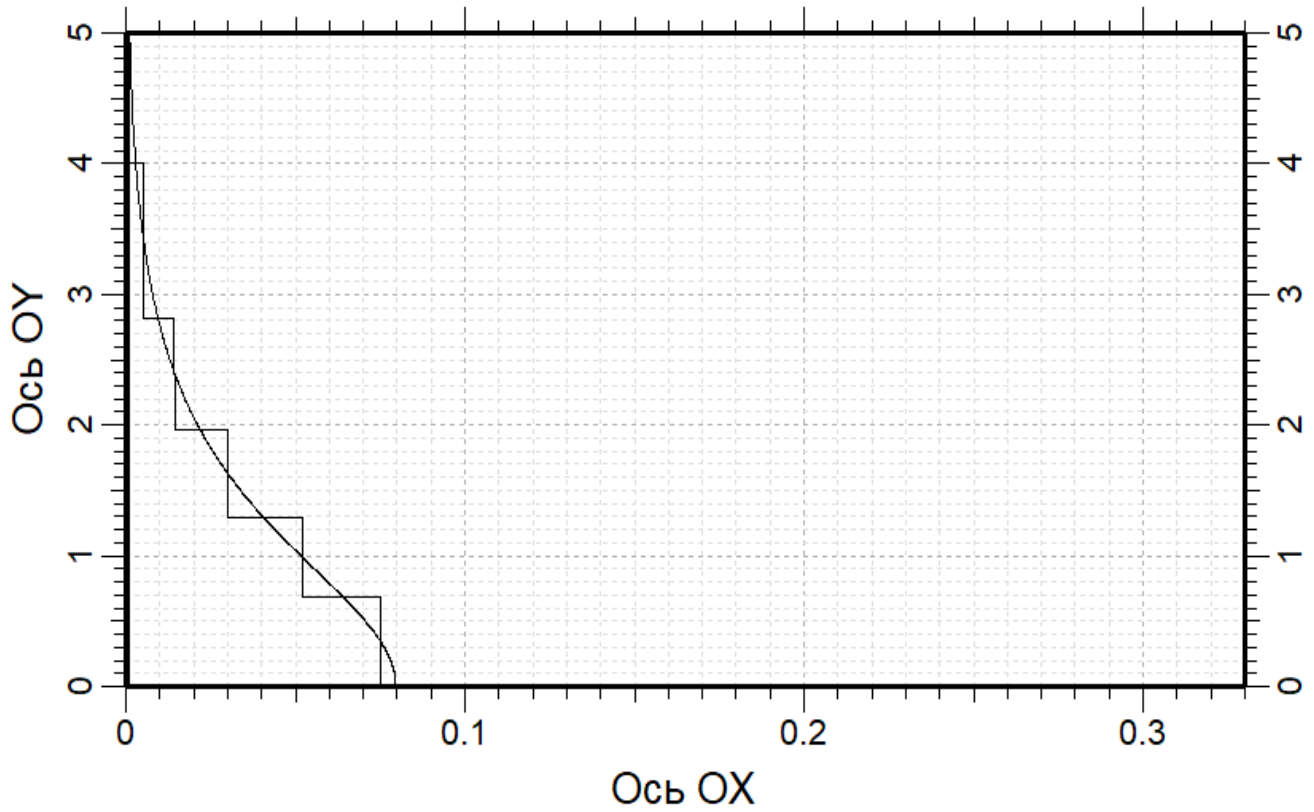
$$y = f(x) = \frac{1}{4\pi \cosh(x)} \Rightarrow \cosh(x) = \frac{1}{4\pi y} \Rightarrow x(y) = f^{-1}(y) = \operatorname{arccosh}\left(\frac{1}{4\pi y}\right) \quad (3)$$

$$\operatorname{arccosh}(z) = \ln(z + \sqrt{z^2 - 1}), z \geq 1$$

В результате исследований получены значения уровней для $n=20(m=10$ ступеней):

```
Начало работы программы:
Время :   год:2023   мес:2   дней:11   час:22   мин:59   сек:3   .
Прогресс: 100.0000 % Осталось: сут: 0   час: 0   мин: 0   секунд: 0   .
Время :   год:2023   мес:2   дней:11   час:22   мин:59   сек:27   .
Оценка приближения к решению = 2.912584684019992E-002
Вывод уровней восстановления :
X( 1 )= 0.187034146334986
X( 2 )= 0.403194139510172
X( 3 )= 0.568704974064444
X( 4 )= 0.734215808618716
X( 5 )= 0.893224374714892
X( 6 )= 1.05223294081107
X( 7 )= 1.21612221102618
X( 8 )= 1.38001148124130
X( 9 )= 1.55588952869451
X(10 )= 1.73176757614771
X(11 )= 1.92613650558902
X(12 )= 2.12050543503032
X(13 )= 2.34095901252491
X(14 )= 2.56141259001950
X(15 )= 2.81835433893964
X(16 )= 3.07529608785978
X(17 )= 3.38452816196608
X(18 )= 3.69376023607238
X(19 )= 4.08314911353007
X(20 )= 4.47253799098777
Расстояние-корень интеграла квадрата раности f_1(x) и 0-лем =
0.501880786729966
Ошибка(квадрат расстояния)-интеграл квадрата раности f(x) и ступенчатой функции
= 1.103233913709765E-003
Расстояние = 3.321496520711356E-002
```

Ненулевых ступеней: 5 Расстояние=0.06345



Ненулевых ступеней: 10 Расстояние=0.03321

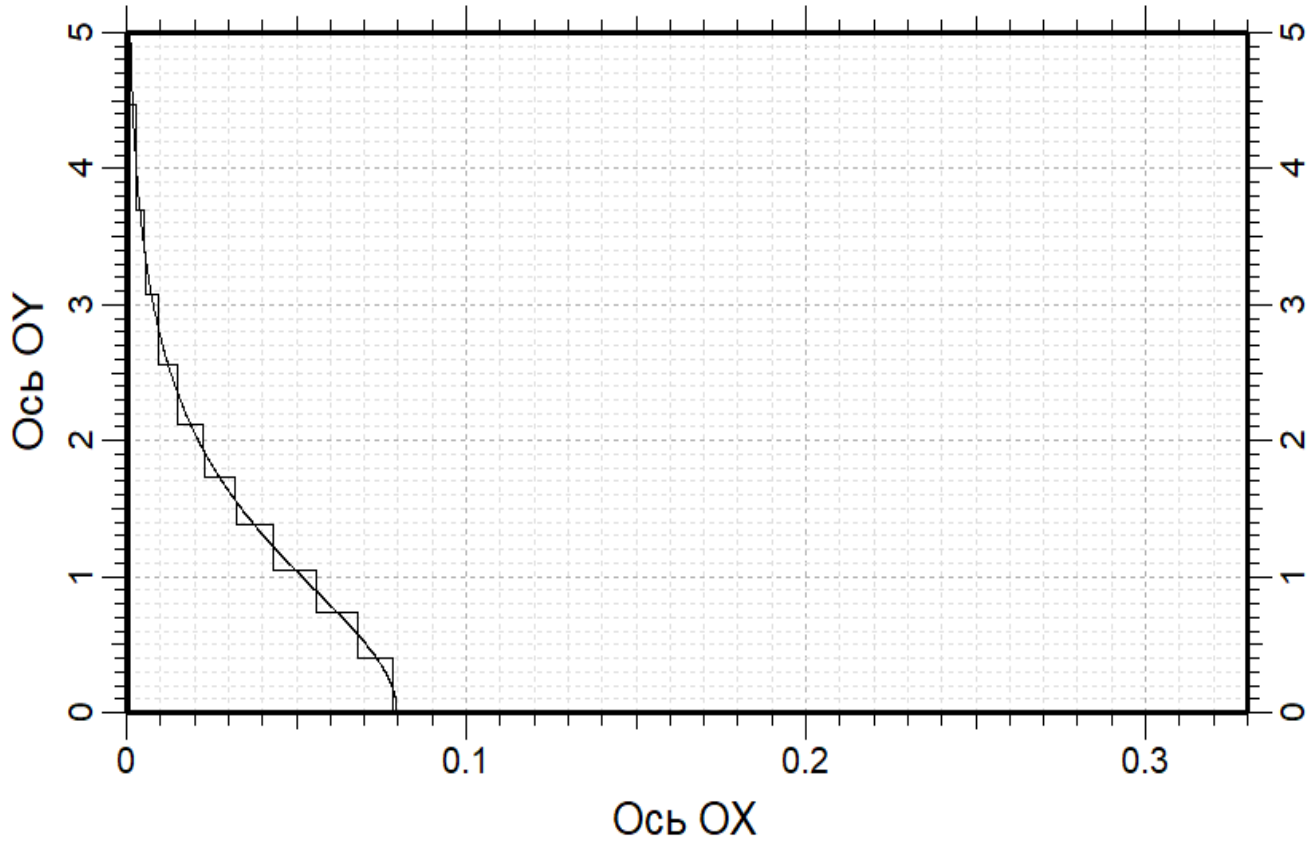


Рисунок 1 - Результат квантования: а) для $m=5$; б) для $m=10$

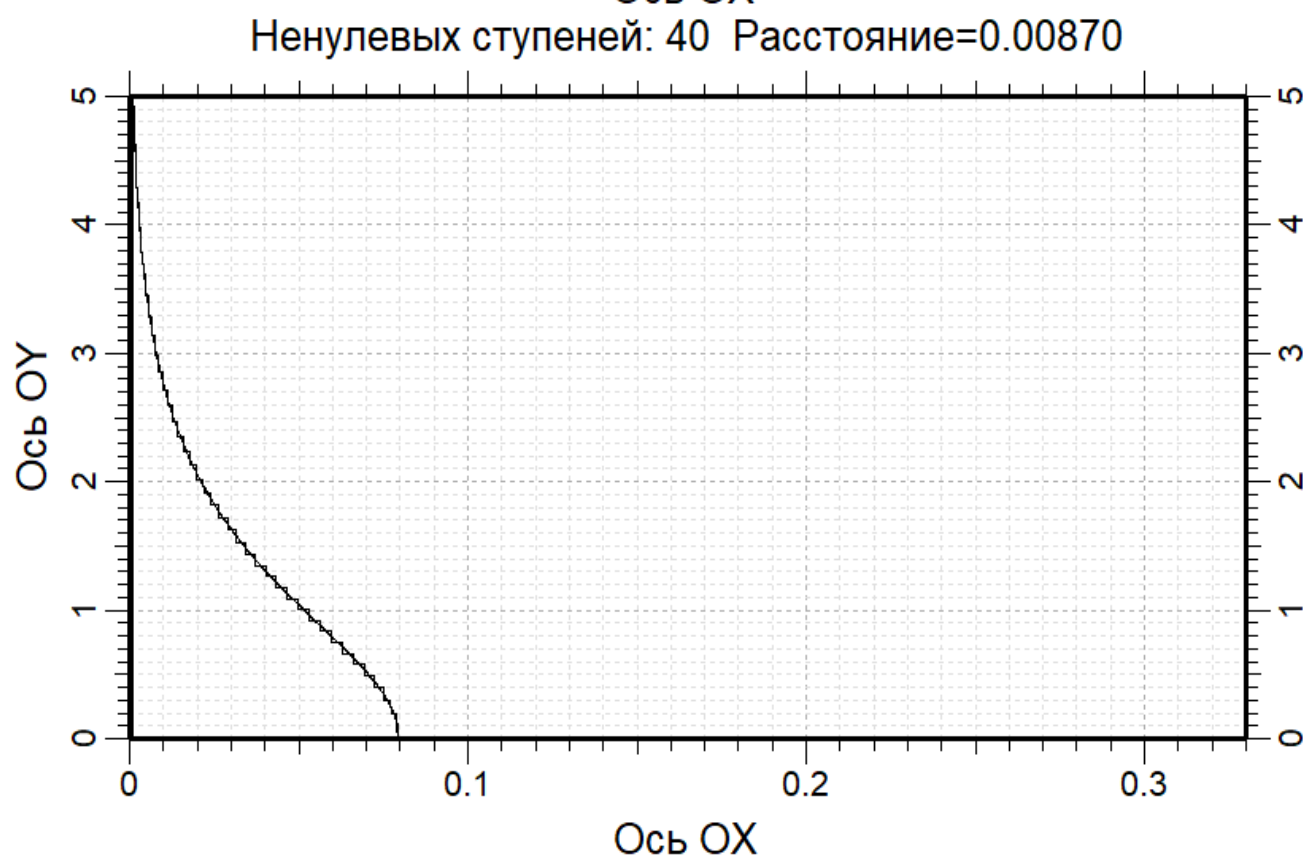
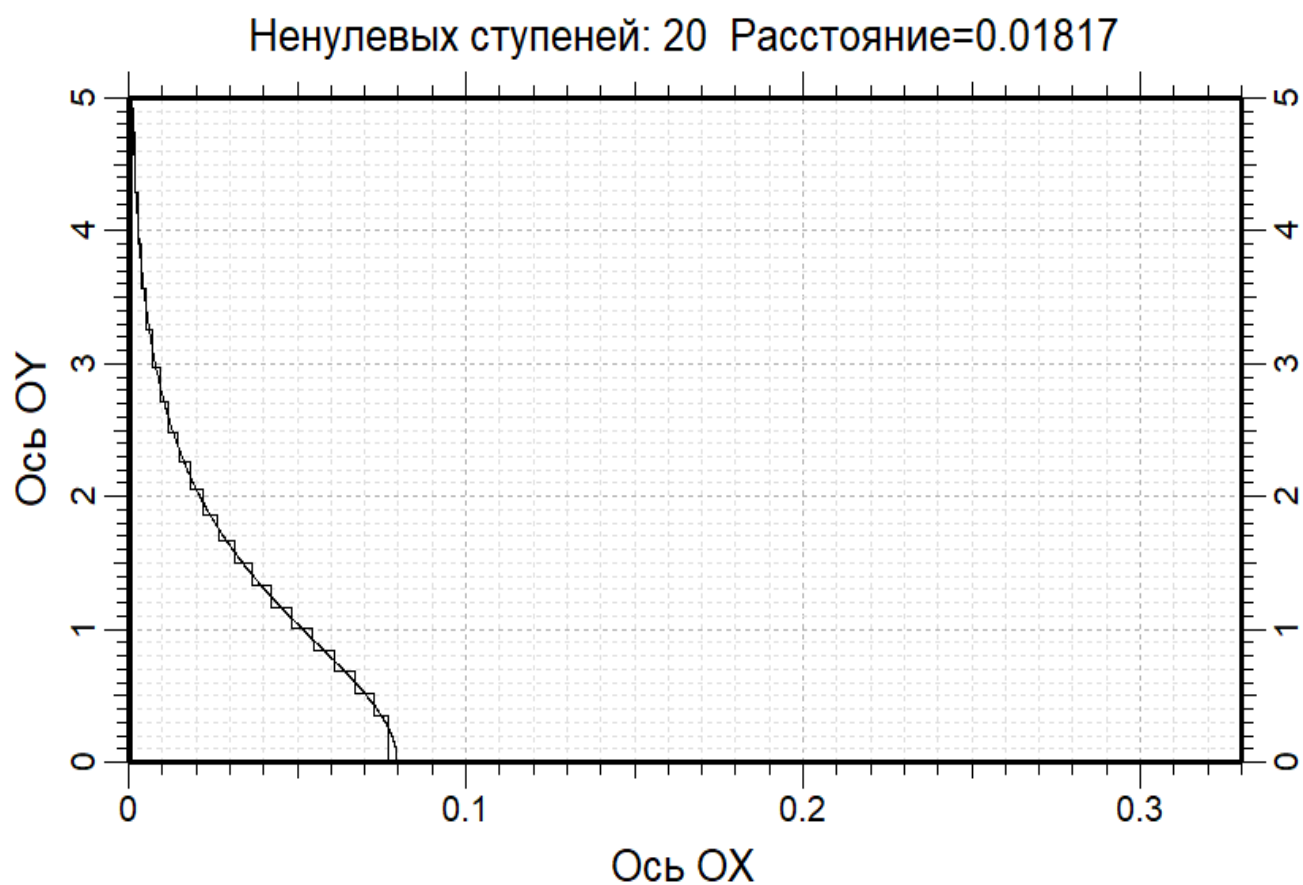


Рисунок 1 - Результат квантования: а) для $m=20$; б) для $m=40$

Более подробно о прикладных методах оптимизации можно прочитать в работах [1]-[4]

Библиографический список:

1. Волосова Н.К. ЭТАП КОНСТРУИРОВАНИЯ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АНЕВРИЗМЫ. ТЕЧЕНИЯ В КАВЕРНЕ И ПРОТИВОРЕЧИЯ В ЗАДАЧЕ В "ЗАКРЫТОЙ" КЮВЕТЕ. В сборнике: НЕКОТОРЫЕ АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ СОВРЕМЕННОЙ МАТЕМАТИКИ И МАТЕМАТИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ. Материалы 74-й научной КОНФЕРЕНЦИИ «ГЕРЦЕНОВСКИЕ ЧТЕНИЯ 2021». Российская Академия Образования; Академия информатизации образования; Российский государственный педагогический университет им. А. И. Герцена, Кафедра математического анализа, Кафедра компьютерной инженерии и программной техники. Санкт-Петербург, 2021. С. 208-213.
2. Пастухов Ю.Ф. "Необходимые условия в обратной вариационной задаче", *Фундаментальная и прикладная математика*, 7:1(2001), 285-288
3. Сборник статей по гидродинамике / Н.К. Волосова, К.А. Волосов, А.К. Волосова [и др.]. – 1-ое изд.. – Москва : Учреждение образования "Полоцкий государственный университет", 2022. – 219 с. – EDN UAADIO.

УДК 519.677:544.35

Моделирование агрегации наночастиц магнетита на каплях водонефтяной эмульсии

Смирнов Ю. Г., Ивенина И. В.

Ухтинский государственный технический университет, г.Ухта, Россия

В наших предыдущих работах [1-2], была описана методика извлечения эмульгированной нефти в магнитном поле из загрязненной воды после обработки водонефтяной эмульсии наночастицами магнетита. В силу высокой удельной поверхностной энергии, эти частицы агрегируются на границе раздела фаз вода-нефть, то есть на поверхности эмульсионных капель. Направленно двигаясь в неоднородном магнитном поле магнитного сепаратора, частицы магнетита увлекают за собой эмульсионные капли нефти, чем и достигается очистка загрязненной воды. Процесс агрегации магнитных наночастиц на поверхности капель дисперсной фазы эмульсии растянут во времени и зависит от многих факторов, в частности, от температуры, химического состава нефти, размера и концентрации твердых частиц магнетита и микрокапель эмульсии.

В ходе экспериментальной работы [3] были проведены исследования по очистке воды, загрязненной нефтью Ярегского месторождения. Эксперимент показал необходимость обеспечения более длительного контакта магнетита с водонефтяной эмульсией для увеличения эффективности метода. Это обстоятельство может быть объяснено с учетом того, что передвижение наночастиц магнетита обусловлено броуновским движением.

Следовательно, необходимо некоторое время для продвижения частиц магнетита к эмульсионным каплям. Процесс может быть ускорен интенсивным перемешиванием. Кроме того, сам процесс образования связей на поверхности капель нефти за счет когезионных сил требует определенного времени.

Целью настоящей работы является теоретическое рассмотрение и численные оценки необходимого времени отстоя смеси нефтяной эмульсии с магнитными наночастицами перед началом процесса магнитной сепарации.

Аналогично [4] предположим, что в сосуде объемом V находится загрязненная нефтью вода в виде водонефтяной эмульсии с плотностью ρ_l , содержащая эмульсионные капли радиуса R_b , с удельной плотностью ρ_b , и массовой концентрацией ϕ_b . Будем также считать, что там же находятся во взвешенном состоянии наночастицы магнетита радиуса R_a , с удельной плотностью ρ_a , и массовой концентрацией ϕ_a . Их коэффициент диффузии пусть будет D . Размер и масса наночастиц значительно меньше размеров и массы капелек эмульсии. Поэтому можно считать,

что двигаться в результате броуновского движения будут только наночастицы, а значительно более крупные по сравнению с наночастицами капли эмульсии будут практически неподвижны.

Оценим среднее расстояние между эмульсионными каплями. Будем считать, что эмульсионные капли имеют сферическую форму и равномерно распределены в объеме жидкости. Масса эмульсионной частицы m_b может быть определена по формуле

$$m_b = \frac{4}{3}\pi R_b^3 \rho_b \quad (1)$$

Число эмульсионных капель массой m_b в объеме жидкости V будет равно

$$N_b = \frac{V \rho_l \phi_b}{m_b} \quad (2)$$

Разобьем объем V на N_b элементарных объемов в виде кубиков со стороной L_b . Очевидно, что объем элементарного кубика будет равен

$$L_b^3 = \frac{V}{N_b} \quad (3)$$

С учетом (2) из (3) получим

$$L_b^3 = \frac{m_b}{\rho_l \phi_b} \quad (4)$$

Подставим (1) в (4). Получим

$$L_b = \sqrt[3]{\frac{4\pi\rho_b}{3\rho_l\phi_b}} R_b \quad (5)$$

Максимальное расстояние L_a , которое должна преодолеть наночастица, чтобы достигнуть расположенной в центре элементарного кубика эмульсионной частицы, очевидно, будет равна половине диагонали этого кубика

$$L_a = \frac{\sqrt{3}}{2} L_b \quad (6)$$

С другой стороны, диффузионная длина L_a , на которую смещается наночастица за интервал времени t при броуновском движении может быть определена из известной формулы

$$L_a^2 = 6Dt \quad (7)$$

Здесь D – коэффициент диффузии.

Поскольку нам необходимо найти связь между эмульсионными частицами размера R_b , на которых агрегируются магнитные наночастицы в течение времени t , и этим временем, воспользуемся формулами (5-7). Получим

$$L_a^2 = \frac{3}{4} \left(\frac{4\pi\rho_b}{3\rho_l\phi_b} \right)^{\frac{2}{3}} R_b^2 \quad (8)$$

Объединяя формулы (8) и (9), получим искомую связь

$$t = \frac{1}{8D} \left(\frac{4\pi\rho_b}{3\rho_l\phi_b} \right)^{\frac{2}{3}} R_b^2 \quad (9)$$

Для выполнения численных расчетов примем коэффициент диффузии в загрязненной нефтью воде равным $D = 5,56 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2/\text{с}$. Для плотности наночастиц и эмульсий ярегской нефти возьмем значения: $\rho_a = 5180 \text{ кг/м}^3$, $\rho_b = 1,017 \text{ кг/м}^3$.

Примем для наночастиц $R_a = 10 \text{ нм}$. Будем выполнять расчеты для эмульсионных капель с радиусами R_b , меняющимися в диапазоне от 0,5 до 10 мкм. Будем также считать, что степень нефтяного загрязнения жидкости составляет 10 мг/л, что соответствует $\phi_b = 10^{-5}$. Положим $\phi_a = \phi_b$. Для сравнения с результатами экспериментальных исследований (рисунок 1) были

выполнены расчеты размеров эмульсионных капель (R_b), оставшихся в растворе после отстоя в течение интервала времени t и последующей магнитной сепарации.

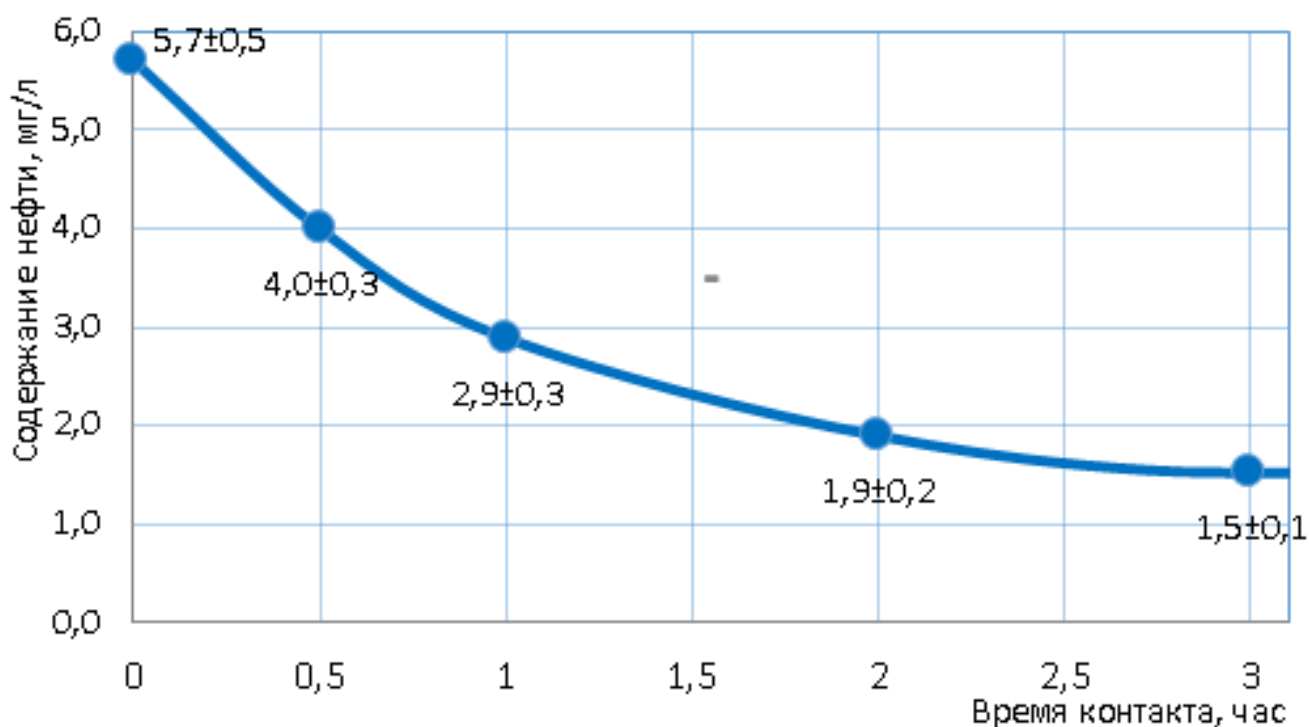


Рисунок 1 – Экспериментальная зависимость количества остаточной нефти в растворе от времени контакта загрязненной воды с магнетитом [3].

В указанных предположениях численные расчеты по вышеприведенным формулам выполнялись в рамках пакета MatLab. Полученные результаты приведены на рисунке 2.

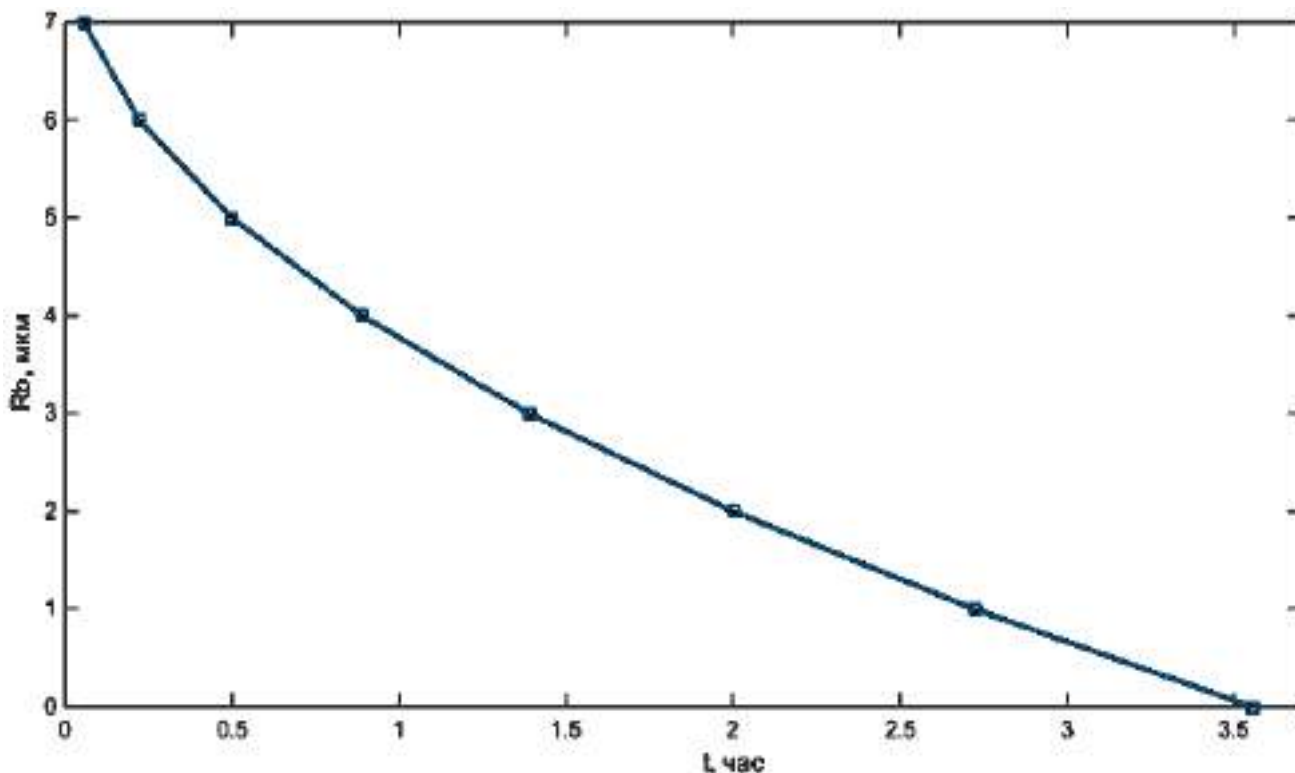


Рисунок 2 – Зависимость размеров эмульсионных капель (R_b), оставшихся в растворе после отстоя в течение интервала времени t и последующей магнитной сепарации.

Сравнение полученной теоретической и экспериментальной зависимостей показывает примерное совпадение их хода, что свидетельствует об адекватности математической модели рассматриваемого процесса. Чем крупнее эмульсионные капли, тем быстрее они омагничиваются за счет агрегирования на них наночастиц магнетита и быстрее выводятся из загрязненной воды. Увеличение времени контакта наночастиц магнетита и загрязненной нефтью воды перед поступлением ее в магнитный сепаратор позволяет повысить степень очистки.

Библиографический список:

1. Лютоев А.А., Смирнов Ю.Г. Разработка технологической схемы очистки сточных вод от нефтяных загрязнений с использованием магнитных наночастиц // Нефтегазовое дело: электронный научный журнал. 2013. №4. С. 424-435. [Электронный ресурс]. - URL: http://www.ogbus.ru/authors/LyutoevAA/LyutoevAA_1.pdf (дата обращения 11.11.2023).
2. Лютоев А.А., Смирнов Ю.Г., Ивенина И.В. Извлечение эмульгированных примесей нефти из воды при помощи высокодисперсных частиц магнетита // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе. 2014. №4. С. 40-45.
3. Ивенина И.В., Смирнов Ю.Г., Лютоев А.А. Оптимизация продолжительности контакта водонефтяной эмульсии с магнетитом в системе очистки воды от нефти // Рассохинские чтения : материалы международной конференции В 2 ч. Ч. 2 – Ухта : УГТУ, 2019. – С.194-196.
4. Смирнов Ю.Г., Ивенина И.В. Моделирование процесса омагничивания водонефтяной эмульсии наночастицами магнетита // Физико-математическое моделирование систем: материалы XXI Международного семинара. Воронеж: Ф ГБОУ ВО «Воронежский государственный технический университет», 2020. С.101-105.

УДК 004.852:004.021

Прогнозирование ремонтпригодности труб с единичными поверхностными дефектами посредством алгоритмов классификации в отечественном сервисе «Yandex DataSphere»

Григорьев Л. Ю.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, Россия

Введение

Применение алгоритмов машинного обучения (МО) является одной из самых актуальных проблем в нефтегазовой отрасли ввиду активного развития технологий искусственного интеллекта (ИИ) и их внедрения в производственные процессы. Такие алгоритмы могут применяться для определения классов элементов, прогнозирования параметров и самостоятельного принятия решений на основе наборов обучающих выборок. Ввиду существования большого количества классификационных алгоритмов МО появляется проблема выбора оптимального с целью решения конкретной задачи, например, определения ремонтпригодности труб газопроводов с единичными поверхностными дефектами. В процессе эксплуатации поверхность труб непрерывно подвергается физическому износу по причине негативного воздействия окружающей и транспортируемой сред, поэтому со временем на ней возникают дефекты различного характера (коррозионные дефекты, механические повреждения и т.д.).

На сегодняшний день в системе стандартизации ПАО «Газпром» существует нормативный документ [1], устанавливающий критические параметры ремонтпригодности труб газопроводов, в числе которых потери толщины стенки и длина дефекта. Если значение длины дефекта превышает 3000 мм и (или) фактическая толщина стенки составляет 70 % и более от начальной, то производят замену дефектной «катушки». Если параметры дефекта не превышают критических значений, то трубу относят к ремонтпригодным. В таком случае, для восстановления поврежденных участков могут быть использованы методы ремонта абразивно-струйной обработкой, шлифовкой, заваркой, установкой ремонтных конструкций. Параметры

дефектов и их значения следует использовать в качестве обучающей выборки, которая позволит разбить занесенные в нее образцы на классы (ремонтпригодные и непригодные к ремонту) и спрогнозировать ремонтпригодность новых образцов дефектных труб.

Существует множество классификационных алгоритмов МО, которые на сегодняшний день уже нашли свое применение для разработки моделей ИИ в различных сферах. Для прогнозирования ремонтпригодности труб с единичными поверхностными дефектами предлагаются следующие алгоритмы классификации:

- линейный дискриминантный анализ (ЛДА), используемый для нахождения линейного классификатора, описывающего или разделяющего классы;
- машина опорных векторов, при которой точки классов разделяются посредством создания специальной гиперплоскости;
- деревья решений, которые позволяют классифицировать элементы за счет иерархического разделения по параметрам, наиболее разбивающим данные элементы;
- метод k-ближайших соседей (k-NN), определяющий классы элементов на основе метрики, которая производит замер расстояния до точек обучающей выборки, таким образом позволяя оценить дистанции до соседей характерных классов.

Ввиду применения нескольких алгоритмов классификации следует спрогнозировать классы новых образцов дефектных труб каждым алгоритмом на основе обучающей выборки, а также оценить совпадение прогнозных и фактических классов.

В соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 166 [2] об импортозамещении для проведения аналитических исследований предлагается использовать облачный сервис «Yandex DataSphere», внесенный в единый реестр российского программного обеспечения [3]. Сервис работает на интерактивном блокноте «Jupyter Notebook», основным языком программирования которого является Python. Данный язык обладает широким спектром программных библиотек, позволяющих пользователям углубленно анализировать большие массивы данных и использовать их в качестве базы для разработок моделей ИИ.

Линейный дискриминантный анализ

ЛДА был разработан в 1936 г. британским статистиком и биологом Р. Фишером [4]. Суть ЛДА сводится к нахождению такого вектора, проецирование элементов на который может обеспечить максимальное разделение классов друг от друга, а расстояние между элементами характерного класса уменьшить до минимально возможного значения (рисунок 1, а). Для определения собственного вектора w следует использовать следующую формулу

$$w = S_w^{-1} \cdot (\mu_1 - \mu_2), \quad (1)$$

где S_w – матрица внутриклассового распределения;
 μ_1 и μ_2 – средние значения элементов обучающей выборки 1-го и 2-го классов соответственно.

$$S_w = S_1 + S_2, \quad (2)$$

где S_1 и S_2 – ковариационные матрицы 1-го и 2-го классов соответственно.

$$S_i = \sum_{x \in \omega_i} (x - \mu_i) \cdot (x - \mu_i)^T, \quad (3)$$

где ω_i – выборка значений i -го класса;
 x – значение элемента обучающей выборки i -го класса;
 μ_i – среднее значение элементов обучающей выборки i -го класса.

$$\mu_i = \frac{1}{N} \sum_{x \in \omega_i} x, \quad (4)$$

где N – число элементов обучающей выборки i -го класса.

$$S_b = (\mu_1 - \mu_2) \cdot (\mu_1 - \mu_2)^T, \quad (5)$$

где S_b – матрица межклассового распределения.

Рассчитав матрицы внутри- и межклассового распределения, можно определить собственные значения вектора λ :

$$S_w^{-1} S_b w = \lambda w. \quad (6)$$

Машина опорных векторов

Огромный вклад в создание алгоритма машины опорных векторов внес советский математик В. Н. Вапник [5], в области машинного обучения который известен как ученый, разработавший статистическую теорию восстановления зависимостей по эмпирическим данным (теория Вапника – Червоненкиса). Суть алгоритма машины опорных векторов заключается в переводе векторов в пространство более высокой размерности и определении оптимально разделяющей элементы классов гиперплоскости с наибольшим зазором в этом пространстве (рисунок 1, б). Для создания гиперплоскости алгоритм автоматически определяет краевые векторы, характерные для каждого класса. Такие векторы находятся из следующей системы уравнений:

$$\begin{cases} w^T x_i + b \geq 1, & \text{если } y_i = 1, \\ w^T x_i + b \leq -1, & \text{если } y_i = -1, \end{cases} \quad (7)$$

где w – вектор нормали к гиперплоскости;

x_i – опорный вектор i -класса;

b – постоянная смещения.

Гиперплоскость должна удовлетворять следующему уравнению:

$$w^T x_i + b = 0. \quad (8)$$

Параметр $\frac{b}{\|w\|}$ определяет расстояние между гиперплоскостью и началом координат вдоль вектора нормали w . Вектор w и постоянная смещения b определяют классификатор $x \rightarrow \text{sgn}(w^T x - b)$, где $\text{sgn}()$ – сигнум-функция.

Приведенные выше формулы используются для расчета линейного классификатора машины опорных векторов, однако такой классификатор также может быть преобразован в нелинейный за счет метода произвольных ядер, переход к которым происходит от скалярных произведений. Согласно свойствам классификатора «мягкого» зазора (*soft margin*) вектор w может быть записан в линейной комбинации опорных векторов [5]:

$$w = \sum_{i=1}^l y_i \alpha_i \varphi(x_i), \quad (9)$$

где α_i – вес опорного вектора в пространстве признаков;

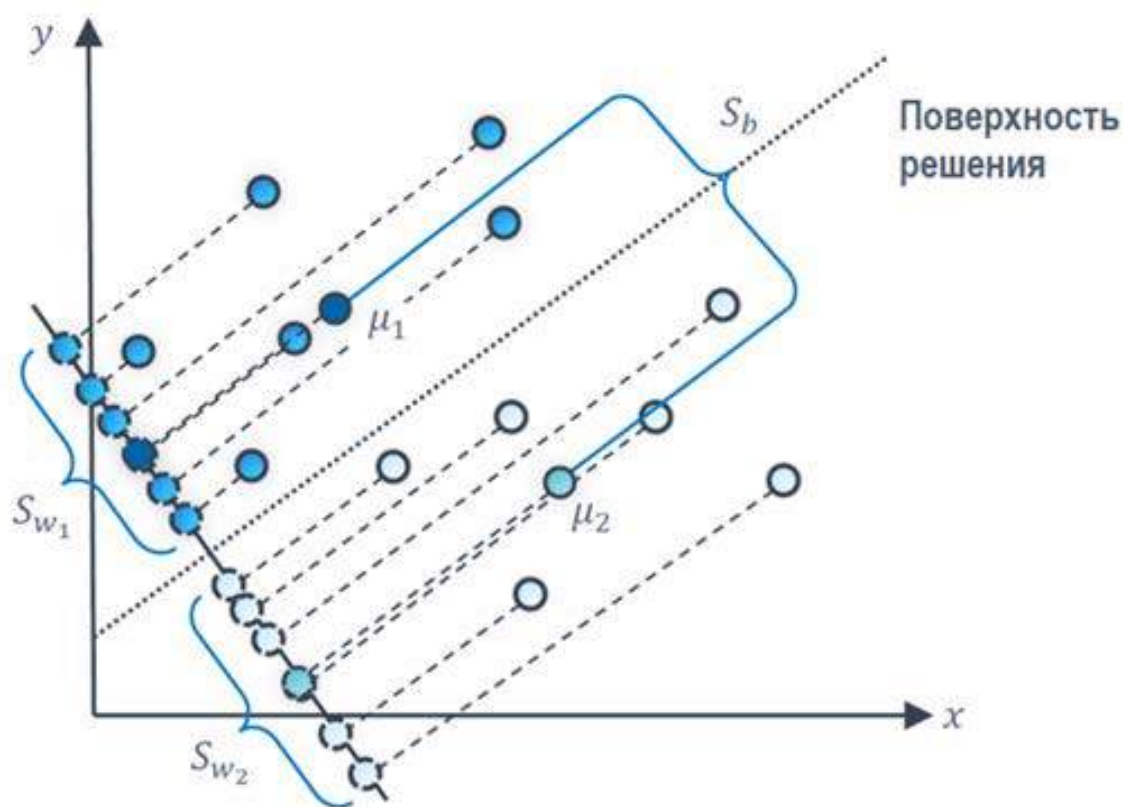
φ – функция отображения признаков.

Произвольные ядра преобразовывают $\varphi(x_i)$ посредством уравнения $k(x_i, x_j) = \varphi(x_i) \cdot \varphi(x_j)$, а величина w также переходит в новое пространство согласно уравнению (9). Последующее объединение произвольными ядрами приводит к появлению следующей поверхности решений:

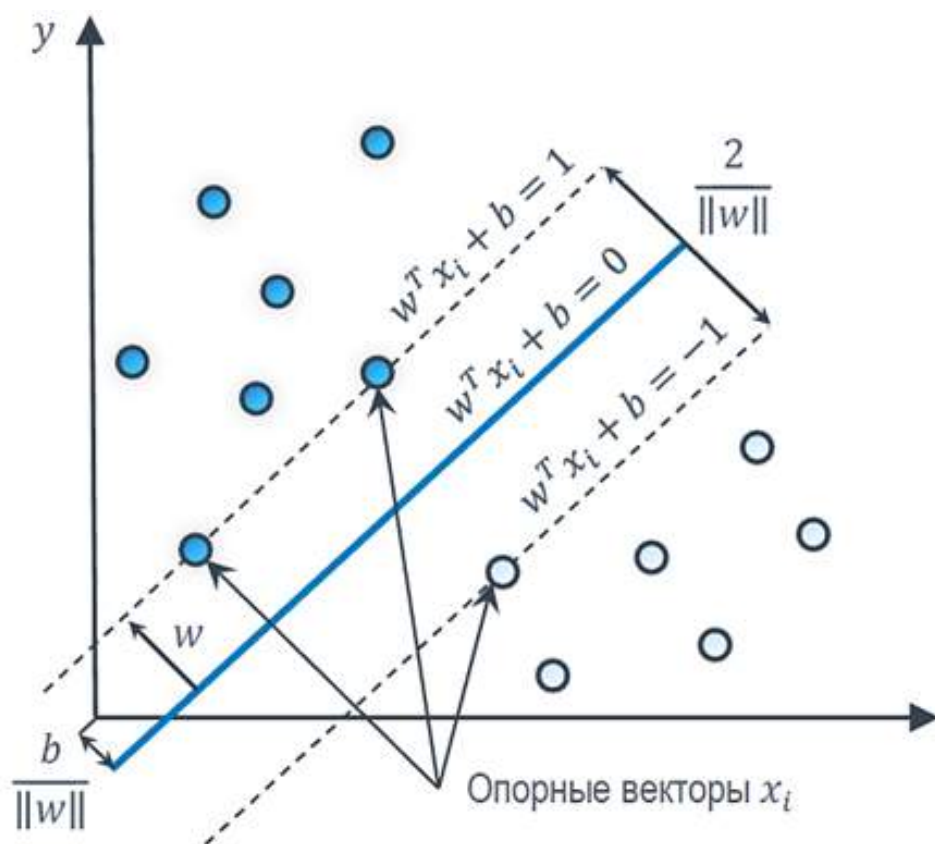
$$w \cdot \varphi(x) = \sum_i y_i \alpha_i k(x_i, x), \quad (10)$$

где x_i – изображение опорного вектора во входном пространстве;

k – функция сходства.



а – ЛДА;



б – машина опорных векторов.

Рисунок 1 – Примеры графической визуализации принципа классификации элементов

Дерево решений

Дерево решений (рисунок 2, а) представляет собой иерархическую модель, разбивающую точки на основе схожих признаков и распределяющую их в листьях древовидной структуры. Лист в такой структуре собирает все образцы одного класса, которые характеризуются схожими количественными или качественными признаками, определяемыми алгоритмом в соответствующий узел решения, разбивающий образцы на классы. Алгоритм дерева решений разбивает образцы до того момента, пока все точки, относящиеся к одному классу, не будут определены в характерные листья. Для разбиения и распределения точек в древовидной структуре используются специальные критерии. В настоящее время существует свыше 15 критериев [6], однако двумя наиболее используемыми являются индекс Джини и информационный выигрыш.

Индекс Джини производит замер расхождения между распределением вероятностей величин целевых признаков. Наименьший индекс определяется как лучшее решение и используется в качестве параметра разбиения. Индекс Джини рассчитывается по следующей формуле:

$$Gini(y, S) = 1 - \sum_{c_j \in dom(y)} \left(\frac{|\sigma_{y=c_j} S|}{|S|} \right)^2, \quad (11)$$

где $\frac{|\sigma_{y=c_j} S|}{|S|}$ – вероятность у-признака в наборе S i-го класса.

Информационный выигрыш основан на энтропии, которая используется для расчета и определения лучшего выигрыша в качестве параметра разбиения. Энтропия и информационный выигрыш рассчитываются по следующим формулам:

$$Entropy(y, S) = \sum_{c_j \in dom(y)} - \frac{|\sigma_{y=c_j} S|}{|S|} \cdot \log_2 \frac{|\sigma_{y=c_j} S|}{|S|}, \quad (12)$$

$$IG(a_i, S) = Entropy(y, S) - \sum_{v_{i,j} \in Values(a_i)} \frac{|\sigma_{y=c_i} S|}{|S|} Entropy(y, \sigma_{a_i=v_{i,j}} S). \quad (13)$$

Метод k-ближайших соседей

Метод k-NN был разработан американскими статистиками Э. Фикс и Д. Ходжесом в 1951 г. [7]. Принцип работы метода k-NN (рисунок 2, б) заключается в замере расстояния между новыми точками, классы которых следует определить, и обучающими точками, отнесенных к определенным классам. Как правило, данный алгоритм использует евклидову метрику $d(x, y)$ для определения расстояний между новой точкой и ее ближайшими соседями:

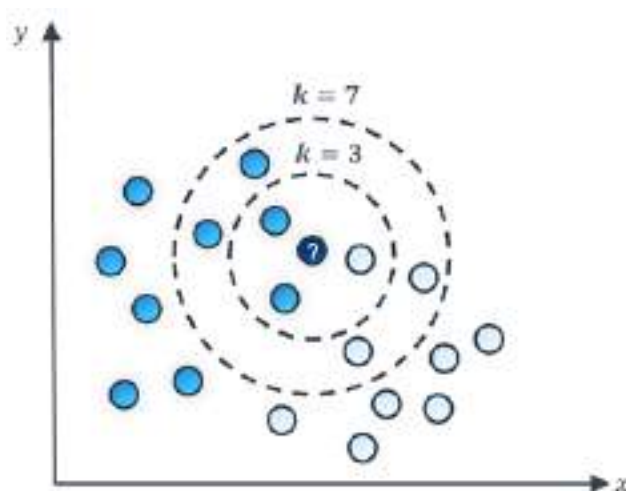
$$d(x, y) = \sqrt{(x_1 - x_2)^2 + (y_1 - y_2)^2}, \quad (14)$$

где x_1 и x_2 – значения координат по оси абсцисс новой и обучающей точки соответственно;

y_1 и y_2 – значения координат по оси ординат новой и обучающей точки соответственно.



а – дерево решений;



б – метод k-NN

Рисунок 2 – Примеры графической визуализации принципа классификации элементов.

Перед измерением евклидова расстояния необходимо определить число k , которое может быть принято за минимально предполагаемое количество соседей. После производится замер расстояний и ранжирование обучающих точек в зависимости от полученных дистанций. Далее следует отобрать ближайших соседей в количестве k и определить в нем наибольшее количество точек характерного класса, что позволит отнести новую точку к соответствующему классу.

Прогнозирование ремонтпригодности новых образцов классификационными алгоритмами на эмпирических точках

Для прогнозирования ремонтпригодности труб с единичными поверхностными дефектами посредством алгоритмов классификации следует создать набор данных, в котором точки будут использованы в качестве обучающей выборки. Такие точки должны задавать значения параметров ранее обнаруженных дефектов, а также классы обучающих образцов.

В таблице 1 приведен набор обучающих данных, которые отражают потери толщины стенок труб и длин дефектов, выявленных на протяжении всего периода эксплуатации некоторых газопроводов (эмпирические значения). После проведения последующих мероприятий по внутритрубной диагностике и дополнительному дефектоскопическому контролю обнаружены новые единичные поверхностные дефекты (см. таблицу 1). Следует установить ремонтпригодность каждой новой поврежденной трубы посредством алгоритмов ЛДА, машины опорных векторов, дерева решений и k-NN, используя сформированный набор обучающей выборки. Ремонтпригодные образцы отнесены к классу «1», а образцы, не пригодные к ремонту, к классу «0».

Таблица 1 – Параметры обучающих и новых образцов

№ п/п	Потери толщины стенки, %	Длина дефекта, мм	Класс	№ п/п	Потери толщины стенки, %	Длина дефекта, мм	Класс
1	76,2	631	0	11	29,5	2854	1
2	12,1	1085	1	12	15,7	3089	0
3	36,6	275	1	13	10,9	489	1
4	59,4	2178	1	14	58,4	275	1
5	21,8	3185	2	15	23,6	940	1
6	47,0	866	1	16	73,0	231	?
7	82,4	1456	0	17	9,8	1076	?
8	4,7	116	1	18	23,1	2976	?
9	66,2	1865	1	19	45,9	1578	?
10	50,2	743	1	20	38,5	2700	?

Если эмпирические значения отобразить на координатной плоскости (рисунок 3), то можно обнаружить, что точки обоих классов распределяются неравномерно, т.к. некоторые точки класса «0» располагаются в левой части от области, в которой распределяются точки класса «1», а другие точки – в правой части. Данный фактор может спровоцировать неточность определения поверхности решения и, как следствие, снижение точности прогнозирования при использовании линейных алгоритмов (ЛДА и машина опорных векторов), т.к. часть всех точек выборки будет определена алгоритмом как набор класса «1», а другая часть как набор класса «0». После занесения обучающей выборки в Python написаны коды для прогнозирования классов новых образцов и последующей оценки совпадения с фактическими классами. Результаты прогнозирования классов новых дефектных труб рассматриваемыми алгоритмами приведены в таблицах 2 и 3. Прогнозирование с помощью машины опорных векторов проводилось на произвольных ядрах ввиду неравномерного распределения точек классов на координатной плоскости.

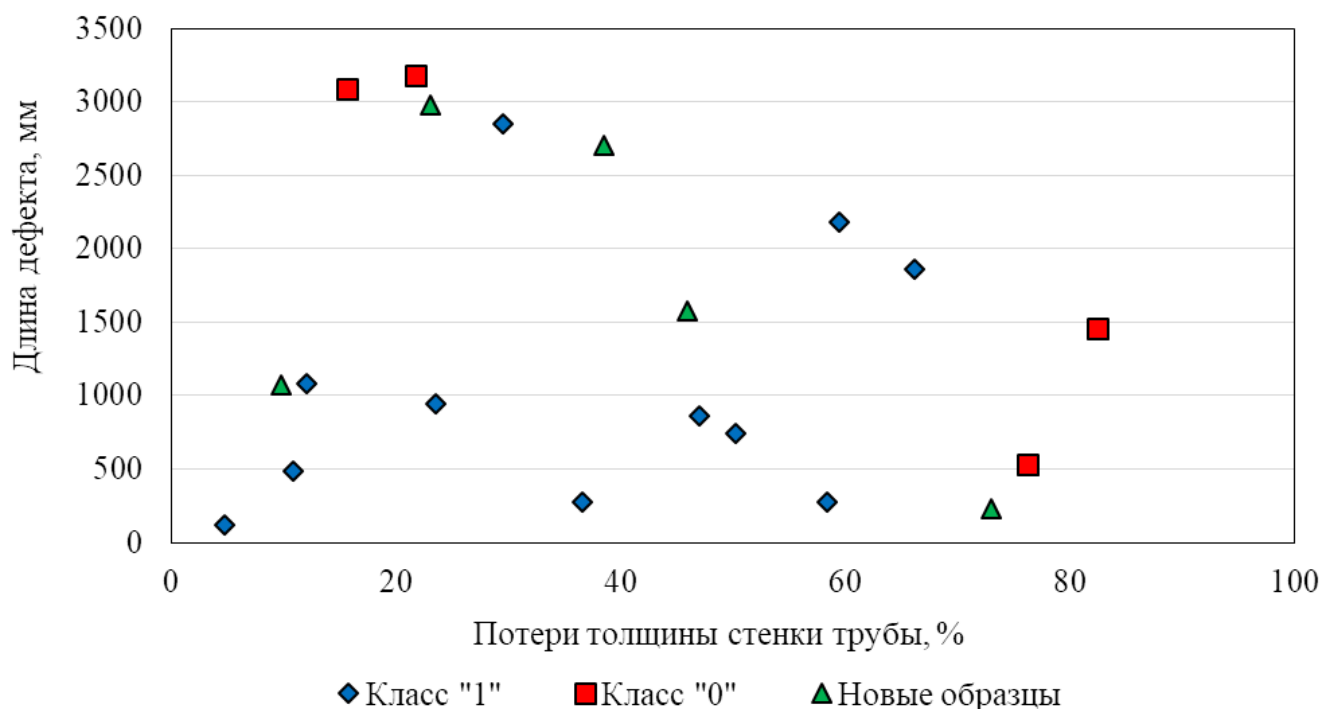


Рисунок 3 – Расположение значений классов на координатной плоскости

По полученным результатам можно заметить, что наибольший процент совпадений характерен для нелинейной машины опорных векторов, дерева решений, 5- и 7-NN: 80 %. ЛДА имеет наименьший процент совпадений, т.к. точки двух классов распределены неравномерно, в связи с чем линейный классификатор относит в каждую область, отделяемую поверхностью решений, точки двух классов одновременно.

Таблица 2 – Результаты прогнозирования классов новых образцов алгоритмами ЛДА, машины опорных векторов и дерева решений на эмпирических значениях

Координаты точки	ЛДА		Машина опорных векторов		Дерево решений	
	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт
(73,0; 231)	1	0	1	0	0	0
(9,8; 1076)	1	1	1	1	1	1
(23,1; 2976)	0	1	1	1	0	1
(45,9; 1578)	1	1	1	1	1	1
(38,5; 2700)	0	1	1	1	1	1
Процент совпадений	40		80		80	

Таблица 3 – Результаты прогнозирования классов новых образцов алгоритмом k-NN на эмпирических значениях

Координаты точки	k = 1		k = 3		k = 5		k = 7	
	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт
(73,0; 231)	1	0	1	0	1	0	1	0
(9,8; 1076)	1	1	1	1	1	1	1	1
(23,1; 2976)	0	1	0	1	1	1	1	1
(45,9; 1578)	0	1	1	1	1	1	1	1
(38,5; 2700)	1	1	0	1	1	1	1	1
Процент совпадений	40		40		80		80	

Несмотря на то, что при определении классов точек посредством нелинейной машины опорных векторов, дерева решений и 5- и 7-NN процент совпадения прогнозных значений с фактическими составил 80 %, принцип работы алгоритма дерева решений обеспечивает наиболее точное прогнозирование. Проверим данное утверждение на новых точках, например, (44,1; 3150) и (71,8; 3024). Фактически данные точки относятся к классу «0», т.к. значения параметров превышают критические величины. После подстановки значений в коды алгоритмы определили классы точек следующим образом:

- машина опорных векторов: обе точки относятся к классу «1»;
- дерево решений: обе точки относятся к классу 0;
- 1-NN: обе точки относятся к классу «0»;
- 3-NN: обе точки относятся к классу «0»;
- 5-NN: обе точки относятся к классу «1»;
- 7-NN: обе точки относятся к классу «1».

Как видно из полученных результатов, новые точки отнесены к фактическому классу только алгоритмами дерева решений и 1-NN и 3-NN. Сопоставив результаты прогнозирования на эмпирических и новых точках, можно сделать вывод о том, что наиболее точное прогнозирование выполняется алгоритмом дерева решений.

Прогнозирование ремонтпригодности новых образцов классификационными алгоритмами на критических параметрах

После проведения прогнозирования классов новых образцов дефектных труб и анализа совпадения прогнозных классов с фактическими рекомендуется произвести прогнозирование классов каждым алгоритмом на критических значениях, которые будут использованы в качестве обучающей выборки, а затем сравнить новые результаты с предыдущими, полученными при прогнозировании на эмпирических значениях. Критические значения установлены в соответствии с регламентирующим документом [1] следующим образом:

- точка (69,9; 3000), отнесенная к классу «1»;
- точки (70,0; 3000), (69,9; 3001) и (70,0; 3001), отнесенные к классу «0».

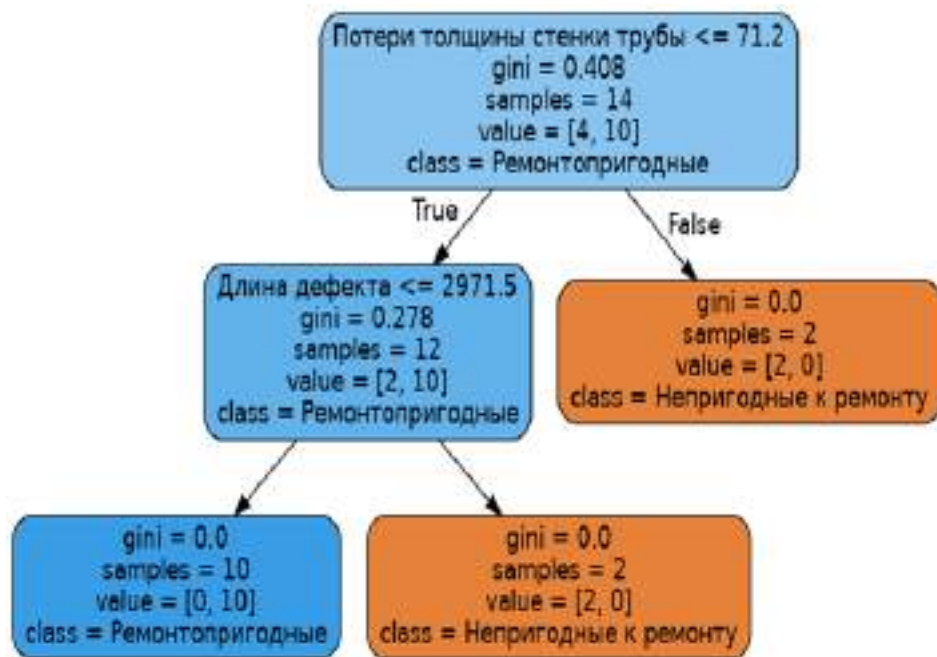
Новые результаты прогнозирования приведены в таблицах 4 и 5. На рисунке 4 представлены деревья решений, построенные на эмпирических и критических значениях. Необходимо принять к сведению, что при прогнозировании классов новых точек машиной опорных векторов используется линейный классификатор, т.к. малое количество точек и их схожие координатные значения, полученные после преобразования произвольными ядрами, не позволяют алгоритму использовать нелинейный классификатор. Стоит отметить, что использование критических значений в качестве обучающей выборки существенно повышает процент совпадений в некоторых алгоритмах, особенно в ЛДА и 1-NN, где установлено увеличение на 40 и 60 % соответственно. Совпадение прогнозных и фактических классов в алгоритмах дерева решений и 1-NN составило 100 %.

Таблица 4 – Результаты прогнозирования классов новых образцов алгоритмами ЛДА, машины опорных векторов и дерева решений на критических значениях

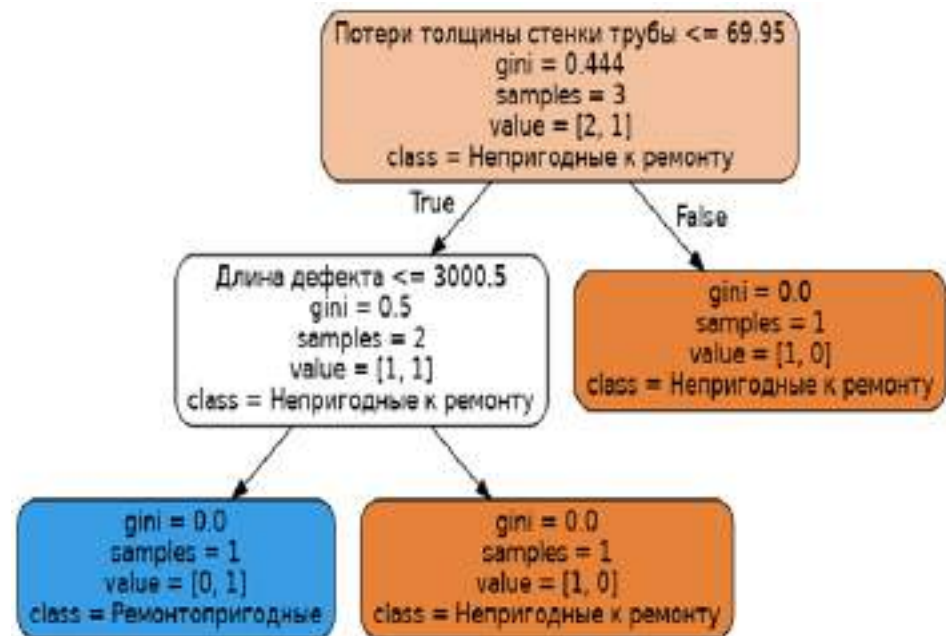
Координаты точки	ЛДА		Машина опорных векторов		Дерево решений	
	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт
(73,0; 231)	1	0	0	0	0	0
(9,8; 1076)	1	1	0	1	1	1
(23,1; 2976)	1	1	0	1	1	1
(45,9; 1578)	1	1	0	1	1	1
(38,5; 2700)	1	1	0	1	1	1
Процент совпадений	80		20		100	

Таблица 5 – Результаты прогнозирования классов новых образцов алгоритмом k-NN на критических значениях

Координаты точки	k = 1		k = 3	
	Прогноз	Факт	Прогноз	Факт
(73,0; 231)	0	0	0	0
(9,8; 1076)	1	1	0	1
(23,1; 2976)	1	1	0	1
(45,9; 1578)	1	1	0	1
(38,5; 2700)	1	1	0	1
Процент совпадений	100		20	



слева – построенное на эмпирических значениях;



справа – построенное на критических значениях

Рисунок 4 – Деревья решений.

Разбиение точек в дереве решений является иерархическим, т.е. возможно распределение точек, относящихся к разным классам, но имеющих схожие признаки, в определенные узлы в зависимости от лучшего параметра разбиения. Если рассмотреть деревья, представленные на рисунке 4, то можно заметить, что сначала точки обоих классов разбиваются по потерям толщины стенки трубы: некоторые точки, относящиеся к классу «0», размещаются в конечном листе, а другая часть, включающая точки двух классов, далее разбивается по длине дефекта. Другими словами, если представить некоторую трубу и параметры ее дефекта, при этом не зная к какому классу она относится, то можно использовать существующее дерево и определить класс, последовательно опускаясь по узлам до тех пор, пока конечный узел и лист не будут найдены.

Если сравнить результаты прогнозирования на критических значениях для k-NN алгоритма, то можно заметить, что наибольший процент совпадений характерен для 1-NN: 100 %. Это обусловлено количеством реальных соседей, т.к. число точек класса «0» составляет 3 шт., а число точек класса «1» – 1 шт. Возьмем новые точки (69,8; 1250), (70,2; 467), (46,5; 2999) и (27,9; 3001), классы которых необходимо спрогнозировать при числе k, равном 1 и 3. По результатам прогнозирования установлено, что точки, в действительности, принадлежащие к классу «1», относятся к истинному классу только при числе k, равном 1. Для точек, в действительности относящихся к классу «0», оба числа k позволяют определить истинный класс. После проведения дополнительной проверки новых точек можно сделать вывод о том, что при прогнозировании алгоритмом k-NN на критических значениях следует задавать число k, равным 1.

Выводы

В заключении следует отметить, что принципы работы алгоритмов ЛДА, машины опорных векторов, дерева решений и k-NN имеют свои отличительные особенности, которые влияют на точность прогнозирования классов новых точек. Наибольший процент совпадений при использовании эмпирических и критических значений обеспечен алгоритмом дерева решений, т.к. классификация осуществляется по системе «Признак – Решение», что позволяет создать комплексную иерархическую структуру распределения точек разных классов.

При занесении критических значений потерь толщины стенки и длины дефекта в обучающую выборку наибольший процент совпадений характерен для дерева решений и 1-NN. При 3-NN процент совпадений значительно снижается. Это обусловлено малым количеством точек в обучающей выборке (4 шт.). Соответственно, рациональным решением для прогнозирования ремонтпригодности дефектных труб методом k-NN на критических значениях является назначение одного соседа.

При прогнозировании алгоритмами ЛДА и машины опорных векторов процент совпадений прогнозируемых и фактических классов на эмпирических и критических значениях ведет себя по-разному. При ЛДА на критических значениях процент совпадений увеличился на 40 %, а при машине опорных векторов снизился на 60 %. Это обусловлено принципом работы данных алгоритмов. При задании критических значений в качестве обучающей выборки классификатору ЛДА легче установить поверхность решения, а при эмпирических значениях классификатору сложнее определить такую поверхность по причине неравномерного распределения точек. При прогнозировании машиной опорных векторов на эмпирических значениях использован нелинейный классификатор, т.к. преобразование произвольными ядрами позволяет установить более четкую поверхность решения и, тем самым, повысить точность прогнозирования ремонтпригодности. При использовании критических значений выполнено прогнозирование линейным классификатором ввиду малого количества точек в обучающей выборке и их схожих координатных величин, получаемых после преобразования произвольными ядрами, по результатам которого сделан вывод о нерациональности применения данного алгоритма с использованием критических значений ремонтпригодности.

На основании полученных результатов и их сравнения следует сделать вывод о том, что наиболее оптимальным алгоритмом для прогнозирования ремонтпригодности дефектных труб на эмпирических и критических значениях является дерево решений.

Работа выполнена в отечественном сервисе «Yandex DataSphere», внесенном в единый реестр российского программного обеспечения. Данный сервис предоставляет широкий спектр возможностей по работе с большими массивами данных и их использованию для машинного обучения. Такое программное обеспечение рекомендуется рассмотреть в качестве вычислительного инструмента для внедрения на российских предприятиях с целью разработки отечественных моделей ИИ в рамках импортозамещения в соответствии с Указом Президента Российской Федерации № 166 [7].

Библиографический список:

1. СТО Газпром 27.3-2.2-006-2023. Управление техническим состоянием и целостностью. Газотранспортная система. Инструкция по оценке дефектов труб и соединительных деталей при ремонте линейной части магистральных трубопроводов. Введ. 01.06.2023. ПАО «Газпром». – 30 с.
2. Указ Президента Российской Федерации от 30.03.2022 № 166 «О мерах по обеспечению технологической независимости и безопасности критической информационной инфраструктуры Российской Федерации». URL: <http://www.kremlin.ru/acts/bank/47688>. (дата обращения: 07.11.2023).
3. Yandex Cloud // Реестр российского программного обеспечения. URL: https://reestr.digital.gov.ru/reestr/310636/?sphrase_id=785081. (дата обращения: 07.11.2023).
4. Fisher R. A. The Use of Multiple Measurements in Taxonomic Problems. 1936: Annals of Eugenics, Vol. 7, Issue 2: URL: <https://doi.org/10.1111/j.1469-1809.1936.tb02137.x>. (дата обращения: 07.11.2023).
5. Cortes C., Vapnik V. Support-Vector Networks. 1995: Machine Learning, Vol. 20: URL: <http://dx.doi.org/10.1007/BF00994018>. (дата обращения: 07.11.2023).
6. Rokach L., Maimon O. (2015). Data Mining with Decision Trees. Theory and Applications. 2nd edition. Singapore: World Scientific Publishing Co. Pte. Ltd. 305 p.
7. Fix E., Hodges J. L. (1951). Discriminatory Analysis. Nonparametric Discrimination: Consistency Properties. USA: USAF School of Aviation Medicine, Randolph Field. 21 p.

УДК 622.276.55:519.71

Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния массива горных пород в условиях термошахтной добычи нефти

Грунковой Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Для определения напряженно-деформированного состояния горных пород была рассмотрена расчетная область, представленная на рисунке 1. Данная 2D-модель представляет из себя 2 пройденные выработки, расположенные на расстоянии 15 и 20 м друг от друга, и массив горных пород вокруг них. Выработки имеют различное поперечное сечение в зависимости от горных пород. Размерность модели выбиралась из соображения отсутствия влияния граничных условий на результаты расчета.

Задача рассматривается в напряженно-деформированной упругой постановке (неупругие свойства грунта не учитывались). Фрагменты построенной двумерной сетки, состоящей преимущественно из гексагональных элементов, приведены на рисунках 2 и 3 соответственно.

Сверху расчетной области задавалось равномерно распределенное давление, учитывающее глубину расположения выработок (давление вышележащего массива пород). Слева и снизу задавалось ограничение перемещений перпендикулярно границам для исключения движения расчетной области как твердого тела. Углы в основании выработок скруглялись для снижения влияния концентраторов напряжений. Свойства пород горных выработок приняты согласно таблице 1.

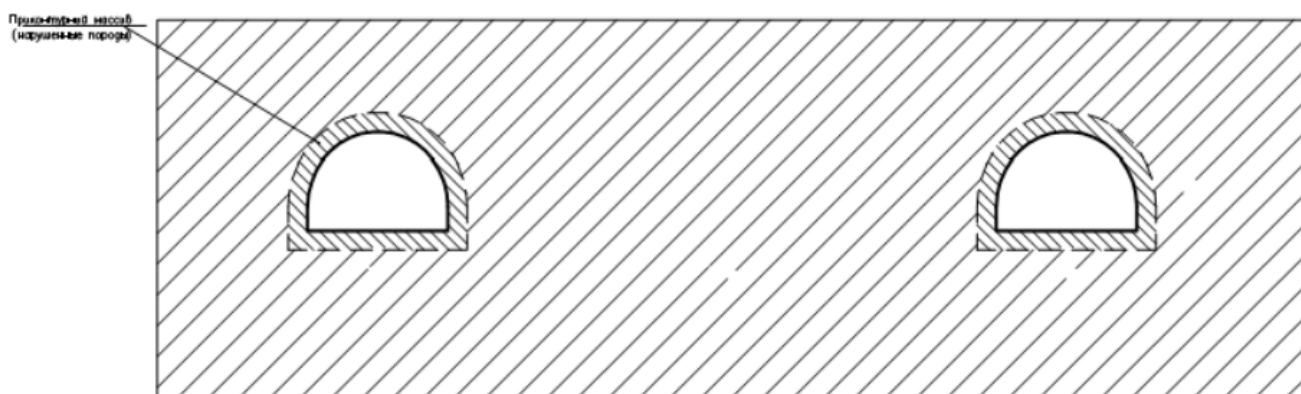


Рисунок 1 – Расчетная модель расположения горных выработок.



Рисунок 2 – Двумерная сетка вокруг выработки.

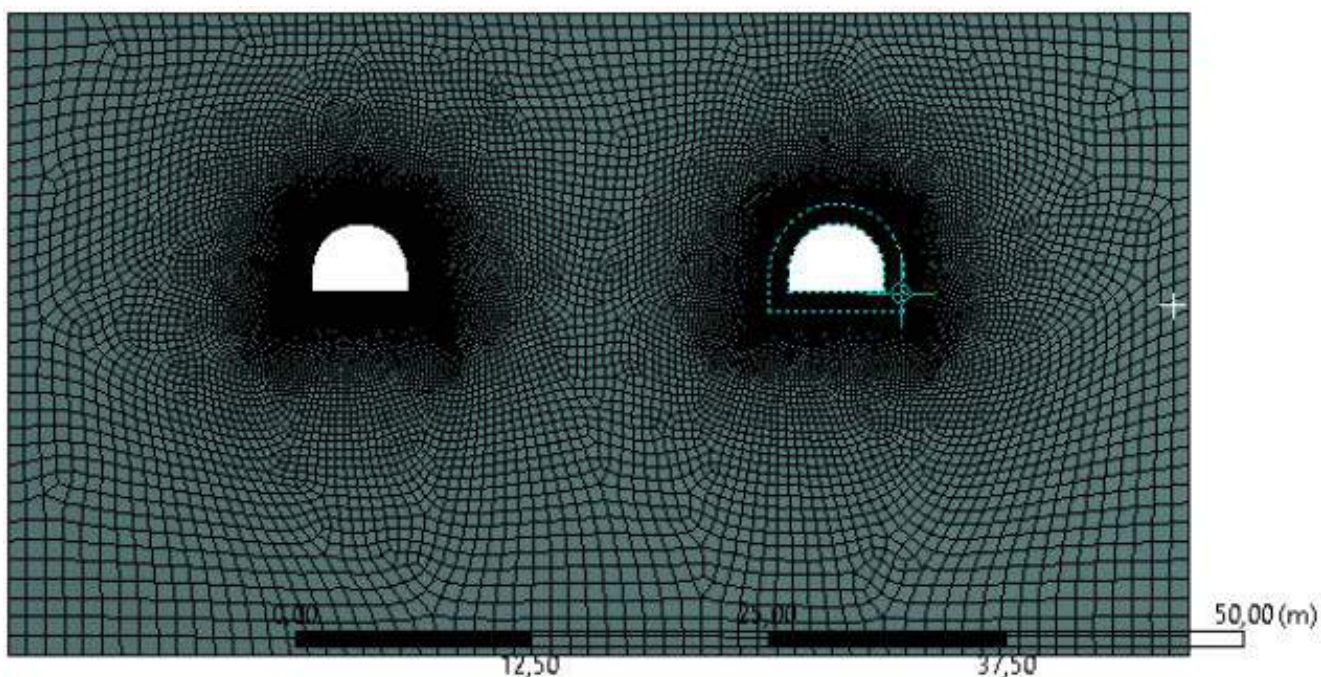


Рисунок 3.3 – Двумерная сетка расчетной модели.

Моделирование производилось в предположении, что приконтурные породы, обозначенные на рисунке 1, имеют такие же свойства, как и остальной массив пород.

Ниже приведены поля напряжений по оси X, Y и эквивалентные напряжения в грунте вблизи одной выработки для вариантов 1–4, представленные на рисунках 3.4–3.16. Ось Y направлена вертикально, ось X направлена горизонтально. Поля приведены без учета концентраторов напряжений в углах выработки.

Таблица 1 – Свойства пород, принятые в расчетах

Наименование породы	Модуль упругости	Коэффициент Пуассона	Плотность
	Е, ГПа	ν	$\rho_{пл}$, г/см ³
Туффит	8,65	0,3	2,86
Песчаник	5,05	0,3	2,42

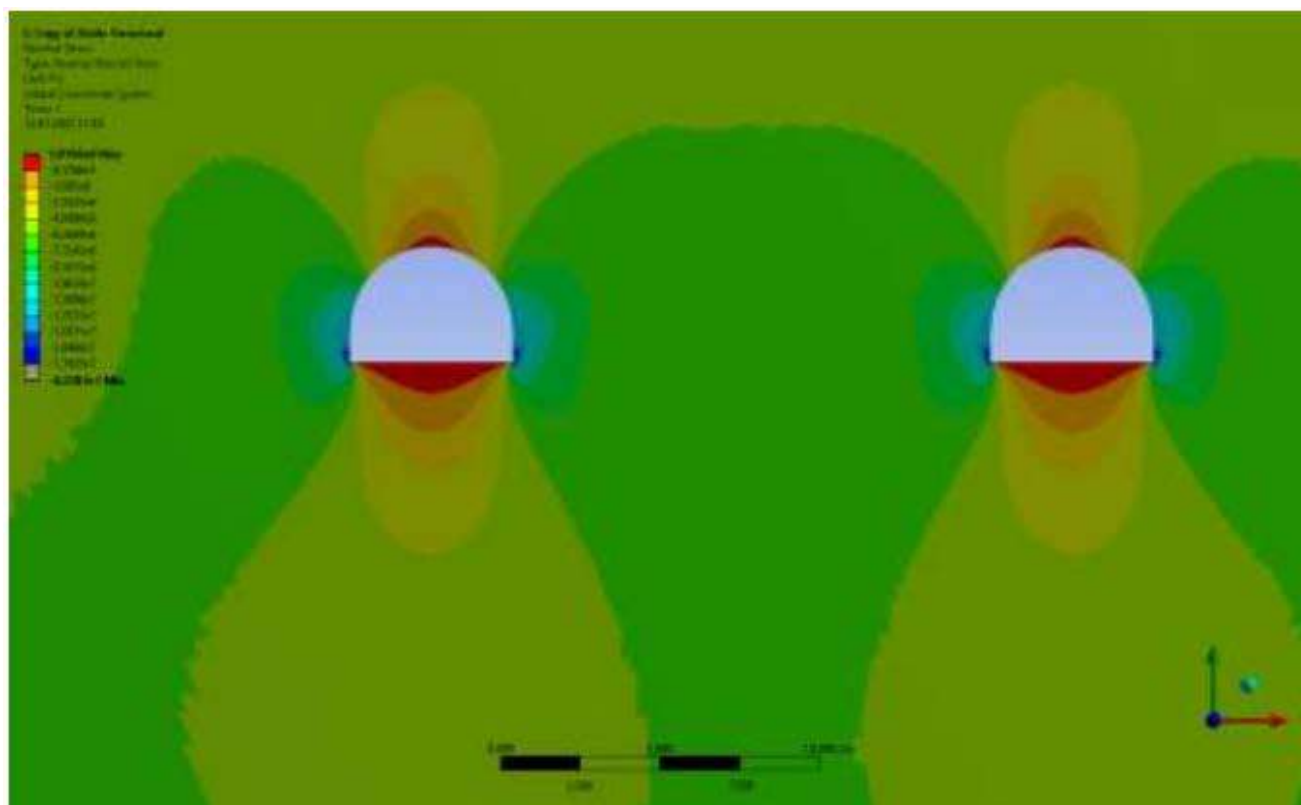


Рисунок 4 – Напряжения по оси Y. Общий вид. Вариант 1.

По результатам расчетов численного моделирования 4 ситуаций расположения выработок, можно сделать следующие выводы:

- со стороны кровли и почвы на приконтурные породы выработки воздействуют растягивающие напряжения вдоль оси Y, а по бокам сжимающие напряжения вдоль оси Y;
- напряжения вдоль оси X имеют отрицательную величину в кровле и боках выработки;
- в почве выработок напряжения вдоль оси X имеют положительные (растягивающие) значения, как и в случае с осью Y;
- максимальная концентрация напряжений наблюдается вблизи углов, образующихся между стенками и подошвой выработки;
- наибольшие значения напряжений были получены в расчетном варианте 1, при этом максимальные растягивающие напряжения составляют порядка 2 МПа, что превышает для данного вида пород предел прочности при растяжении, приведенный в таблице 1, что говорит о необходимости укрепления массива горных пород вблизи выработки.

Максимальные сжимающие напряжения составляют около 13 МПа, что так же близко к некоторым, полученным экспериментально, пределам прочности при сжатии.

Библиографический список:

1. СП 69.13330.2016 «Подземные горные выработки. Актуализированная редакция СНиП 3.02.03-84».

2. Груцкий, Л.Г. Обоснование способов повышения устойчивости выработок нефтешахт / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук. – СПбГИ им. Г.В. Плеханова./ Санкт-Петербург, С. 131, 2000 г.
4. Бердник А. Г., Грункой Т.В. Анализ и оценка производственного травматизма подземного персонала на нефтешахтах Ярегского месторождения //Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. – 2018. – № 2. – С. 34-40.
5. Грункой Т.В., Бердник А. Г., Мартынцева А. С. Аналитическая оценка несчастных случаев при термошахтной добычи высоковязкой нефти // Технологии нефти и газа. – 2018. – № 3 (116). – С. 60-64.

УДК 519.673

Использование математических моделей на основе нейронных сетей при решении частных задач нефтегазопромысловой отрасли

Чувашов Н. А., Кунцев В. Е.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. Внедрение новых технико-технологических цифровых решений является актуальным направлением в современной промышленности. Данная тенденция не обошла стороной и нефтегазовую отрасль. При помощи нейросетей стала возможна ускоренная обработка больших объемов информации, и, что немаловажно прогнозирование показателей. Основную область интереса для авторов представляет возможность использования нейросетевого моделирования для получения показателей работы добывающих и нагнетательных скважин при гидропрослушивании для дальнейшей реализации пассивной гидродинамической томографии. Синтезированные данные послужат основой для исследования характера распределений фильтрационных сопротивлений в неоднородном пласте.

Ключевые слова: нейронная сеть, нефтегазопромысловая отрасль, математическая модель, прогнозирование показателей.

Нейронная сеть (также искусственная нейронная сеть, ИНС, или просто нейросеть) - математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей - сетей нервных клеток живого организма. Это понятие возникло при изучении процессов, протекающих в мозге, и при попытке смоделировать эти процессы.

ИНС представляет собой систему соединённых и взаимодействующих между собой простых процессоров (искусственных нейронов). Такие процессоры обычно довольно просты (особенно в сравнении с процессорами, используемыми в персональных компьютерах). Каждый процессор подобной сети имеет дело только с сигналами, которые он периодически получает, и сигналами, которые он периодически посылает другим процессорам. И, тем не менее, будучи соединёнными в достаточно большую сеть с управляемым взаимодействием, такие по отдельности простые процессоры вместе способны выполнять довольно сложные задачи.

Нейронные сети не программируются в привычном смысле этого слова, они обучаются. Возможность обучения – одно из главных преимуществ нейронных сетей перед традиционными алгоритмами. Технически обучение заключается в нахождении коэффициентов связей между нейронами. В процессе обучения нейронная сеть способна выявлять сложные зависимости между входными данными и выходными, а также выполнять обобщение. Это значит, что в случае успешного обучения сеть сможет вернуть верный результат на основании данных, которые отсутствовали в обучающей выборке, а также неполных и/или «зашумленных», частично искажённых данных.

В статье рассматривается использование нейронных сетей для:

- Моделирование показателей работы газоперекачивающих агрегатов;
- Прогнозирование повреждений магистральных нефтегазопроводов;
- Прогноз значений дебитов добывающих скважин.

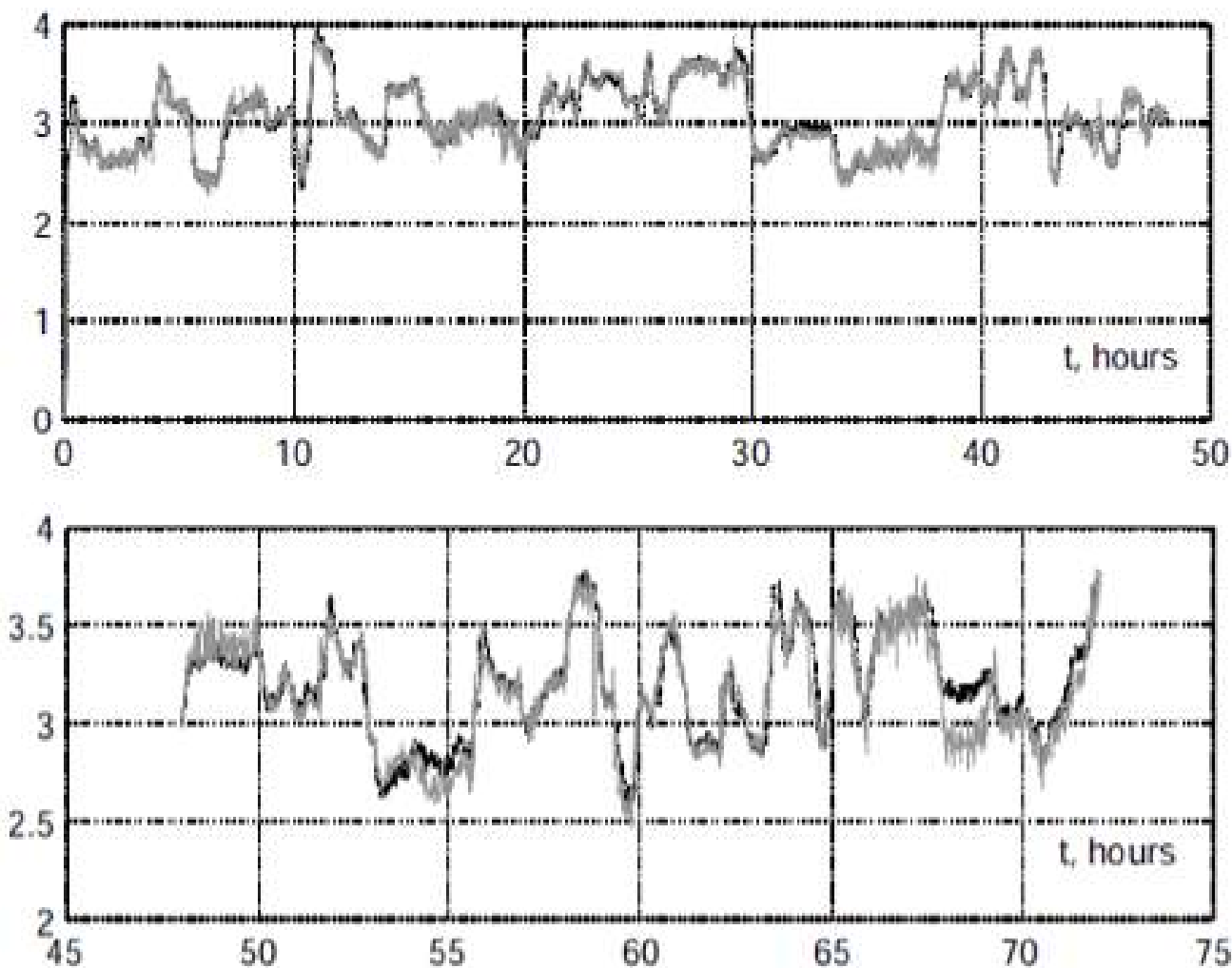
Моделирование работы ГПА. Согласно проведенному литературному обзору, получение показателей работы газоперекачивающих агрегатов сводилось к использованию модели нейронной сети прямого распространения. Математическая модель работы нейронной сети имеет следующий вид:

$$N(x, W) = f \left(\sum_{m=1, \dots, M} W_m \cdot g(W_{m0} + \sum_{k=1, \dots, K} W_{mk} x_k) \right)$$

$$g(x) = \frac{1}{\exp(-x) + 1}$$

Весовые параметры W определялись путем обучения, то есть минимизацией некоторого функционала, соответствующего решаемой задаче.

В ходе эксперимента использовалась нейронная сеть с 4-мя входами (входное давление на ГПА и три значения оборотов валов двигателей) и выходом служило – выходное давление. Показатели работы нейронной сети представлены на рисунке 1 [2].



Серые линии – выход нейросети, Черные – фактические показатели

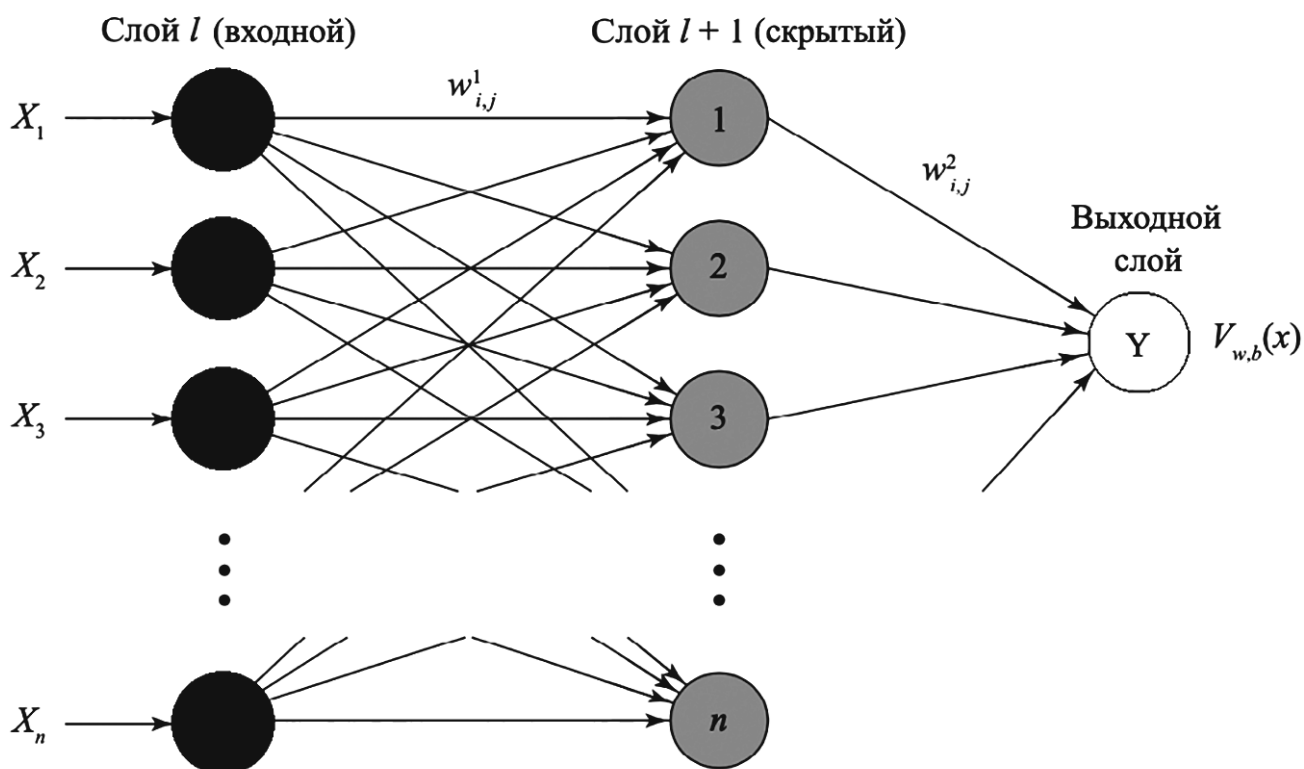
Рисунок 1 – Показатели работы нейронной сети прямого распространения.

Прогнозирование повреждений магистральных газопроводов. Для прогнозирования повреждений магистральных трубопроводов в ходе коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) была использована нейронная сеть в виде многослойного персептрона.

Работа искусственного персептрона описывается уравнением:

$$V_{w,b}(x) = F \left(\sum_i (w_i x_i) + b \right)$$

Структура сети представлена на рисунке 2. Обучение разработанной нейросетевой модели производилось методом обратного распространения ошибки по алгоритму адаптивного стохастического градиентного спуска на выборке из 358 векторов значений, где каждый вектор соответствовал дефектному элементу магистрального газопровода, проверочная выборка содержала 58 значений (58 труб, из которых 29 были дефектными). Точность выявления участков магистральных газопроводов, имеющих стресс-коррозионные повреждения, составила не менее 92 % [3].



X – входные данные по участку трубопровода; w – весовые коэффициенты, b – смещения,
 $V_{w,b}(x)$ – выходной сигнал нейросети

Рисунок 2 – Структура нейронной сети многослойного персептрона.

Прогноз значений дебитов. Прогнозирование показателей дебитов скважин является одной из первостепенных задач управления производством нефтегазовой отрасли, поскольку напрямую связано с выбором технологического режима работы скважин.

Для обеспечения высокой точности прогноза значений дебитов скважины использовались глубокие ИНС прямого распространения.

Программная реализация ИНС для проведения экспериментов выполнена на языке C# с использованием библиотеки Microsoft CNTK.

На входы ИНС подаются фактические значения дебита за определённое число дней (от 6 до 15). Далее идёт ряд скрытых слоёв ИНС – от 2 до 8. В выходном слое ИНС один нейрон (прогнозируемое значение дебита).

Для оценки качества прогнозирования при использовании ИНС использовался параметр MAPE (mean average percentage error) то есть величина средней абсолютной ошибки:

$$MAPE = \frac{1}{n} \sum_{i=1}^n \left[\frac{|x_i^{pred} - x_i^{obs}|}{x_i^{obs}} \right] \cdot 100$$

По итогам выполненных экспериментов были выявлены наиболее эффективные архитектуры искусственных нейронных сетей (10 входов, 4 скрытых слоя, функция активации LeakyReLU), позволяющие увеличить точность прогноза в два и более раза по сравнению с точностью прогноза, даваемой традиционным методом экстраполяции по скользящей средней [1].

Так как для реализации пассивной гидродинамической томографии требуются значения истории разработки, то есть величины дебитов и закачки, а также интервальные времена реагирования добывающих скважин на возмущение передающееся от нагнетательных, наиболее семантически близкой по механизму работы и получаемым результатам может послужить нейронная сеть долго-краткосрочной памяти (LSTM), использованной для прогнозирования дебитов скважин и рассмотренной ранее.

Первым шагом в LSTM является принятие решения о том, какая информация будет удалена из состояния ячейки. Это решение принимается вентилем забывания.

$$f_t = \sigma(x_t U^f + h_{t-1} W^f + b_f)$$

Следующий шаг – решить, какая новая информация будет сохранена в состоянии ячейки. Этот шаг состоит из двух этапов:

Во-первых, уровень входных данных (i_t) решает, какие значения следует обновить.

$$i_t = \sigma(x_t U^i + h_{t-1} W^i + b_i)$$

Во-вторых, слой \tanh , который создает вектор новых значений-кандидатов \tilde{C}_t . Эти две складки можно описать следующим образом:

$$\tilde{C}_t = \tanh(x_t U^c + h_{t-1} W^c + b_c)$$

Затем обновляется старое состояние ячейки, C_{t-1} , в новое состояние ячейки C_t , которое может быть задано как:

$$C_t = C_{t-1} \otimes f_t \oplus i_t \otimes \tilde{C}_t$$

Наконец, решается, что будет выдано в качестве выходных данных. Этот вывод будет основан на состоянии ячейки, но будет отфильтрованной версией. На этом шаге выходной элемент (o_t) решает, какие части состояния ячейки будут выданы в качестве выходных данных. Затем состояние ячейки проходит через \tanh layer (чтобы значения были в диапазоне от -1 до 1) и умножается на выходной элемент следующим образом:

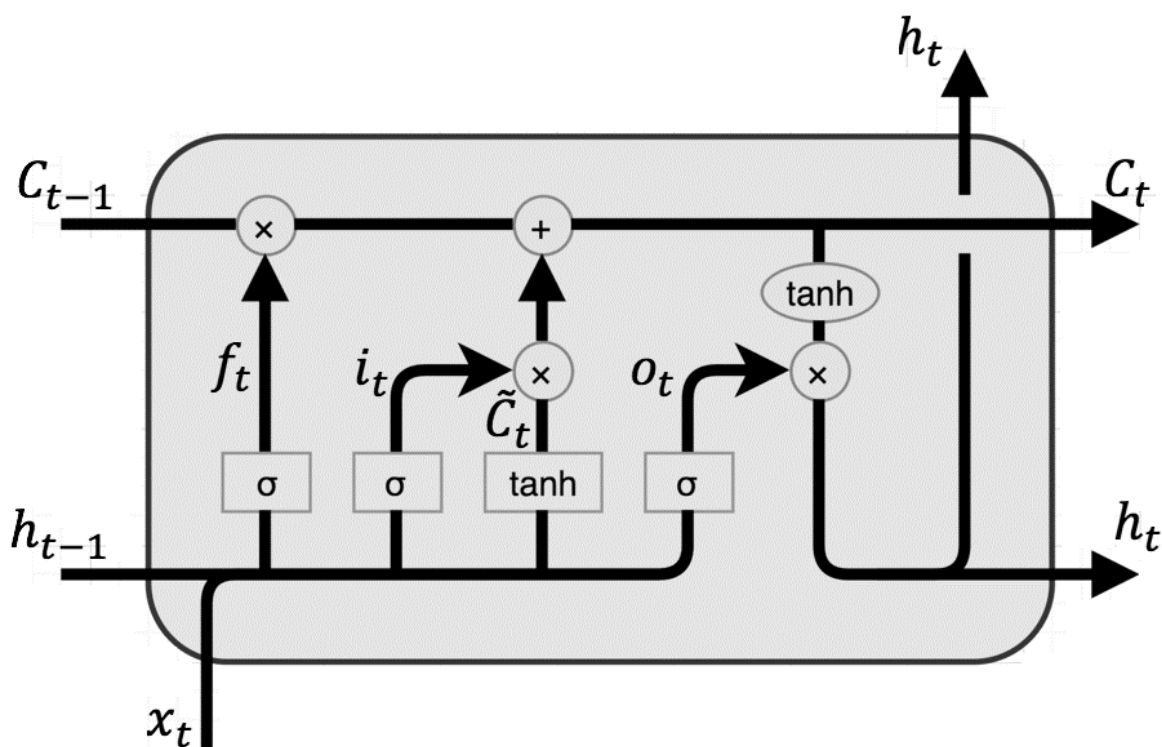
$$o_t = \sigma(x_t U^o + h_{t-1} W^o + b_o)$$

$$h_t = o_t \otimes \tanh(C_t)$$

Структура элемента сети долго-краткосрочной памяти представлена на рисунке 3.

Выводы:

- В ходе литературного обзора изучены математические модели и архитектуры нейронных сетей используемые при решении частных задач нефтепромысловой отрасли;
- Выделена наиболее подходящая для реализации пассивной гидродинамической томографии математическая модель нейронной сети – LSTM и рассмотрен механизм ее работы.



σ – слой сигмоидной активации; \tanh – слой активации гиперболического тангенса;
 x_t , – входной вектор; h_{t-1} , h_t – векторы скрытого слоя; C_t , C_{t-1} , \tilde{C}_t – состояния ячейки: конечное, начальное и добавочное к новому; f_t , i_t , o_t – забытый, входной и выходной вентили

Рисунок 3 – Элемент LSTM ИНС.

Библиографический список

1. Евсюткин, И. В. Глубокие искусственные нейронные сети для прогноза значений дебитов добывающих скважин / И. В. Евсютин, Н. Г. Марков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. Т. 331, № 11. – С. 88–95.
2. Терехов, С. А. Подход к моделированию элементов магистрального газопровода на основе искусственных нейронных сетей / С. А. Терехов, Т. А. Мухамадиева, Н. Н. Федорова, Е. В. Диянкова и др. // Радиоэлектроника, информатика, управление. – 2000. № 1. – С. 116–122.
3. Хасанов, И. И. Обзор применения нейросетей в области добычи и транспорта нефти и газа / И. И. Хасанов, З. Р. Хасанова, Р. А. Шакиров, О. И. Недельченко // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2022. № 3–4. С. 11–15.

УДК 622.691.4.052

Моделирование распределения потока газа на участке очистки газа при плановых отключениях отдельных пылеуловителей

Беляев С. Н., Богданов Н. П., Жевнеренко В. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В данном сообщении показан ориентировочный гидравлический расчет для определения режима оптимальной работы на примере П-схемы коллекторов трубопроводов технологической обвязки и пылеулавливающих аппаратов участка очистки газа на компрессорных станциях. Расчет выполнен с целью определения отклонений от равномерной нагрузки отдельных блоков аппаратов установки очистки газа от оптимальных значений.

Гидравлический расчет сводится к определению суммарных потерь давления на входе и выходе трубопровода. Для газопроводов высокого давления расчет выполняется по формуле

$$P_{вх}^2 - P_{вых}^2 = \frac{16}{\pi^2} \cdot \lambda \cdot \frac{Q^2}{d^5} \cdot \rho_0 \cdot P_0 \cdot l \cdot \frac{T}{T_0}, \quad (1)$$

где $P_{вх}$, $P_{вых}$ - давление на входе и выходе системы, P_0 - атмосферное давление, T , T_0 - рабочая температура и температура газа при нормальных условиях, ρ_0 - плотность газа при нормальных условиях, λ - коэффициент гидравлического трения.

С учетом сжимаемости газа и зависимости плотности газа от температуры, а также малости участка трубопровода и $P_{вх}^2 - P_{вых}^2 = (P_{вх} - P_{вых})(P_{вх} + P_{вых}) \approx \Delta P \cdot 2P_0$, формулу (1) можно привести к виду $\Delta P = k_T Q^2$, где k_T - *гидравлическое сопротивление трубопровода*.

Расчет в трубопроводах высокого давления осложняется сжимаемостью газа, что определяет изменение объемного расхода и скорости течения, которая связана, в первом приближении, линейно с гидравлическим сопротивлением [1]. Давление газа на выходе из системы ΔP включает гидравлическое сопротивление аппарата, состоящее из сопротивления трения, местных сопротивлений и сопротивления на ускорение потока, связанное с изменением плотности газа от входа к выходу. При этом массовый расход газа остается величиной постоянной. При расчетах сложных трубопроводов распределение потока газа определяется по законам Кирхгофа: - массовый расход газа при переходе через узел постоянен; - сумма гидравлических потерь в замкнутом контуре равны нулю.

При гидравлическом расчёте распределения потока газа через блоки аппаратов очистки газа следует учесть влияние схем подключения. На примере "П" - образной схемы включения коллекторов с параллельно включёнными пылеуловителями (ПУ) качественно покажем неравномерность распределения газопотока через ПУ. Примем допущение: участки технологических трубопроводов обвязки установки очистки газа разделяются на входные и выходные линии и рассматриваются как составные единицы соответствующих блоков пылеуловителей. Участки входного и выходного коллектора между блоками пылеуловителей рассматриваются как равновеликие и симметричные. Аппараты ПУ распределены равномерно по длине коллектора.

Схема подключения и эпюры распределения давлений (гидравлических потерь) и скоростей потока показана на рисунке 1.

Известно, величина потока газа определяется разностью статических давлений на входе $\Delta P_{СТ}^{ВХ}$ и выходе аппарата $\Delta P_{СТ}^{ВЫХ}$. Статические давления определяются как разность полного давления и динамического. Динамическое давление на входном и выходном коллекторах, в первом приближении, изменяется пропорционально квадрату скорости ω и линейно плотности ρ газопотока.

Для упрощения понимания, допустим, что давление на выходном коллекторе $P_{ВЫХ} = 0$, то эпюра статических давлений ($\Delta P_{СТ}^{ВЫХ}$) будет зеркальным отражением эпюры динамических давлений в выходном коллекторе ($P_{ВЫХ}^{ДИН}$). Как видно из эпюр разница статических давлений в крайних аппаратах ПУ: крайний правый $\Delta P_{СТ}^{ВХ} + \Delta P_{ПУ}$, крайний левый $\Delta P_{СТ}^{ВЫХ} + \Delta P_{ПУ}$. Разница давлений между крайним левым и крайним правым аппаратами $\Delta P_{СТ}^{ВХ} - \Delta P_{СТ}^{ВЫХ}$, что показывает неравномерность распределения потока газа через блоки аппаратов очистки газа. Можно показать, что при "Z" - образной схеме подключения между крайними аппаратами ПУ разница давлений $\Delta P_{СТ}^{ВХ} + \Delta P_{СТ}^{ВЫХ}$, что характеризует наиболее неравномерное распределения газа по параллельно включённым аппаратам. Как видно, «коллекторный эффект» при определении расходов газа в П -

образной схеме обвязки блоков пылеуловителей по сравнению с Z – схемой меньше в $(\Delta P_{CT}^{BX} - \Delta P_{CT}^{BbIX}) / (\Delta P_{CT}^{BX} + \Delta P_{CT}^{BbIX})$ раз, что составляет примерно 50÷100.

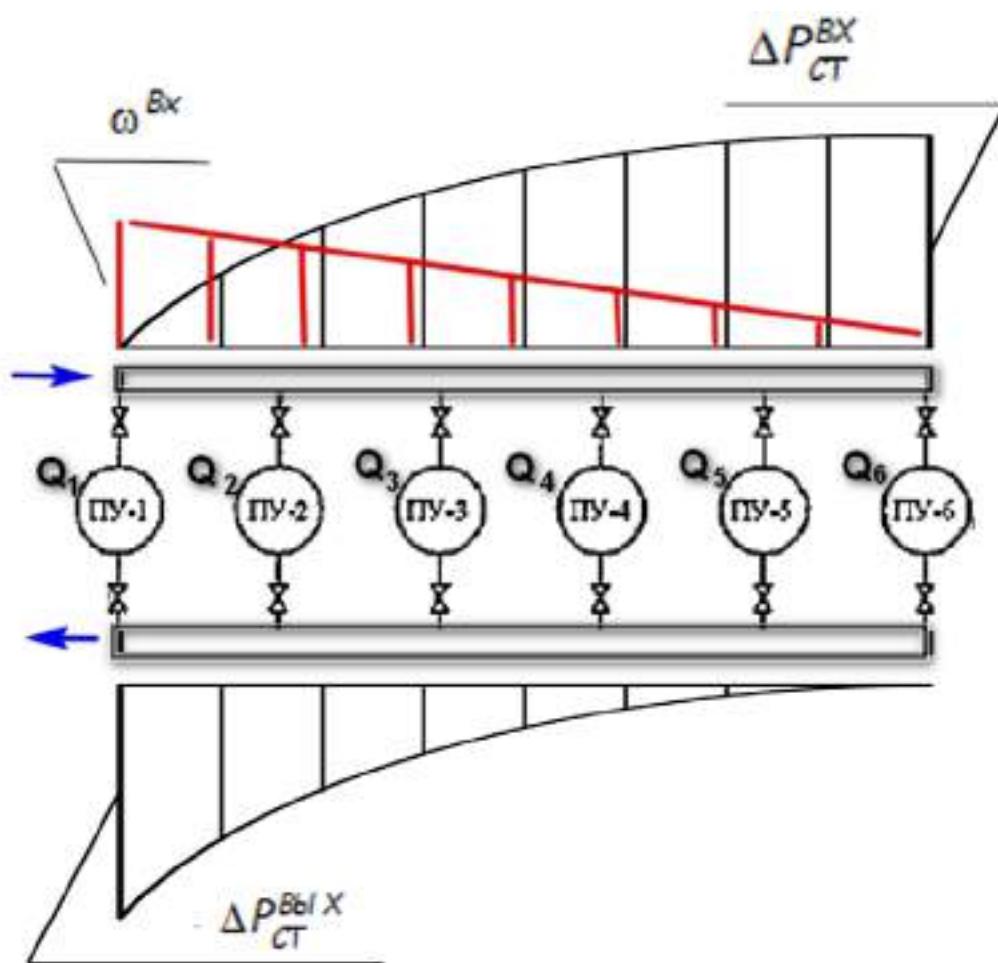


Рисунок 1 - Случай П-образной схемы обвязки пылеуловителей и эпюры распределения давлений (гидравлических потерь) и скоростей потока.

Точный гидравлический расчет, описывающий транспорт газа через блок пылеуловителей, может быть получен только численно. Однако можно воспользоваться тем, что гидравлическое сопротивление трубы много меньше гидравлического сопротивления пылеуловителя, и решать систему уравнений в рамках теории возмущений. Теория возмущений применима, если задача может быть сформулирована добавлением «малых» членов к точно решаемой задаче [2].

Для для случая П-образной схемы обвязки пылеуловителей считаем $Q_1, Q_2, Q_3, Q_4, Q_5, Q_6$ - потоки газа через пылеуловители, Δp - полное падение давления на входе и выходе блока пылеуловителей. Другими словами можно искать решение системы в виде $Q_i = q_0 + k_i/k_i q_i + \dots, \quad i = 1, \dots, n.$ Q_1, Q_i - потоки газа через 1-ый и i -тый блоки пылеуловителей, k_1, k_i - гидравлическое сопротивление участка трубы между двумя соседними блоками пылеуловителей и i -того блока пылеуловителей соответственно, где $q_0 = \sqrt{\Delta p/k}$ - поток через пылеуловитель в предположении "идеальности" несущей трубы. $k = k_i/k_1$ в зависимости от сортамента труб и режимов работы, варьирует в пределах 0,001÷0,01. Сопротивление при ускорении потока, связанное с изменением плотности газа от входа к

выходу в нашей модели линейно уменьшается $k_i = k_1(1 - a \cdot (i - 1))$, где a - коэффициент, зависящий от типа конструкции пылеуловителей и режима.

Допустим, что все блоки пылеуловителей включены, а гидравлическое сопротивление постоянно ($a=0$). Система уравнений имеет вид

$$\begin{aligned}
 kQ_1^2 &= \Delta p \\
 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_2^2 &= \Delta p \\
 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_3^2 &= \Delta p \\
 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_4^2 &= \Delta p \\
 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_5 + Q_6)^2 + kQ_5^2 &= \Delta p \\
 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1Q_6^2 + kQ_6^2 &= \Delta p
 \end{aligned}$$

При подстановке в эту систему уравнений в первом порядке по малому параметру получаем.

$$\begin{aligned}
 2k_1(5q_0)^2 + 2kq_0q_2 &= 0 \\
 2k_1\{(5q_0)^2 + (4q_0)^2\} + 2kq_0q_3 &= 0 \\
 2k_1\{(5q_0)^2 + (4q_0)^2 + (3q_0)^2\} + 2kq_0q_4 &= 0 \\
 2k_1\{(5q_0)^2 + (4q_0)^2 + (3q_0)^2 + (2q_0)^2\} + 2kq_0q_5 &= 0 \\
 2k_1\{(5q_0)^2 + (4q_0)^2 + (3q_0)^2 + (2q_0)^2 + q_0^2\} + 2kq_0q_6 &= 0
 \end{aligned}$$

Отсюда получаем

$$\begin{aligned}
 Q_1 &= q_0, Q_2 \approx q_0 \left(1 - \frac{25k_1}{k}\right), Q_3 \approx q_0 \left(1 - \frac{41k_1}{k}\right), Q_4 \approx q_0 \left(1 - \frac{50k_1}{k}\right), \\
 Q_5 &\approx q_0 \left(1 - \frac{54k_1}{k}\right), Q_6 \approx q_0 \left(1 - \frac{55k_1}{k}\right)
 \end{aligned}$$

Полный поток $Q = Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6 = q_0 \left(6 - \frac{225k_1}{k}\right)$

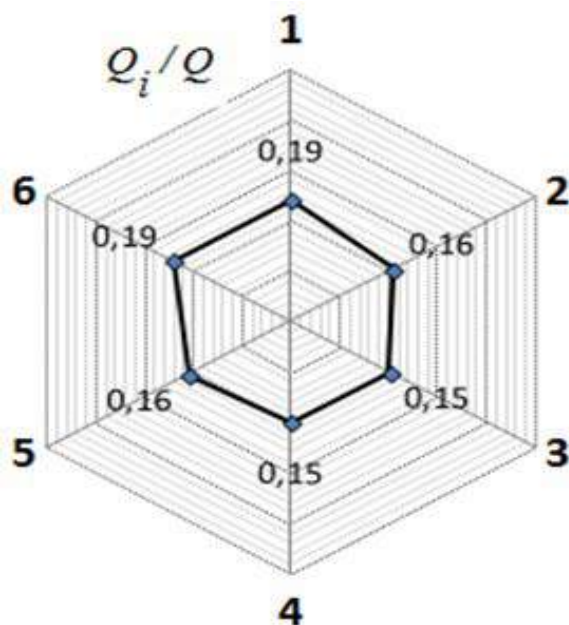


Рисунок 2 - Расчетное соотношение расходов газа Q_i / Q через блоки пылеуловителей при $k = 0,001$ ($a=0$) для случая П-образной схемы обвязки пылеуловителей.

Пусть отключен первый пылеуловитель (рисунок 3). $Q_1 = 0$. Тогда Δp - полное падение давления на входе и выходе блока пылеуловителей получим потоком газа через второй пылеуловитель и эквивалентный "пылеуловитель"

$$2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_2^2 = \Delta p.$$

Поток через третий пылеуловитель и "эквивалентный" создает также полное падение давлений, которое можно описать следующим уравнением: $2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_3^2 = \Delta p$. Продолжая по аналогии, можно описать потоки газа через остальные пылеуловители.

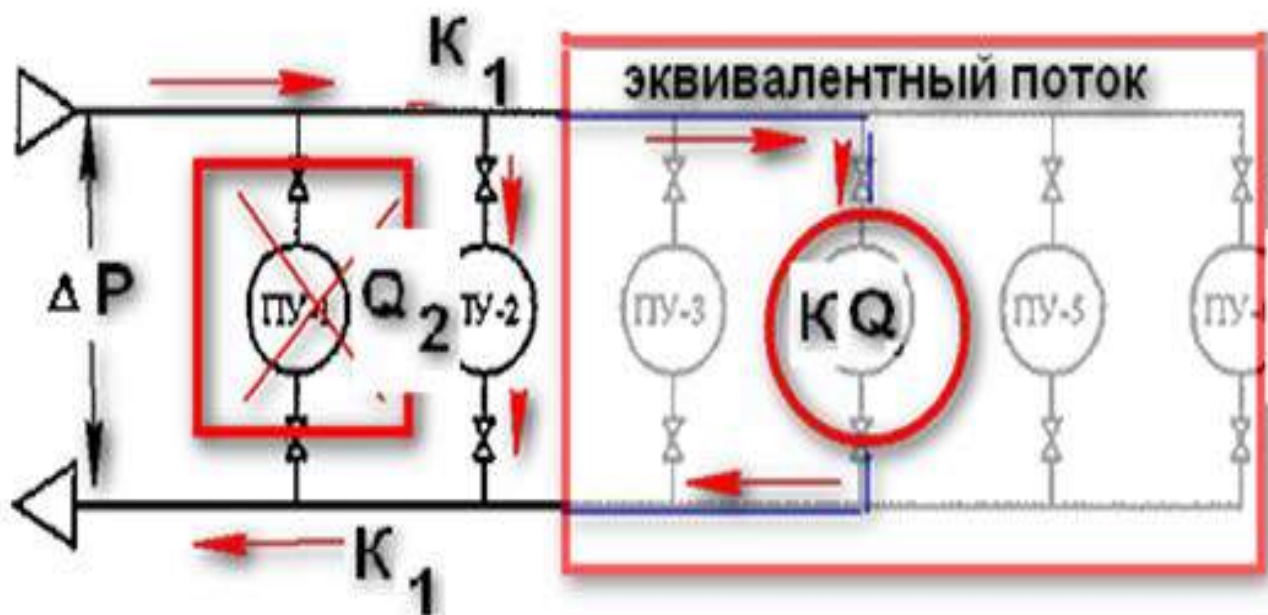


Рисунок 3 - Пояснения к алгоритму расчета при последовательном отключении пылеуловителей.

В целом, система уравнений имеет вид

$$\begin{cases} 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_2^2 = \Delta p \\ 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_3^2 = \Delta p \\ 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + kQ_4^2 = \Delta p \\ 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_5 + Q_6)^2 + kQ_5^2 = \Delta p \\ 2k_1(Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1(Q_5 + Q_6)^2 + 2k_1Q_6^2 + kQ_6^2 = \Delta p \end{cases}$$

Решая систему, получим

$$Q_2 \approx q_0 \left(1 - \frac{25k_1}{k}\right), Q_3 \approx q_0 \left(1 - \frac{41k_1}{k}\right), Q_4 \approx q_0 \left(1 - \frac{50k_1}{k}\right), Q_5 \approx q_0 \left(1 - \frac{54k_1}{k}\right), Q_6 \approx q_0 \left(1 - \frac{55k_1}{k}\right)$$

Ниже в таблице 1 представлены результаты расчёта распределения расходов газа через блоки пылеуловителей при гидравлических сопротивлениях $k = k_i/k_1 = 0,01$ при П-образной схеме обвязки. Как видим, здесь наблюдается максимальная неравномерность распределения расходов газа через блоки пылеуловителей

Таблица 1.

Доля потока газа через пылеуловители					
1	2	3	4	5	6
$\frac{Q_1}{Q}$	$\frac{Q_2}{Q}$	$\frac{Q_3}{Q}$	$\frac{Q_4}{Q}$	$\frac{Q_5}{Q}$	$\frac{Q_6}{Q}$
П-образная схема обвязки пылеуловителей					
отключен	0,27	0,21	0,18	0,17	0,17
0,30	отключен	0,20	0,18	0,16	0,16
0,27	0,23	отключен	0,18	0,14	0,16
0,26	0,21	0,19	отключен	0,17	0,17
0,25	0,21	0,19	0,18	отключен	0,17
0,25	0,21	0,19	0,18	0,18	отключен

Рассмотрим расчеты, когда a не равно нулю в $k_i = k_1(1 - a \cdot (i - 1))$.

Тогда, в начальном приближении:

$$Q_1 = q_0, \quad Q_2 = q_0 \cdot \left(1 + \frac{a}{2}\right), \quad Q_i = q_0 \cdot \left(1 + \frac{(i-1) \cdot a}{2}\right)$$

С учетом наших предположений система уравнений, описывающих распределение расходов газа через блоки пылеуловителей будет выглядеть так:

$$\begin{aligned} 0 = & 2 \cdot k \cdot k_1 \cdot Q_1 \cdot dQ_1 + k \cdot Q_1^2 + k \cdot (Q_1 + Q_2)^2 + k \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3)^2 + \\ & + k \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4)^2 + k \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5)^2 \end{aligned}$$

$$2 \cdot k \cdot k_1 \cdot Q_1 \cdot dQ_1 + k \cdot Q_1^2 = k \cdot (Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k \cdot k_2 \cdot Q_2 \cdot dQ_2$$

$$2 \cdot k \cdot k_3 \cdot Q_3 \cdot dQ_3 + k \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3)^2 = k \cdot (Q_4 + Q_5 + Q_6)^2 + 2k \cdot k_4 \cdot Q_4 \cdot dQ_4$$

$$2 \cdot k \cdot k_4 \cdot Q_4 \cdot dQ_4 + k \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4)^2 = k \cdot (Q_5 + Q_6)^2 + 2k \cdot k_5 \cdot Q_5 \cdot dQ_5$$

$$2 \cdot k \cdot k_6 \cdot Q_6 \cdot dQ_6 + k \cdot (Q_1 + Q_2 + Q_3 + Q_4 + Q_5)^2 = k \cdot Q_6^2 + 2k \cdot k_6 \cdot Q_6 \cdot dQ_6$$

Решая систему для $k = 0,001$, $a = 0,1$, получим

$$\frac{Q_1}{Q} = 0,151; \quad \frac{Q_2}{Q} = 0,156; \quad \frac{Q_3}{Q} = 0,162; \quad \frac{Q_4}{Q} = 0,168; \quad \frac{Q_5}{Q} = 0,176; \quad \frac{Q_6}{Q} = 0,186.$$

Ниже на рисунке 4 показано как гидравлические сопротивления и коллекторные эффекты, связанные с изменением плотности газа при сжимаемости и влияющие на соотношение расходов газа через блоки пылеуловителей.

Расчет с использованием теории малых возмущений и учета коллекторного эффекта позволяет моделировать отклонение от равномерной нагрузки отдельных блоков аппаратов установки очистки газа от оптимальных значений.

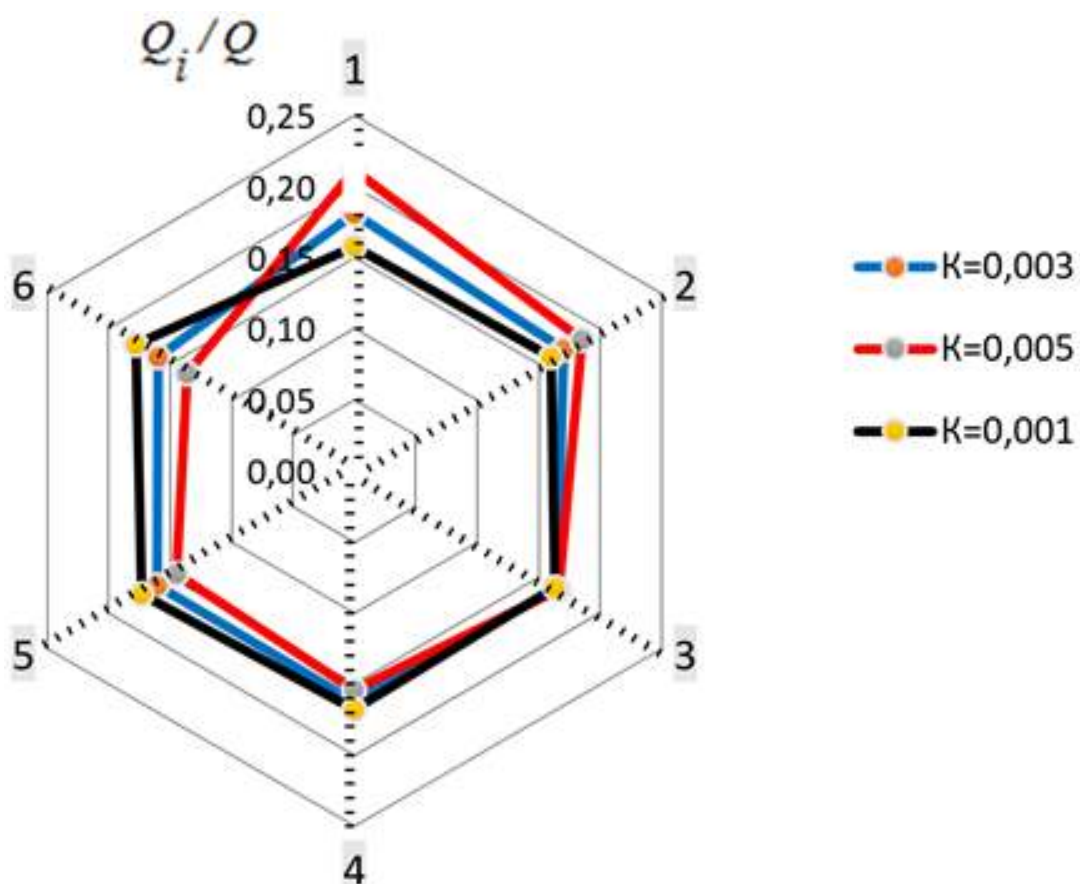


Рисунок 4 - Расчетное соотношение расходов газа через блоки пылеуловителей при различных k ($a=0,01$) для случая П-образной схемы обвязки пылеуловителей.

Библиографический список:

1. Ветошкин А.Г. Процессы и аппараты пылеочистки. Учебное пособие. – Пенза: Изд-во Пенз. гос. ун-та, 2005.
2. Найфе А.Х. Методы возмущений. М.: Мир, 1976, 454 с.

Численное моделирование адсорбционных процессов в цифровых ядрах различной неоднородности с использованием решеточных уравнений Больцмана

Закиров Т. Р., Хаюзкин А. С.

Казанский (приволжский) федеральный университет, г. Казань, Россия

Хорошо известно, что действие капиллярных сил при несмешивающихся многофазных потоках в пористых средах отрицательно влияет на эффективность вытеснения. Проблема снижения межфазного натяжения и, следовательно, капиллярных эффектов особенно актуальна в нефтяной промышленности, и решается путем заводнения нефтенасыщенного пласта поверхностно-активными веществами (ПАВ). Действие ПАВ способствует увеличению добычи нефти за счет мобилизации остаточной нефти, удерживаемой капиллярными силами. Хотя заводнение ПАВ является старым методом повышения нефтеотдачи пластов, такой метод остается одним из наиболее эффективных и не теряет своей актуальности, что подтверждается разработкой новых ПАВ с улучшенными свойствами.

При взаимодействии с породой молекулы ПАВ могут адсорбироваться на ее поверхности. Понимание взаимосвязи между адсорбированным количеством молекул ПАВ и равновесной концентрацией поверхностно-активного вещества, называемой изотермой адсорбции, имеет решающее значение для прогнозирования потерь дорогих реагентов.

В данной работе исследуется проблема динамической адсорбции водорастворимого ПАВ при заводнении нефтенасыщенных пористых сред, или, другими словами, при двухфазном несмешивающемся вытеснении, которое существенно сложнее по сравнению с однофазными потоками. Инструментом исследования является математическое моделирование, основанное на решеточных уравнениях Больцмана. Используются наиболее современные модели, обеспечивающие независимость численного решения от вязкости, а также позволяющие задавать межфазное натяжение и краевой угол смачивания с высокой точностью: Multi-relaxation time модель столкновения, а также модель градиента цветового поля. Кинетика адсорбционного процесса описывается при помощи уравнения Лэнгмюра.

В ходе моделирования исследована адсорбция анионного поверхностно-активного вещества, представленного сульфонатом метилового эфира натрия. Исследование влияния концентрации ПАВ на межфазное натяжение вода-нефть (IFT) рассматривалось при 30°C в [1]. Результаты показывают, что увеличение концентрации от 0 до 8000 мг/л способствует снижению IFT с 20 до 0.1 мН/м. Установлено, что дальнейшее повышение концентрации существенно не влияет на IFT. Таким образом, 8000 мг/л соответствует критической концентрации мицеллообразования.

Моделирование выполнено на пористой структуре с неоднородностью $I_V=0.07$, представленной на рисунке 1.

Ниже представлены результаты исследования влияния коэффициента беспорядочности I_V , характеризующего неоднородность порового пространства, и угла смачивания на адсорбированное количество ПАВ. Моделирование проводилось для всех возможных комбинаций $I_V=(0.01-0.15)$ и $\theta=(30^\circ-140^\circ)$. Вязкость вытесненной нефти составляет $10 \cdot 10^{-6}$ м²/с и одинакова во всех расчетах. Всего проведено 90 численных экспериментов. На рисунке 2 представлены динамические кривые адсорбции, записанные при различных коэффициентах разупорядочения для случаев режимов сильного дренажа ($\theta=30^\circ$) и пропитки ($\theta=140^\circ$). Результаты показывают, что при $\theta=30^\circ$ (рисунок 2а) на динамику адсорбции и адсорбированное количество ПАВ сильно влияет коэффициент беспорядочности. Увеличение I_V подавляет динамику адсорбции и способствует уменьшению адсорбированного количества в стационарном состоянии. При $\theta=140^\circ$ (рисунок 2б), в отличие от случая дренирования, такой тенденции не обнаружено. Динамика адсорбции не зависит от неоднородности порового пространства, о чем свидетельствуют практически неразличимые кривые.

На рисунке 3 представлены кривые динамической адсорбции, полученные при различных углах смачивания для низко ($I_V=0,01$) и сильногетерогенных ($I_V=0,15$) пористых структур. Установлено, что в обоих случаях увеличение угла смачивания способствует увеличению динамической адсорбции и адсорбированного количества ПАВ. Этот результат согласуется с [2] и его можно увидеть на рисунке 2, сравнивая данные, полученные при том же I_V . Установлено, что чувствительность процесса адсорбции к изменению условий смачивания зависит от неоднородности порового пространства. При $I_V=0,01$ (рисунок 3а) количество адсорбированного вещества слабо зависит от θ и варьируется в пределах 7.7% (от 9 до 9.7 мг/г). При $I_V=0.15$ влияние угла смачивания существенно сильнее. Увеличение θ способствует увеличению адсорбированного количества на 38% (с 7.1 до 9.79 мг/г).

Результаты, полученные от всех комбинаций, представлены в виде карты количества адсорбированного вещества в координатах «угол смачивания – коэффициент беспорядочности» (рисунок 4). Черная точка на карте указывает пару $\theta - I_V$, для которой было выполнено моделирование. Адсорбированное количество регистрируется в стационарном состоянии, для которого выполняется следующее условие: $N_{surf}(t) - N_{surf}(t - 1000\Delta t) < 0,001$. На основе построенной карты сформулированы следующие закономерности:

1) наименьшее адсорбированное количество обнаружено при минимальном $\theta=30^\circ$ и максимальном $I_V=0,15$; наибольшее количество адсорбированного вещества обнаружено в режиме сильной пропитки при $\theta > 130^\circ$;

2) для всех I_V увеличение угла смачивания способствует увеличению адсорбированного количества; однако уменьшение коэффициента беспорядочности ослабляет роль угла смачивания в процессах массопереноса;

3) в режиме слабой пропитки при $\theta < 120^\circ$ увеличение коэффициента беспорядочности подавляет процесс адсорбции; уменьшение угла смачивания от режима пропитки к режиму дренажа усиливает эффект неоднородности порового пространства;

4) в режиме сильной пропитки при $\theta > 120^\circ$ адсорбированное количество становится практически нечувствительным к коэффициенту беспорядочности.

Для анализа полученных тенденций следует учитывать, что ПАВ нерастворим в масле. При этом условии процесс адсорбции определяется длиной межфазного контакта между ПАВ и частицей адсорбента, обозначаемой L^{FS} . L^{FS} оценивается как отношение длины межфазной границы к поверхности порового пространства. При расчете L^{FS} предполагается, что концентрация ПАВ на границе раздела должна составлять более 1% от исходного значения C_i .

На рисунке 5 показано развитие длины межфазной границы при затоплении при различных коэффициентах неупорядоченности для случаев сильного дренажа ($\theta=30^\circ$) и пропитки ($\theta=140^\circ$) режимов и связано с рисунком 3. Установлено, что при $\theta=30^\circ$ (рисунок 5а), увеличение коэффициента беспорядочности способствует существенному замедлению динамики развития межфазной длины и уменьшению межфазной длины в установившемся состоянии. Этот результат согласуется с результатами работы [3], посвященной исследованию особенностей дренирования в неупорядоченных пористых средах. Напротив, при $\theta=140^\circ$ (рисунок 5б) коэффициент беспорядочности оказывает слишком слабое влияние на динамику L^{FS} .

По результатам численных экспериментов установлено, что неоднородность порового пространства является фактором, который может существенно влиять на процессы массопереноса при многофазных потоках. В зависимости от условий смачивания сила воздействия может быть различной.

Установлено, что увеличение коэффициента беспорядочности подавляет адсорбированное количество ПАВ. Однако увеличение угла смачивания существенно снижает влияние коэффициента неупорядоченности на количество адсорбированного вещества:

Установлено, что увеличение угла смачивания способствует увеличению адсорбированного количества. Однако чувствительность адсорбированного количества к изменению угла смачивания зависит от коэффициента неупорядоченности следующим образом.

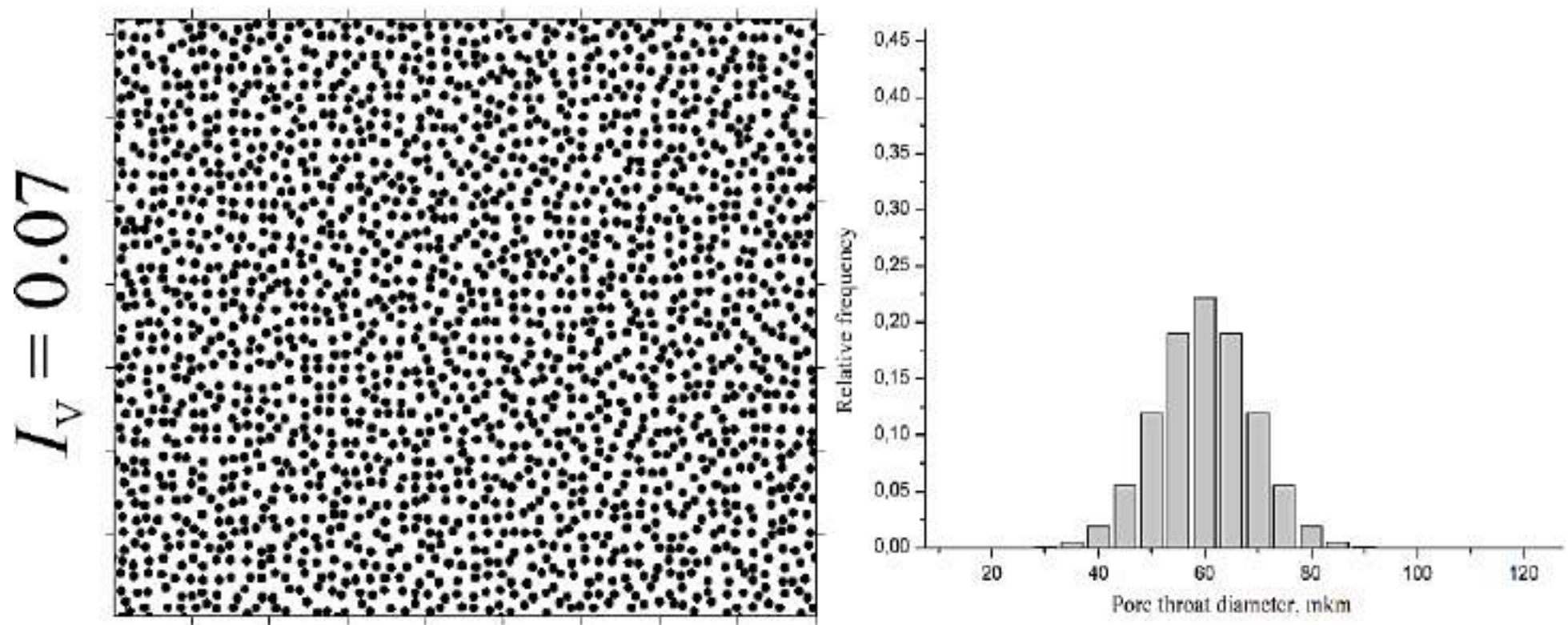


Рисунок 1 – Цифровое изображение пористой среды с коэффициентом беспорядка $I_V = 0.07$ и соответствующим распределением пор по размерам.

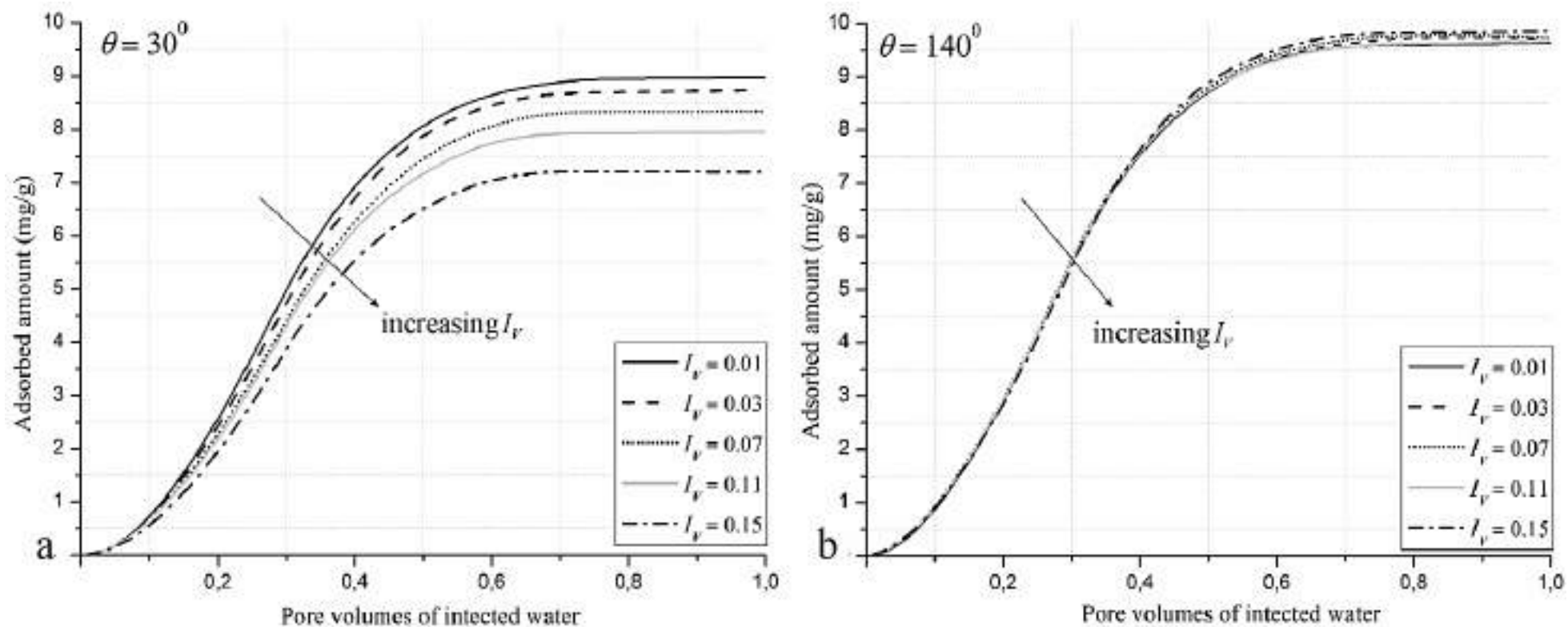


Рисунок 2 – Влияние коэффициента неупорядоченности на динамические кривые адсорбции в режимах глубокого дренажа (а) и глубокой пропитки (б).

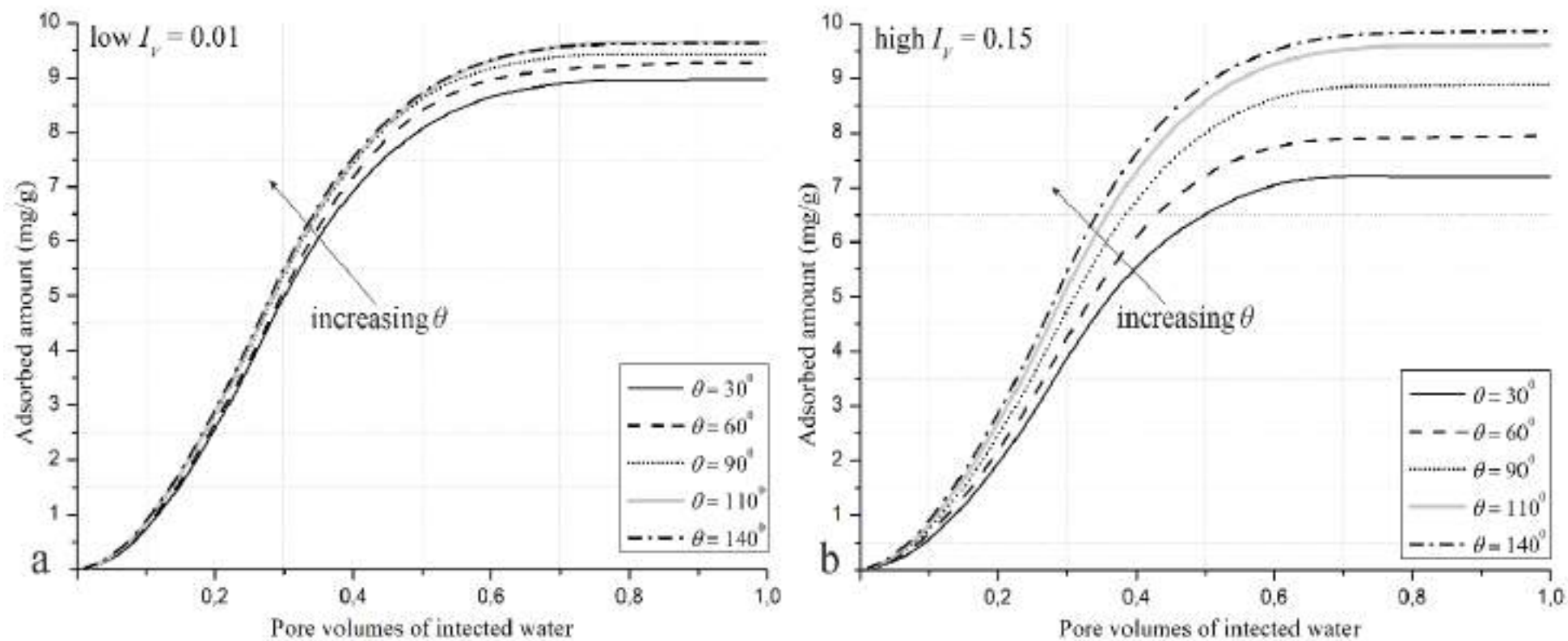


Рисунок 3 – Влияние угла смачивания на кривые динамической адсорбции слабо (а) и сильно (б) гетерогенных пористых структур.

для

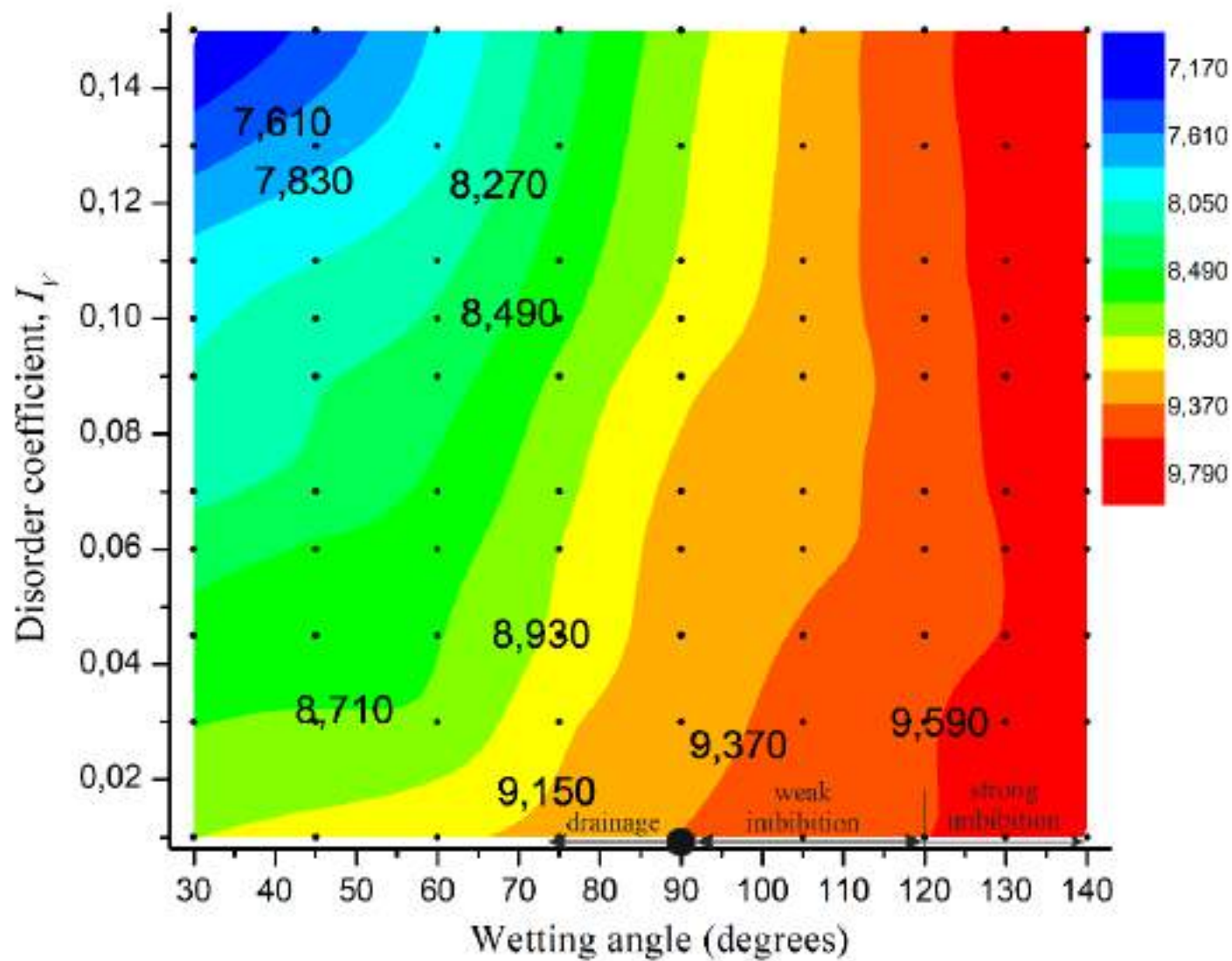


Рисунок 4 – Карта зависимости количества адсорбированного вещества в стационарном состоянии от угла смачивания и коэффициента беспорядочности. Черная точка на карте обозначает параметры, для которых проводилось моделирование.

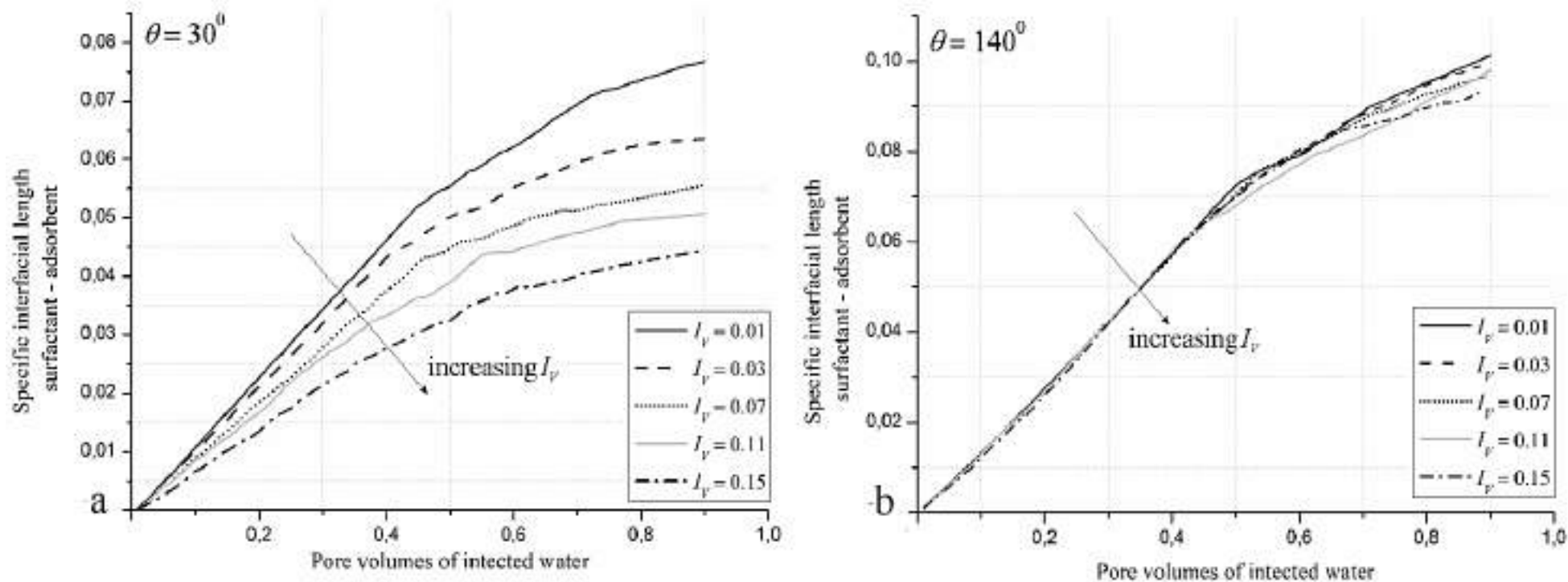


Рисунок 5 – Динамика удельной длины границы раздела ПАВ-адсорбент при различных коэффициентах беспорядочности в режимах глубокого дренажа (а) и пропитки (б).

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда по проекту № 23-71-01008.

Библиографический список:

1. Saxena, N, Kumar, S, Mandal, A. 2018. Adsorption characteristics and kinetics of synthesized anionic surfactant and polymeric surfactant on sand surface for application in enhanced oil recovery. *Asia-Pac J Chem Eng*, 13:e2211.
2. Zakirov, T.R., Khranchenkov, M.G., 2023. Pore-scale study of dynamic surfactant adsorption under immiscible displacement in porous media: effect of wetting conditions. *Chemical Engineering Research and Design*, 198, 296-306.
3. Holtzman, R., 2016. Effects of pore-scale disorder on fluid displacement in partially-wettable porous media. *Scientific Reports*, 6, 36221.



СЕКЦИЯ 5. СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВОЙ И БУРОВОЙ МЕХАНИКИ

УДК 620.193:622.241

Анализ систем противокоррозионной защиты обсадных колонн скважин от внешней коррозии по месторождениям ПАО «Газпром»

Вороник А. М., Трохов В. В., Лысенко А. С.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта, г. Ута, Россия

Проектирование скважин на нефть и газ как объектов капитального строительства подразумевает под собой необходимость обеспечения их безопасной работы на протяжении всего срока эксплуатации. В связи с этим при проектировании должны быть предусмотрены, а при строительстве реализованы, необходимые мероприятия, направленные на защиту скважин, в том числе от факторов, вызывающих коррозионные повреждения не только на внутренней поверхности эксплуатационной колонны при ее взаимодействии с добываемым флюидом, но и внешней, когда на обсадную колонну оказывают влияние коррозионно-активные флюиды, не предназначенные для промышленной добычи, или горные породы.

Основное направление защиты обсадных колонн скважин от воздействия внешних коррозионно-активных факторов обусловлено проведением работ по креплению скважин в процессе их строительства. В соответствии с пп. 406, 409 Приказа [1] «Цементный камень при наличии в цементируемом интервале агрессивных сред должен быть коррозионностойким к воздействию этих сред и устойчивым к деформации при перфорации и гидроразрыве пласта», а интервалы, породы которых или продукты их насыщения способны вызывать ускоренную коррозию обсадных труб, в обязательном порядке подлежат цементированию. Согласно требованиям, предъявляемым к конструкции скважины п. 301, выбор обсадных труб и расчет обсадных колонн на прочность необходимо проводить с учетом осевых нагрузок на трубы и агрессивности флюида на стадиях производства буровых работ и эксплуатации скважин.

Как известно из практики цементирования нефтяных и газовых скважин, а также согласно значительному количеству работ по этому направлению, добиться полного заполнения заколонного пространства тампонажным раствором весьма сложная задача. Для ее решения приходится учитывать существенный объем различных факторов. При этом часть из них, например, геологические, изменению не поддаются, но на стадии проведения расчетов должны быть разработаны мероприятия, которые позволяют свести их возможное отрицательное влияние к минимуму либо полному нивелированию. Однако достичь этого не всегда представляется возможным. Поэтому в местах неудовлетворительного цементирования обсадных колонн могут создаваться предпосылки непосредственного контакта потенциально агрессивного флюида или горных пород по отношению к наружной поверхности колонн. Эти поверхности, в свою очередь, могут представлять собой электрохимические ячейки, образованные по потенциалу электрически соединенными металлическими частями. В результате анодные области, которые имеют неудовлетворительное перекрытие цементным камнем, соответствуют областям коррозии. Особенно опасны данные процессы для эксплуатационных колонн и хвостовиков, так как в случае их длительного протекания может происходить разгерметизация обсадных колонн, ликвидация которой требует значительных материальных и временных затрат в рамках проведения капитального ремонта скважин.

В практике капитального строительства обоснованно считается, что эффективным методом борьбы с подземной коррозией является катодная защита. Данный метод защиты широко используется при эксплуатации стальных трубопроводных конструкций и других подземных сооружений от коррозионных повреждений, в том числе обсадных колонн скважин [2].

Несомненным преимуществом катодной защиты перед другими техническими средствами и системами противокоррозионной защиты обсадных колонн скважин является то,

что это единственный метод, который можно использовать для снижения коррозии после того, как скважина уже построена. Однако проектирование, монтаж и эксплуатация систем катодной защиты требует значительного объема капиталовложений и энергетических затрат на протяжении всего срока эксплуатации объекта (скважины). Также необходимо учитывать затраты на периодическое техническое обслуживание и замену анодного заземлителя.

Необходимость применения катодной защиты для обсадных колонн скважин в Российской Федерации (РФ) регламентирована в соответствии с ГОСТ Р 51164 [3] и рядом других документов. Этим же стандартом регламентировано, что на нефтегазопромысловых объектах допускается не применять электрохимическую защиту (ЭХЗ) и (или) защитные покрытия при условии технико-экономического обоснования с учетом коррозионной агрессивности грунтов и срока службы объекта при обеспечении безопасной эксплуатации и исключении экологического ущерба. При этом обсадные колонны скважин допускается защищать от коррозии только средствами ЭХЗ.

На наш взгляд в данной части нормативной документации, применяемой в РФ, а также с учетом вышеизложенного, существует ряд несоответствий. Если на этапе проектирования скважины в соответствии с [1] уже предусмотрены мероприятия по защите обсадных колонн с учетом коррозионной агрессивности пластового флюида или горных пород, то возникает вопрос о целесообразности применения катодной защиты для скважин, как того требует [3]. Либо, если руководствоваться требованиями ГОСТа [3], то катодная защита должна быть установлена на всех нефтяных и газовых скважинах, при этом совсем не принимаются во внимание мероприятия, которые предусмотрены [1] на стадиях проектирования и строительства скважин.

Рассмотрим некоторые результаты анализа данных по применению катодной защиты в ПАО «Газпром» в рамках проведения научно-исследовательской работы (НИР), направленной на разработку мероприятий по обоснованию технических решений по защите обсадных колонн скважин от внешней коррозии.

В рамках проведения НИР была собрана информация по десяти дочерним обществам ПАО «Газпром». В результате было проанализировано 9049 скважин эксплуатационного фонда, из них действующий фонд скважин составил 7582 скважины (83,8 %). Общее количество скважин, оборудованных средствами ЭХЗ, по десяти дочерним обществам составляет 1300 скважин, что составляет 14,4 % от эксплуатационного фонда и 17,1 % от действующего фонда. Типовая схема подключения катодной защиты на площадке куста к обсадным колоннам газовых скважин в ПАО «Газпром» приведена на рисунке 1.

По предоставленным данным от дочерних обществ ПАО «Газпром» был проведен анализ эффективности работы систем катодной защиты обсадных колонн скважин на ряде месторождений общества. В анализе рассматривались данные, полученные в рамках проведения геолого-технических мероприятий в 2021 году. Были проведены следующие работы:

- электрометрические исследования;
- анализ результатов геолого-технических мероприятий и ремонтов скважин по причине коррозионного износа;
- визуально-измерительный контроль и ультразвуковая толщинометрия подземной части обсадных колонн скважин.

На момент проведения работ было обследовано 380 скважин, оборудованных средствами ЭХЗ, расположенных на 104 кустовых площадках. Произведенные на скважинах измерения по оценке влияния блуждающих токов показали отсутствие влияния блуждающих токов на обсадные колонны скважин.

По результатам проводимых работ было установлено, что удельное электрическое сопротивление грунтов на рассматриваемых кустовых площадках филиалов общества изменяется в пределах от 136 до 5143 Ом·м. В соответствии с п. 5.5 ГОСТ 9.602 [4] подобного рода значения сопротивления грунта указывают на его низкую коррозионную агрессивность.

В процессе проведения визуально-измерительного контроля и ультразвуковой толщинометрии подземной части обсадных колонн скважин были обследованы 32 скважины.

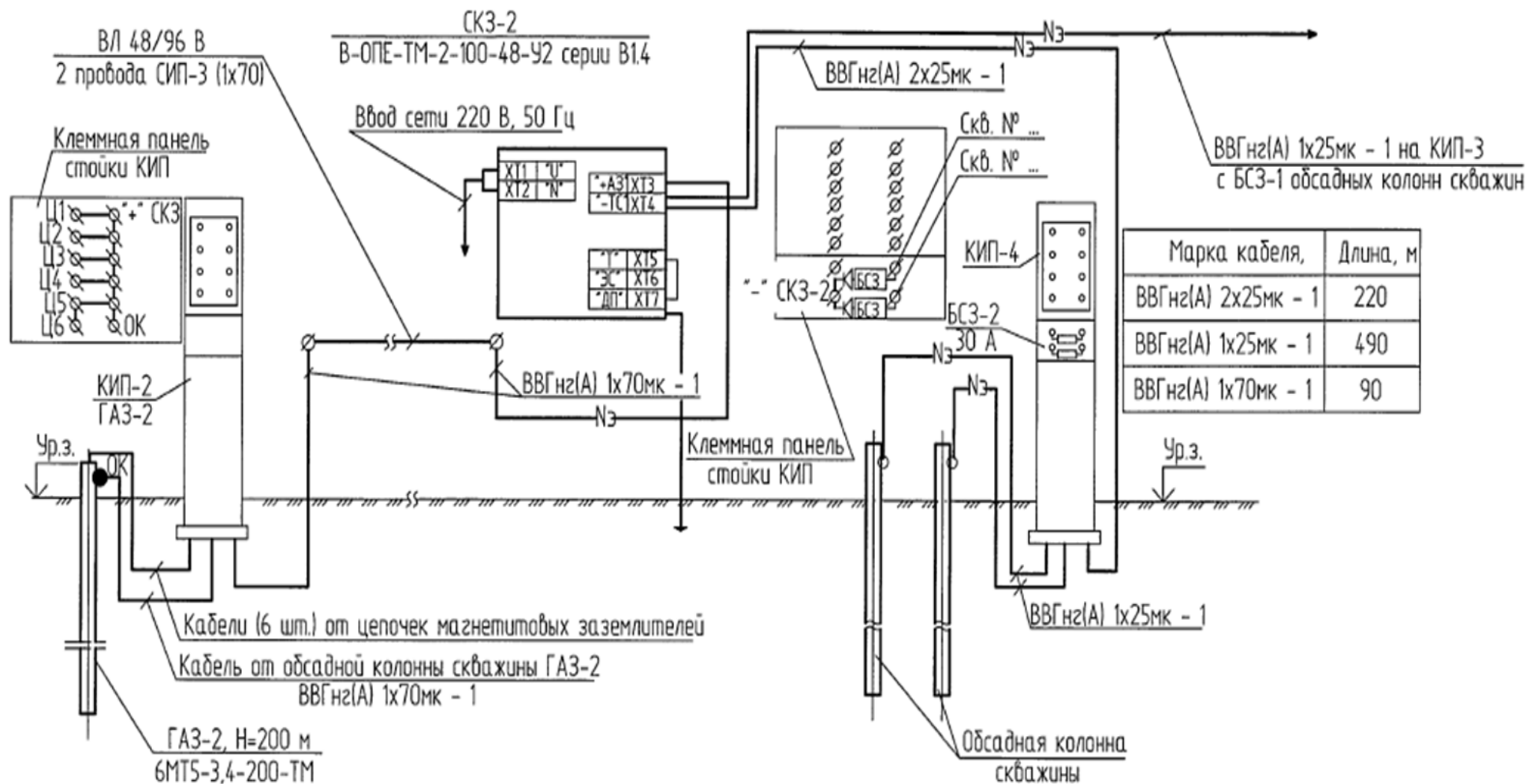


Рисунок 1 – Типовая схема подключения катодной защиты на площадке куста к обсадным колоннам газовых скважин в ПАО «Газпром»

По результатам проведенной работы сделаны следующие выводы:

- по результатам визуально-измерительного контроля и ультразвуковой толщинометрии подземной части обсадных колонн скважин максимальное значение скорости коррозии составило 0,180 мм/год;
- полученные в ходе обследований подземной части обсадных колонн скорости коррозии на скважинах не превышают 0,3 мм/год, что в соответствии с п. 6.17 СТО Газпром 9.0-001 [5] характеризует степень коррозионной опасности как умеренную;
- по результатам обследований не выявлено существенного влияния работы систем катодной защиты на состояние обсадных колонн скважин.

Также стоит отметить, что на ряде месторождений ПАО «Газпром» проектными решениями по обвязке системы ЭХЗ с обсадными колоннами на некоторых кустовых площадках не предусмотрено электрическое разделение катодной защиты скважин от поверхностного оборудования (газосборных шлейфов, метанолопроводов и т.д.) с применением электроизолирующих вставок. Применяемые глубинные анодные заземлители на кустовых площадках скважин, газопроводы и метанолопроводы подключены к установкам катодной защиты через диодно-резисторный блок. Отдельное подключение дренажных кабелей на многих объектах не предусмотрено. На скважинах, где проведены электрометрические работы, значения защитных потенциалов не соответствуют требованиям к минимальным защитным потенциалам, установленным в ГОСТ Р 51164 [3]. При этом обеспечен сдвиг защитного (суммарного) потенциала в область отрицательных значений относительно естественного (стационарного) потенциала. Регулировкой режимов работы существующих установок катодной защиты невозможно добиться требуемых минимальных значений защитных потенциалов. Прежде всего это связано с превышением максимально допустимых значений поляризационного потенциала в точках дренажа газосборных шлейфов по причине отсутствия разделения скважин и шлейфа с помощью электроизолирующих вставок и подключения кабелей к скважинам через диодно-резисторные блоки.

На скважинах, где предусмотрено электрическое разделение катодной защиты скважин посредством электроизолирующих вставок с другим оборудованием на кустовых площадках скважин, а на кустах газовых скважин установлена отдельная установка катодной защиты, поляризационные потенциалы на скважинах также не соответствуют требованиям в соответствии с ГОСТ Р 51164 [3], но обеспечены значения (минус 0,9 В) минимальных защитных (суммарных) потенциалов. При проведении пусконаладочных работ на установках катодной защиты опытным путем подобраны оптимальные токи защиты до 20 А, обеспечивающие защиту газопроводов шлейфов с метанолопроводами и скважин газоконденсатных кустов по точке перегиба поляризационной диаграммы, тем самым получая сдвиг поляризационного потенциала на 50 мВ в область отрицательных значений. Оптимизация защитного тока обусловлена невозможностью достижения требуемого значения поляризационного потенциала (минус 0,85 В) на скважинах даже при максимальных токах установок катодной защиты по причине отсутствия гальванической развязки (электрического разделения) между скважинами и общим контуром защитного заземления куста. Скважины имеют общую обвязку трубопроводами, связанными с контуром защитного заземления, имеют связь с кабельными эстакадами путем соединения шинами заземления, а кабельные эстакады, в свою очередь, имеют связь с общим контуром защитного заземления.

В результате проводимого анализа не удалось установить существенного влияния работы систем катодной защиты на предупреждение коррозионных процессов на наружной поверхности обсадных колонн на различных по своим характеристикам эксплуатационных скважинах, однако значительная доля систем не обеспечивает достижение требуемых параметров в соответствии с нормативными документами, что обусловлено особенностями монтажа и их обвязки со скважинами.

Для защиты обсадных колонн скважин от наружной коррозии в большей степени необходимо обратить внимание на способы защиты обсадных колонн скважин, которые могут быть реализованы в процессе их строительства и рассмотрены на этапе проектирования разработки месторождений. К подобного рода способам можно отнести: подбор состава тампонажного раствора, обладающего повышенными противокоррозионными свойствами (в данном случае остаются вопросы к обеспечению требуемой высокой надежности размещения цементного раствора за обсадной колонной); применение обсадных труб со специальными (защитными) покрытиями; увеличение толщины стенки обсадной колонны с целью увеличения срока коррозионного износа (необходимо учитывать при расчете обсадных колонн на этапе их проектирования) и т.д.

Как отмечается в стандарте [3], должно быть проведено технико-экономическое обоснование предлагаемых решений в области обеспечения противокоррозионной защиты обсадных колонн от внешней коррозии. В том числе, если при проведении технико-экономического обоснования будет доказана безальтернативность применения ЭХЗ, то ее проектирование должно предусматривать обеспечение требуемых критериев защиты в соответствии с нормативными документами.

Настройка параметров работы системы катодной защиты должна проводиться с электрометрическими измерениями по длине обсадной колонны для обеспечения достижения необходимых критериев в коррозионно-активном интервале, требующем защиты.

Библиографический список:

1. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, техническому и атомному надзору от 15.12.2020 № 534. – 538 с.
2. Катодная защита обсадных колонн скважин: учебное пособие / С.А. Долгих [и др.]; Минобрнауки России, Казан. нац. исслед. технол. ун-т. – Казань: Изд-во КНИТУ, 2018. – 200 с.
3. ГОСТ Р 51164-98. Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии. – Введ. 01.07.1999 / Инжиниринговая научно-исследовательская компания. – Москва: Изд-во стандартов, 1998. – 41 с.
4. ГОСТ 9.602-2016. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии. – Взамен ГОСТ 9.602-2005: введ. 01.06.2017 / ООО «Научно-исследовательский институт природных газов и газовых технологий – Газпром ВНИИГАЗ» [и др.]. – Москва: Стандартинформ, 2016. – 87 с.
5. СТО Газпром 9.0-001-2018. Защита от коррозии. Основные положения – Взамен СТО Газпром 9.0-001-2009: введ. 12.09.2018. – Санкт-Петербург: Газпром экспо, 2018. – 11 с.

УДК 622.24.063

Особенности применения нестандартных технологических решений при промывке скважин

Михеев М. А., Уляшева Н. М.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

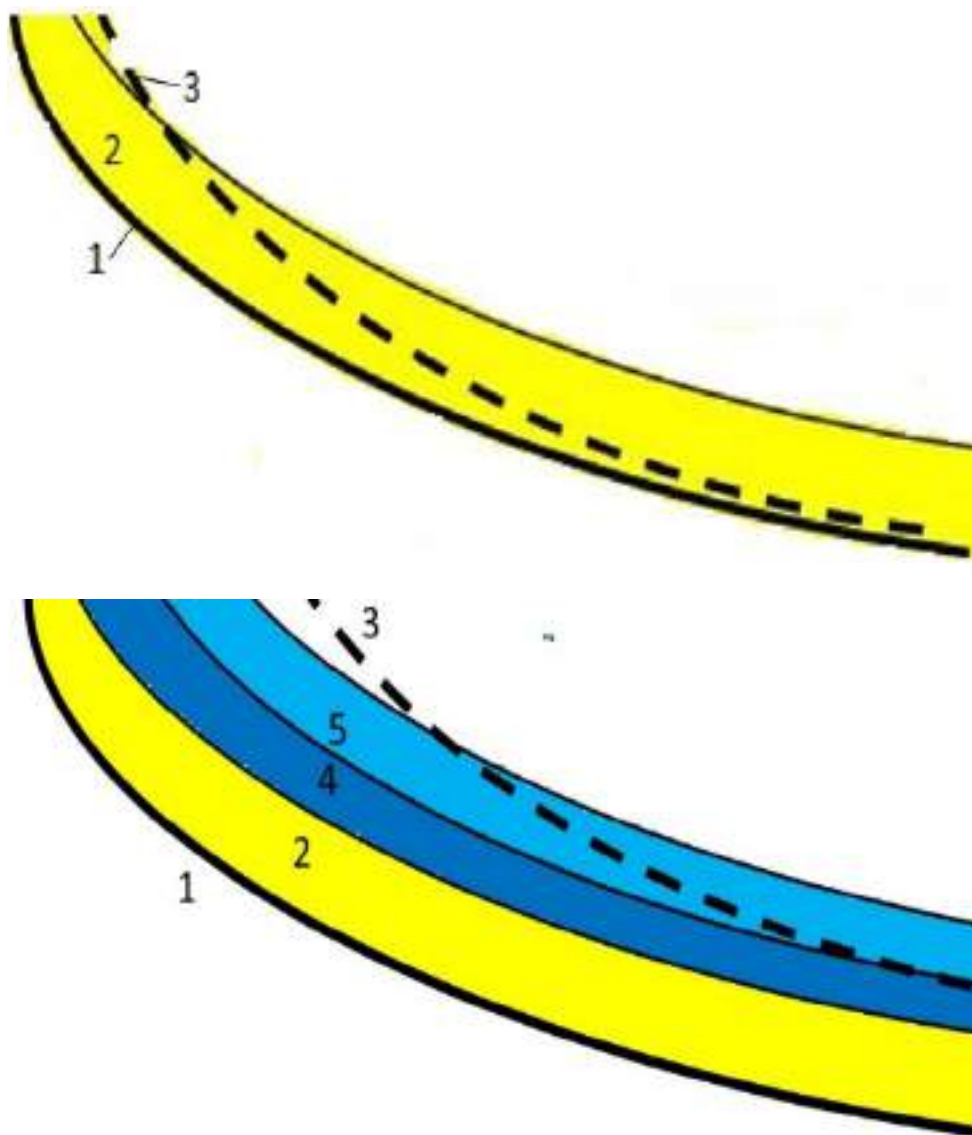
В настоящее время существует значительное количество технологических решений, считающихся стандартными при ведении буровых работ на нефть и газ и позволяющих перекрыть весь спектр ситуаций, возникающих при строительстве скважин. Как правило, этот подход позволяет обеспечивать безаварийную проводку скважин с высокими технико-экономическими показателями в неосложненных условиях. Помимо этого, существует также набор стандартных решений для предупреждения большинства осложнений, позволяющие обеспечить проводку скважины после их адаптации к конкретным условиям [1].

Данный подход справедлив для всех направлений технологии строительства скважин. Тем не менее, существуют ситуации, когда применение общепринятых решений является экономически нецелесообразным или физически невозможным. Следствием этого является возникновение потребности в поисках нестандартных подходов к конкретным ситуациям, способных обеспечить безаварийную проводку скважин с высокими технико-экономическими показателями. Как показывает практика, в наибольшей степени данные действия относятся к буровым растворам, поскольку это позволяет добиться максимально оперативного результата. Необходимо отметить, что применение нестандартных подходов, как правило, является отклонением от проектных технологических решений, что требует дополнительных согласований. Также следует учитывать необходимость высокой квалификации специалиста, задействованного при выполнении таких работ.

В качестве примера можно привести ситуацию, возникшую при строительстве одной из скважин на месторождении им. А.Титова. В процессе бурения под промежуточную колонну за двадцать метров до конечного забоя было отмечено резкое падение механической скорости до нуля. Подъем инструмента выявил причиной случившегося износ долота со снижением диаметра более чем на 150 мм при номинальном диаметре 295,3 мм. Следствием этого появилась необходимость «расширки» ствола скважины в интервале с высоким содержанием глинистых пород. Длина интервала проработки составила более полутора тысяч метров. Работы велись с использованием полимерглинистого раствора BOREMAX. Необходимо отметить, что раствор BOREMAX предполагает в процессе работы использование флокулянтов на основе полиакриламида с непосредственным его вводом в активную систему. Данная операция значительно замедляет наработку и улучшает работу системы очистки. Параллельно, в случае повышения содержания коллоидной фазы, предполагается использование флокуляционно-коагуляционной установки. В процессе бурения проведение работ в соответствии с данной технологией позволяет обеспечивать концентрацию коллоидной фазы в пределах программы. В процессе проработки ствола была отмечена интенсивная наработка бурового раствора вследствие попадания в него большого количества активной коллоидной (глинистой) фазы, которая в результате долгого пребывания ствола в открытом состоянии была частично гидратирована, что ускорило процесс диспергирования и приводило к интенсивному загущению раствора.

По организационным причинам в процессе работ по увеличению диаметра и бурения до проектной глубины использование флокуляционной установки оказалось невозможным. Вследствие этого, к моменту окончания работ концентрация коллоидной фазы превысило 90 кг/м^3 , что, в комплексе с высокой концентрацией полимерных реагентов в растворе, привело к значительному повышению реологических показателей. Помимо этого, имелся запрет на сброс промывочной жидкости для последующего разбавления бурового раствора и восстановления его свойств. В данной ситуации проведение работ по спуску обсадной колонны и ее цементированию было затруднено. Для решения проблемы было принято решение изменить свойства бурового раствора, а именно поднять пластическую вязкость. После обработки она превысила 50 сП при программном значении не более 20 сП. Вследствие этого структура бурового раствора полностью изменилась, и вдоль стенок скважины образовался слой малоподвижного раствора. Вследствие высокой прочности, рассматриваемый слой предотвращал контакт обсадной колонны со стенками скважины и тем самым снижал вероятность как дифференциального прихвата, так и возможных посадок в интервалах повышенной кавернозности и образования толстой фильтрационной корки (рис. 1).

После проведенных действий спуск обсадной колонны прошел без посадок. Последующий процесс цементирования также был проведен штатно. Для улучшения очистки ствола был увеличен объем буферных жидкостей. Качество крепления по данным АКЦ показало результат, незначительно превосходящий по скважинам, пробуренным с использованием стандартной технологии.



- 1 - Стенка скважины; 2 - Фильтрационная корка.
 3 - Внешняя граница обсадной колонны.
 4, 5 – Слои загущенного бурового раствора при высокой пластической вязкости.

Рисунок 1 - Расположение объектов в стволе скважины.

Последнее обусловлено тем, что использование флокуляционной установки приводит к попаданию в буровой раствор кислоты и полимерных реагентов, не участвующих непосредственно в структурообразовании буровых растворов. Полимерные флокулянты при этом модифицируют фильтрационную корку, делая ее более толстой и «рыхлой», а также, в ряде случаев, затрудняют ее удаление буферными жидкостями. В связи с тем, что к концу работ буровой раствор фактически утратил содержащиеся в нем изначально реагенты на основе полиакриламида и представлял из себя высокостабилизированную глинистую суспензию, его корка подверглась интенсивному разрушению буферными жидкостями, что, в свою очередь, привело к улучшению качества крепления скважины.

В качестве другого примера эффективного использования нестандартного метода ведения работ можно рассмотреть ситуацию на одной из скважин Восточно-Сарутаюского месторождения. При бурении под кондуктор с использованием глинистого стабилизированного раствора вследствие интенсивной наработки коллоидной фазы произошло ее накопление с последующей гидратацией. Содержание коллоидной фазы

превысило 100 кг/м^3 , что привело к загустеванию раствора вплоть до полной потери текучести (раствор не проходил через воронку Марша). Оперативно ситуация была выправлена путем обработки лигносульфанатными реагентами, однако разжижение дало лишь кратковременный эффект. Наиболее простым способом решения проблемы мог стать сброс части бурового раствора с пополнением объема свежеприготовленным, однако по техническим причинам (неготовность амбара) провести данную операцию было экологически небезопасно. Очистка раствора с использованием флокуляционно-коагуляционной установки проектом не предусматривалась, и оборудование на буровой отсутствовало. Помимо этого, даже в случае его наличия, с учетом производительности FCU, очистка раствора могла занять длительное время. Вследствие этого было принято решение о проведении обработки бурового раствора, не предусмотренной программой. Суть обработки сводилась к разбавлению активной системы порциями свежеприготовленного безглинистого раствора с полимерным флокулянт. В качестве стабилизатора использовался PAC-L (низковязкая полианионная целлюлоза), что позволяло частично связать воду и снизить скорость дальнейшей гидратации глины. Флокулянт использовался типа X-TEND II, относящийся к акриловым полимерам из расчета 1 кг на 10 м^3 свежеприготовленного раствора. В процессе обработки изменений в растворе не наблюдалось вплоть до достижения концентрации глины пороговых значений. Сразу после этого появились признаки флокуляции с последующим укрупнением частиц и выводом их из раствора через сита. Размеры частиц достигали $15\text{-}30 \text{ мм}$. По окончании процесса вязкость раствора составила 37 с по воронке Марша, концентрация глины – 28 г/см^3 . После окончания обработки подъем инструмента, спуск обсадной колонны и цементирование прошли без осложнений.

Работа со свойствами бурового раствора не всегда связана с флокуляционными процессами. Так, при бурении под кондуктор на Инзырейском месторождении регулярно отмечались проблемы с полным перекрытием затрубного пространства интенсивно образующимися сальниками. При сбивании сальников начинался их выход с перекрытием желобной системы, что приводило к остановке бурения на ее очистку. Вследствие этого время бурения под кондуктор превышало неделю. Для решения проблемы вместо пресного глинистого бурового раствора была использована слабоминерализованная по хлористому калию ($30\text{-}40 \text{ кг/м}^3$) низковязкая система, при приготовлении не содержащая коллоидной фазы. Помимо этого, подача насоса на $45\text{-}50\%$ превышала программную. Результатом стала турбулизация потока, что полностью предотвратило сальникообразование и снизило время от начала бурения до момента окончания цементирования до трех дней. При этом осложнений, связанных с нарушением устойчивости стенок скважины, не наблюдалось. Тем не менее, попытки повторить данный прием на соседних кустах месторождения другими инженерами не привели к желаемому результату. В ряде случаев наблюдались проблемы со стенками скважин.

Помимо вышеуказанного, возможны и другие варианты изменения свойств буровых растворов, позволяющее оптимизировать их характеристики под конкретные условия ведения работ. Также возможны нестандартные решения с оборудованием и бурильным инструментом.

Таким, образом, можно сделать следующие выводы:

1. Нестандартное использование технологических решений способно обеспечить выполнение поставленной задачи без привлечения дополнительных сил и средств, в том числе в условиях ограничений по техническим, технологическим, организационным либо иным причинам;
2. Применение таких методов требует высокой квалификации исполнителя;
3. Использование нестандартных решений не гарантирует положительного результата выполнения работ.

В целом необходимость применения нестандартных решений в области буровых растворов можно оценить согласно предлагаемому алгоритму (рис. 2).

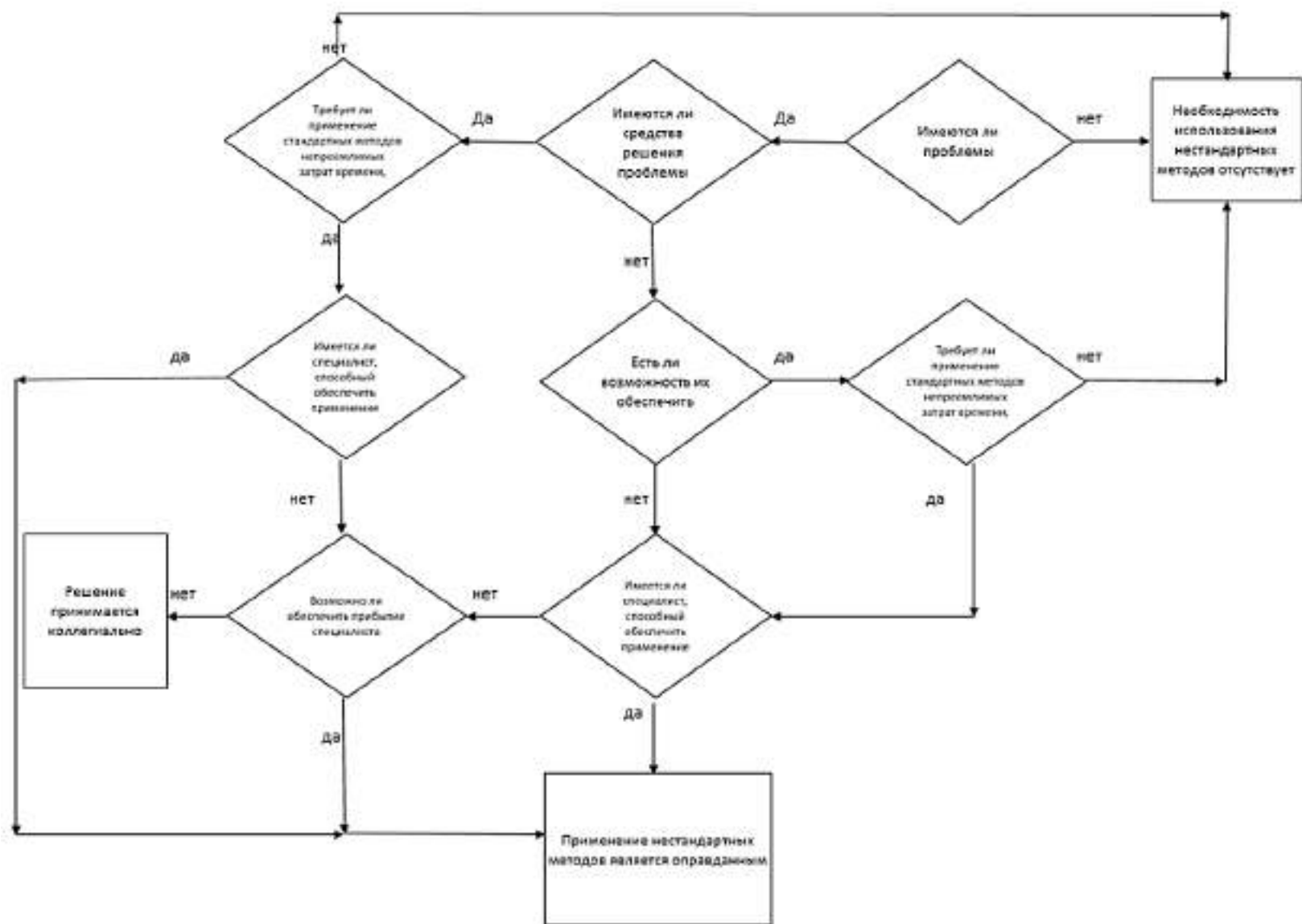


Рисунок 2 - Алгоритм принятия решения.

Библиографический список:

1. Грей, Дж. Р. Состав и свойства буровых агентов (промывочных жидкостей)/ Дж. Р. Грей, Г.С. Г Дарли; пер. с англ. – М.: Недра, 1985. – 509 с.

УДК 622.24

Разработка тампонажного раствора для повышения качества крепления горизонтальных скважин в условиях Приобского нефтяного месторождения

Никишин В. В., Блинов П. А., Кузнецова Д. С., Филиппов К. В.

*Санкт-Петербургский горный университет императрицы Екатерины II,
г. Санкт-Петербург, Россия*

Введение. Приобское нефтяное месторождение открыто в 1982 году, в 1988 – введено в разработку. «Месторождение расположено в центральной части Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции, его особенностью являются огромные начальные извлекаемые запасы нефти (более 1,8 млн тонн)» [3]. Приобское месторождение труднодоступное, характеризуется сложным геологическим строением, для коллекторов характерна низкая проницаемость 10^{-3} мкм² и ниже. В настоящее время наклонно-направленные скважины становятся все менее эффективными из-за большого объема бурения в коллекторах с низкой проницаемостью, преимущество отдаётся горизонтальным скважинам, которые позволяют увеличить нефтеотдачу, снизить эксплуатационные затраты и т. д. При бурении скважин с горизонтальными участками появляются риски возникновения ряда технологических и технических проблем, например, одной из причин которых является некачественное цементирование обсадных колонн. Одним из важных факторов, влияющих на крепление нефтегазовых скважин являются параметры тампонажной смеси, такие как седиментационная устойчивость, водоотделение, растекаемость, сроки схватывания, время загустевания, реологические свойства, расширение тампонажного камня при твердении, высокая адгезия к ограничивающей поверхности, низкая проницаемость тампонажного камня.

Исследование седиментационной устойчивости и подвижности тампонажного раствора. Седиментационная устойчивость раствора связана с высокой прочностью его тиксотропной структуры, в связи с чем в состав тампонажного раствора вводится структурообразующая добавка на основе полимера: карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ), поливиниловый спирт (ПВС), гипан, гидроксипропилцеллюлоза (ГЭЦ) и т.д. [4].

Для определения седиментационной устойчивости тампонажных составов проведены исследования, где сравнивались растворы, в качестве полимерной добавки которых в одних применяется гипан, а в других - ГЭЦ. Для получения облегченного тампонажного раствора были добавлены полые алюмосиликатные микросферы содержанием 8 %.

По результатам (таблица 1) можно отметить, что растворы при указанных концентрациях полимера имеют нулевое водоотделение.

Таблица 1 - Разработанные тампонажные составы с высокой седиментационной устойчивостью.

№ базового состава	Состав (массовая доля, %)	Полимер, % от сухой смеси	
		Гипан	ГЭЦ
1	ПЦТ I-100 + ПАМС 8 %	2,5	0,2
2	ПЦТ I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 %		
3	ПЦТ I-100 + ПАМС 8 % + MgO 5 %		

Несмотря на преимущества, связанные с использованием полимеров, их наличие в составе приводит к снижению подвижности тампонажного раствора. Поэтому были проведены

исследования влияния добавленных полимеров на растекаемость раствора, результаты представлены на рисунке 1.

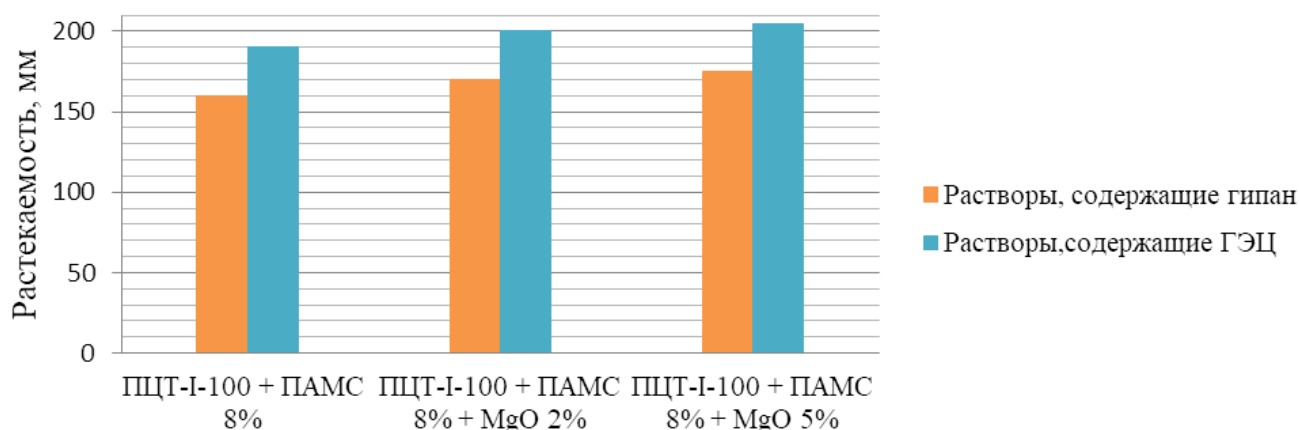


Рисунок 1 – Растекаемость базовых тампонажных растворов.

Установлено, что тампонажные растворы, в которых содержится ГЭЦ, имеют более высокую степень подвижности, чем составы с гипаном.

Для увеличения подвижности тампонажных растворов, в их состав был добавлен пластификатор в концентрации 0,05 % от массы вяжущей смеси. В качестве пластификатора была выбрана добавка С-3 [1]. Результаты измерений растекаемости после добавления пластификатора представлены на рисунке 2.

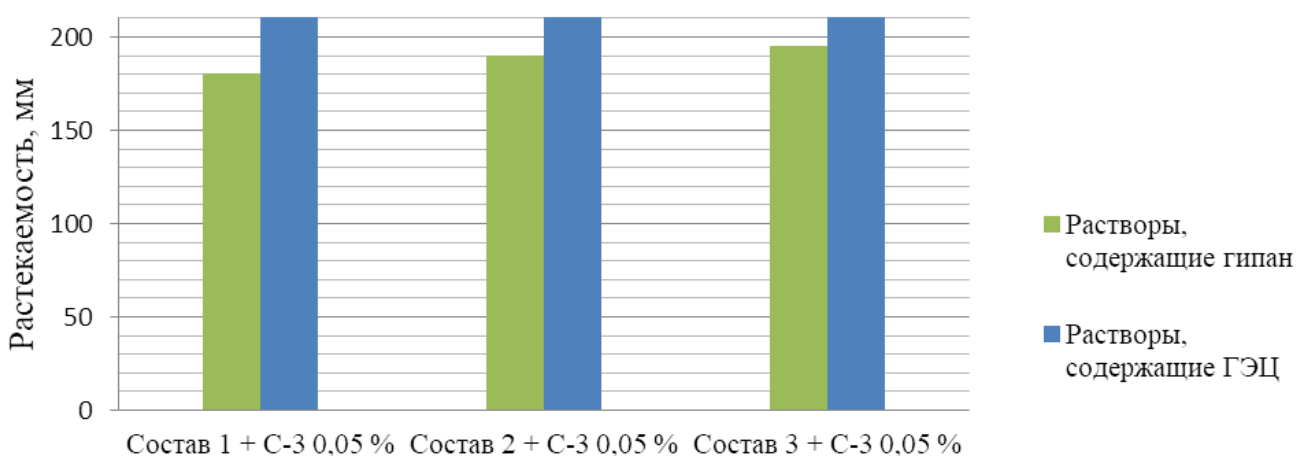


Рисунок 2 – Растекаемость тампонажных растворов с добавлением пластификатора С-3.

В таблице 2 показаны результаты исследования показателя фильтрации тампонажных растворов.

Таблица 2 – Фильтрационные свойства разработанных тампонажных составов.

Состав (массовая доля, %)	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + гипан 2,5 %	11,5
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 % + гипан 2,5 %	9,4
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 5 % + гипан 2,5 %	9,1
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + ГЭЦ 0,2 %	4,2
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 % + ГЭЦ 0,2 %	3,5
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 5 % + ГЭЦ 0,2 %	3,7

Как видно из таблицы 2, составы, в которых содержится ГЭЦ имеют более низкий показатель фильтрации по сравнению с составами с гипаном.

На основании проведенных исследований реологических свойств следует вывод о недостаточном уровне эффективности гипана в качестве полимера в составе тампонажных растворов. В дальнейших исследованиях применялись составы с ГЭЦ.

Исследование физико-механических характеристик цементного камня. Основными показателями прочности цементного камня являются прочность на сжатие и на изгиб за счет формирования кристаллической решётки при затвердевании цемента. Прочностные свойства можно регулировать за счет добавления специальных расширяющих добавок, таких как оксиды кальция и магния, которые способствуют повышать прочность контакта цементного камня со стенкой обсадной колонной и породами за счет снижения его усадки при твердении.

Результаты исследований разработанных тампонажных составов на прочностные характеристики с добавлением оксида магния (MgO) приведены в таблице 3.

Таблица 3 – Результаты исследования прочностных характеристик цементного камня.

Состав (массовая доля, %)	Образец тампонажн ого камня	Прочность на сжатие, МПа		Прочность при изгибе, МПа	
			среднее		среднее
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 % + ГЭЦ 0,2 %	№1	10,2	10,2	1,4	1,5
	№2	9,5		1,6	
	№3	10,9		1,6	
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 % + ГЭЦ 0,2% + базальтовая фибра 0,5 %	№1	14,3	15,2	3,6	3,7
	№2	15,4		4,1	
	№3	15,9		3,5	
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8% + MgO 5% + ГЭЦ 0,2%	№1	8,4	7,7	1,1	1,1
	№2	7,5		1,2	
	№3	7,2		1,1	
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8% + MgO 5% + ГЭЦ 0,2% + базальтовая фибра 0,5 %	№1	12,5	12,0	2,4	2,4
	№2	11,6		2,2	
	№3	11,9		2,5	

Полученные результаты показывают, что увеличение содержания MgO в тампонажном составе более 2 % приводит к падению его прочностных характеристик, что свойственно для расширяющих добавок. Прочность на сжатие и на изгиб увеличивается на 30 % и 45 % соответственно при снижении концентрации MgO с 5 % до 2%.

Дополнительно, MgO с концентрацией 2 % повышает адгезионные характеристики тампонажного камня до 3%.

С целью исследования устойчивости тампонажного камня ударным нагрузкам были проведены испытания по определению энергии удара, при которой происходит трещинообразование в цементном камне. Результаты испытаний представлены в таблице 4.

Согласно данным научных исследований «для повышения стойкости тампонажного камня к воздействию ударных нагрузок и увеличения прочности на сжатие и изгиб необходимо добавление фиброволокна в тампонажный состав» [2]. Использование базальтового волокна повысило ударную прочность на 65 %.

Разработанный тампонажный раствор для крепления горизонтальных скважин в условиях Приобского нефтяного месторождения состоит из: портландцемента тампонажного ПЦТ I-100 (содержание 50 %), алюмосиликатных микросфер (8 %), расширяющей добавки оксида магния (2 %), базальтовой фибры (0,5 %), стабилизатора ГЭЦ (0,2 %), пластификатора С-3 (0,05 %) и воды. В таблице 5 приведены параметры тампонажного раствора и камня.

Таблица 4 – Результаты испытаний ударной прочности цементного камня.

Состав (массовая доля, %)	Образец тампонажного камня	Энергия трещинообразования, Дж	
			среднее
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 % + ГЭЦ 0,2 %	№1	1,74	1,66
	№2	1,66	
	№3	1,58	
ПЦТ-I-100 + ПАМС 8 % + MgO 2 % + ГЭЦ 0,2 % + базальтовая фибра 0,5 %	№1	2,72	2,77
	№2	2,64	
	№3	2,94	

Таблица 5 – Основные свойства тампонажного раствора и цементного камня.

№ п/п	Свойства тампонажного раствора	Значение
1	Плотность, кг/м ³	1600
2	Растекаемость, см	23,5
3	Водоотделение, %	0
4	Показатель фильтрации, см ³ /30 мин	3,5
5	Прочность на сжатие, МПа	15,2
6	Прочность при изгибе, МПа	3,7
7	Энергия трещинообразования, Дж	2,77
8	Расширение через 2 суток, %	0,17
9	Адгезия к стали через 2 суток, МПа	1,3

Заключение.

На основе анализа типового проекта скважины на Приобском нефтяном месторождении и результатов исследований наиболее перспективным тампонажным раствором для крепления горизонтальных скважин стали добавки: ГЭЦ для повышения седиментационной устойчивости, MgO в качестве расширяющей добавки, пластификатор С-3 для повышения подвижности без снижения прочности, базальтовое фиброволокно для обеспечения высоких прочностных и эластичных характеристик цементного камня.

Библиографический список:

1. Агзамов Ф. А., Давлетшин Р. Ф., Беляева Е. В. Механизм действия пластификаторов в тампонажных растворах // Нефтегазовое дело. 2017. Т. 15, № 2. С. 8-13.
2. Ишбаев Г. Г., Дильмиев М. Р., Ишбаев Р. Р., Латыпов Т. Р. Разработка тампонажных материалов повышенной ударной прочности // Бурение и нефть. 2015. №9. С. 38-41.
3. Мицукова Д. С., Гильмиянова А. А., Эюбов Ф. Т., Родионова И. И., Кулушев М. М., Мироненко А. А., Егоров Е. Л., Озроков Р. А. Уплотняющее бурение на Приобском нефтяном месторождении, ретроспективный анализ и перспективы дальнейшего использования // Нефтегазовое дело. 2022. Т. 20, №3. С.17-37.
4. Табатабаи Моради С. Ш., Николаев Н. И., Николаева Т. Н. Разработка составов буферных жидкостей и тампонажных растворов для крепления скважин в условиях высоких температур // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С. 174-178.

**Разработка и исследование скважинного устройства для минимизации
асфальтосмолопарафинистых отложений в условиях многолетнемерзлых пород**

Павлова П. Л., Кондрашов М. П.

Сибирский федеральный университет, г. Красноярск, Россия

Промышленное освоение месторождений Западной и Восточной Сибири требует решения сложных проблем, связанных с наличием многолетнемерзлых пород. Например, проблемы осаждения асфальтосмолопарафиновых (АСПО) отложений на стенках насосно-компрессорных труб невозможно решить горячей промывкой, применением электрообогрева скважин из-за их теплового воздействия на многолетнемерзлые породы (ММП). Таким образом, необходимы альтернативные инновационные подходы для борьбы с отложениями АСПО, которые учитывают специфические климатические и геологические условия Западной и Восточной Сибири.

Начало образования АСПО наблюдается на глубинах 1000-1500 м, твердые отложения доходят до 600 м в зависимости от условий эксплуатации скважины. Многолетнемерзлые породы обычно имеют мощность толщ от 400 до 600 метров. Температура данных пород колеблется от -5 до -8 °С. Тем не менее, в северо-западной части Якутии в ходе бурения было обнаружено распространение многолетнемерзлых пород на глубину 1400 метров [1]. Следовательно, можем сказать, что зоны твердого отложения АСПО и распространения ММП находятся на одинаковом интервале глубины скважины, но начало образования АСПО – ниже толщины мерзлой породы.

Как показывают исследования в состав АСПО входят высокомолекулярные соединения в виде парафинов, смол, асфальтенов, меркаптанов, металлоорганических соединений. Количество, форма соединений в нефти разнообразна, что вызывает трудности при их изучении, описании процесса, а вследствие этого подборе методов уменьшения и удаления АСПО при добыче нефти.

Можно отметить, что прослеживается связь между фазовыми переходами пластового флюида при отложении АСПО в скважине. В данном случае, пластовый флюид необходимо рассматривать как многокомпонентную смесь, где процесс фазового перехода зависит от термобарических условий скважины. В работе [2] показана зависимость давления и температуры при образовании АСПО.

На сегодняшний день идут дискуссии по механизму осаждения АСПО на стенках насосно-компрессорных труб. Молекулярная диффузия, сдвиговая депрессия, термодиффузия, гравитационное осаждение и броуновское движение являются общепринятыми и широкоизвестными механизмами образования АСПО [3]. Однако, по данным современных исследований, молекулярная диффузия играет ключевую роль в процессе образования парафиновых отложений.

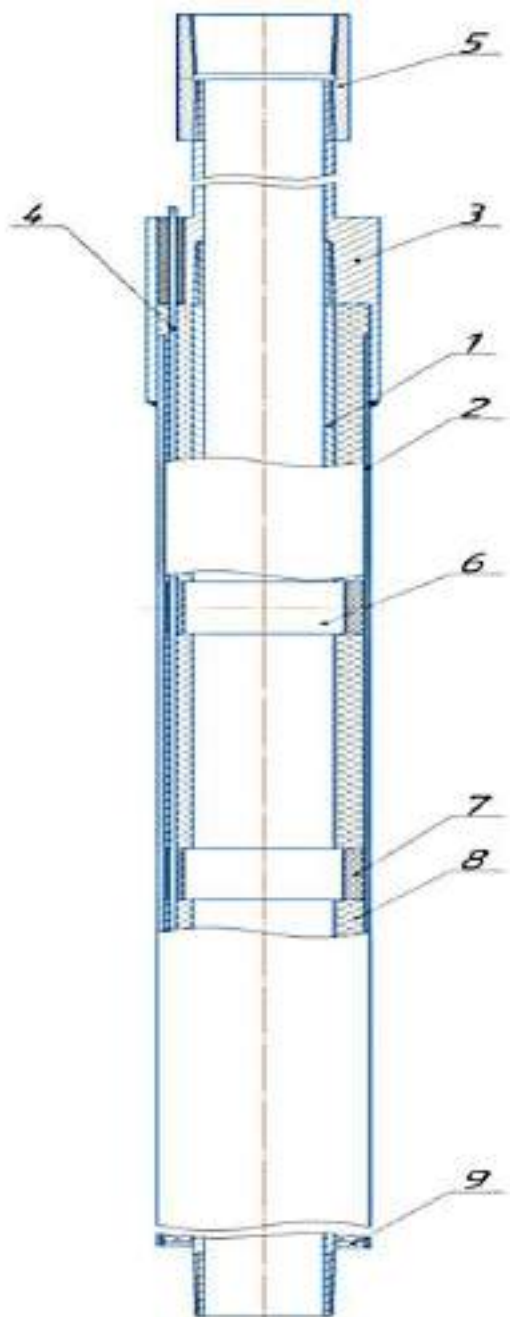
В скважине поток пластового флюида может быть либо ламинарным, либо турбулентным, но вблизи стенки трубы всегда формируется ламинарный подслои. Когда нефть охлаждается до температуры ниже ее насыщения парафином, в ламинарном подслое возникает температурный градиент. В результате этого поток содержит осадки твердых частиц, а жидкая фаза находится в равновесии с твердой фазой, что приводит к насыщению скважинной жидкости растворенными кристаллами парафина. Температурный профиль вдоль стенки приводит к градиенту концентрации растворенного парафина. Этот растворенный материал переносится к стенке за счет молекулярной диффузии. Когда диффузирующий материал достигает границы раздела между твердой и жидкой фазами, он выпадает из раствора в виде осадка [4].

Учитывая факторы фазового перехода и молекулярную диффузию как основные механизмы образования АСПО, предложено устройство для минимизации их образования в скважине с учетом условий многолетнемерзлых пород [5].

Разработанное скважинное устройство имеет специальную конструкцию, которая позволяет контролировать тепловые процессы и создавать необходимый тепловой поток на глубинах, где происходит образование АСПО ниже интервала залегания ММП. Внутри скважинного устройства

предусмотрено увеличение температуры на его внутренних стенках выше значения температуры, при которой происходит выпадение АСПО за счет нагревательных элементов. Следует отметить, что по сравнению с технологиями горячей промывки и греющими кабелями, нагрев трубы можно производить локально на требуемом интервале скважины.

Для изучения влияния теплового потока, генерируемого нагревательным элементом, на изменение температуры вдоль стенки насосно-компрессорной трубы, построена численная модель с помощью программы Ansys Fluent 2021. В моделировании использован участок стальной трубы длиной 1 м с диаметром 73 мм, толщиной 5,5 мм в соответствии с ГОСТ 633-80 с коэффициентом теплопроводности 54 Вт/м·°С.



- 1 – насосно-компрессорная труба; 2 – труба наружная (кожух); 3 – переходник;
 4 – провод электрический; 5 – муфта; 6 – элементы нагревательные; 7 – корпус;
 8 – скорлупа теплоизоляционная; 9 – пластина металлическая

Рисунок 1 – Схема конструкции скважинного устройства для минимизации асфальтосмолопарафинистых отложений в условиях многолетнемерзлых пород.

В качестве моделируемой рабочей жидкости выбрана нефть с плотностью 790 кг/м³, вязкостью 0,00172 кг/м·с, теплопроводностью 0,13 Вт/м·°С и теплоемкостью 2100 Дж/кг·°С. С учетом этих параметров проведена численная симуляция для оценки процесса распределения тепла и изменения температуры вдоль стенки трубы. В ходе численного расчета была использована двумерная осесимметричная постановка, где сетка была сгущена к внутреннему диаметру трубы. Общее количество ячеек составило 102 тысячи. При расчете течения в свободном потоке используются уравнения модели k-ε, а в области около стенок – уравнения модели k-ω.

В процессе численных расчетов были изменены следующие параметры:

- количество нагревательных элементов: производилось изменение количества нагревательных элементов длиной 5 см от 1 до 2 штук.
- плотность теплового потока: рассмотрены значения плотности теплового потока в 2 Вт/см², 5 Вт/см² и 8 Вт/см².
- расход жидкости изменен от 5 до 1000 м³/сут.
- рассматривались значения расстояния между нагревательными элементами от 10 до 50 см.

В результате изменения указанных параметров была проведена серия численных расчетов с целью исследования их влияния на изменение температуры вдоль поверхности НКТ.

Далее приведены расчетные графики изменения температуры на внутренней стенке НКТ, которые рассчитывались по формуле:

$$\Delta t = t_{ст.вн} - t_{ж},$$

где $t_{ст.вн}$ – расчетная температура на внутренней стенке НКТ, °С; $t_{ж}$ – температура рабочей среды, °С.

Примеры графиков изменения температуры на внутренней стенке НКТ в зависимости от длины при разных расходах, плотности теплового потока, расстояния между нагревательными элементами показаны на рисунках 2 – 5. Из приведенных исследований следует, что при увеличении плотности теплового потока нагревательного элемента наблюдается локальный нагрев трубы. Следовательно, при меньшем значении расхода и увеличении плотности теплового потока имеется вероятность закипания пластовой жидкости или образования сажи (кокса) на стенке трубы. При уменьшении расхода рабочей жидкости наблюдается нагрев внутренней стенки НКТ между нагревательными элементами. Например при плотности теплового потока 2 Вт/см² и расстояния между нагревательными элементами 30 см температура увеличивается на 10 °С в середине данного промежутка.

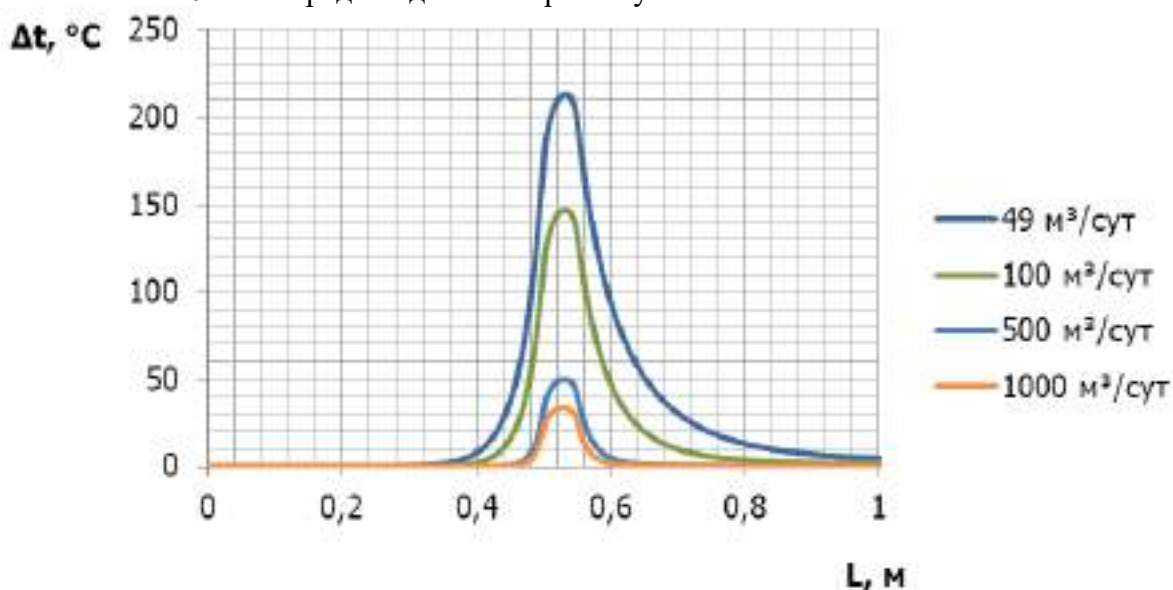


Рисунок 2 – График изменения температуры на внутренней стенке НКТ в зависимости от длины при плотности теплового потока 8 Вт/см².

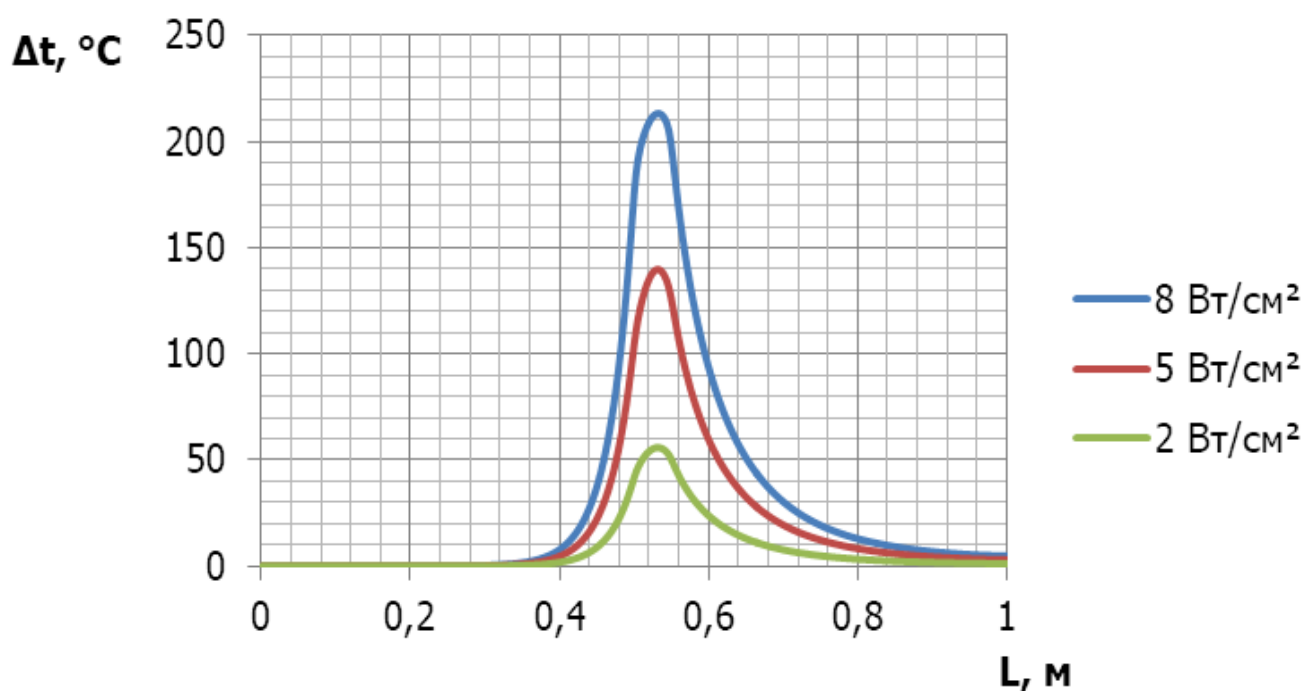


Рисунок 3 – График изменения температуры на внутренней стенке НКТ в зависимости от длины при расходе жидкости $49 \text{ м}^3/\text{сут.}$

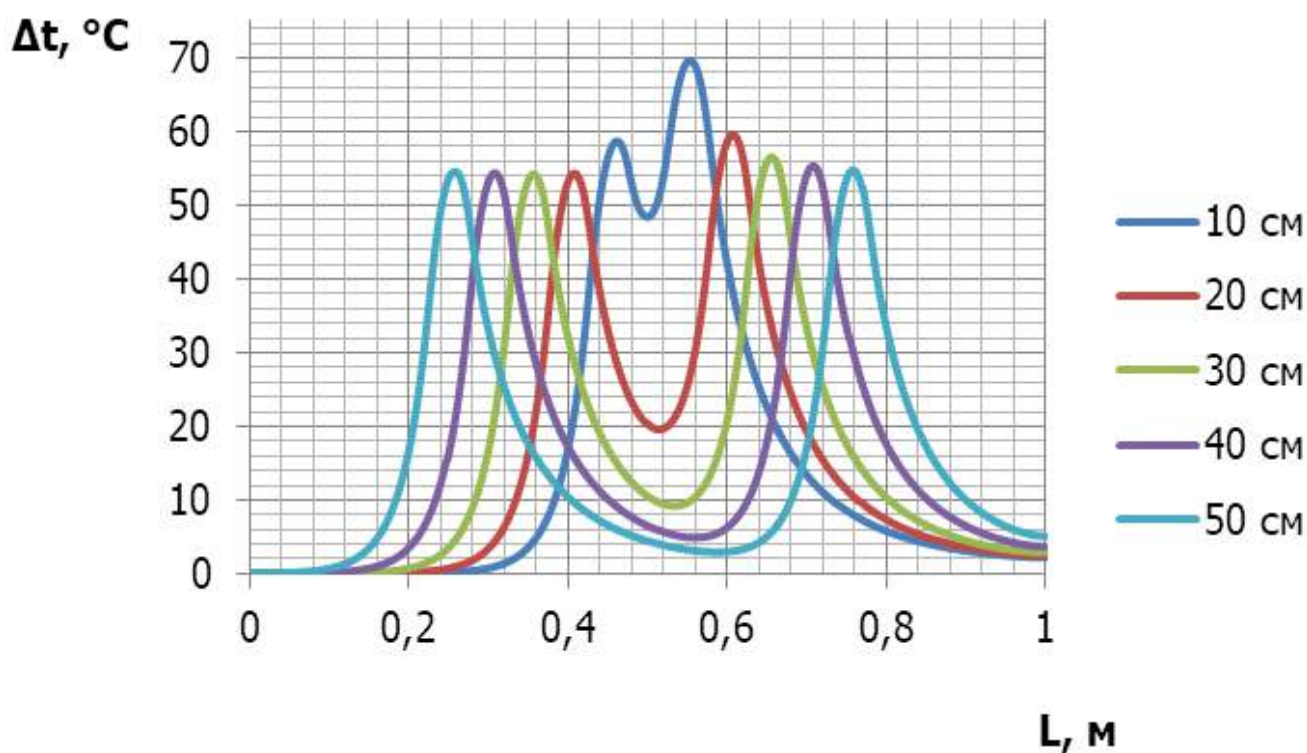


Рисунок 4 – График изменения температуры на внутренней стенке НКТ в зависимости от длины и изменяемого расстояния между нагревательными элементами при расходе жидкости $49 \text{ м}^3/\text{сут.}$ и плотности теплового потока 2 Вт/см^2 .

В заключении можно сделать вывод о том, что за счет теплового потока можно изменять температурный профиль вдоль стенки трубы для минимизации отложения АСПО.

Влияние этого эффекта будет зависеть от расстояния между нагревательными элементами и расхода рабочей жидкости. Также стоит отметить, что увеличение плотности теплового потока

может привести к локальному нагреву, что может негативно сказаться на эксплуатационных характеристиках НКТ.

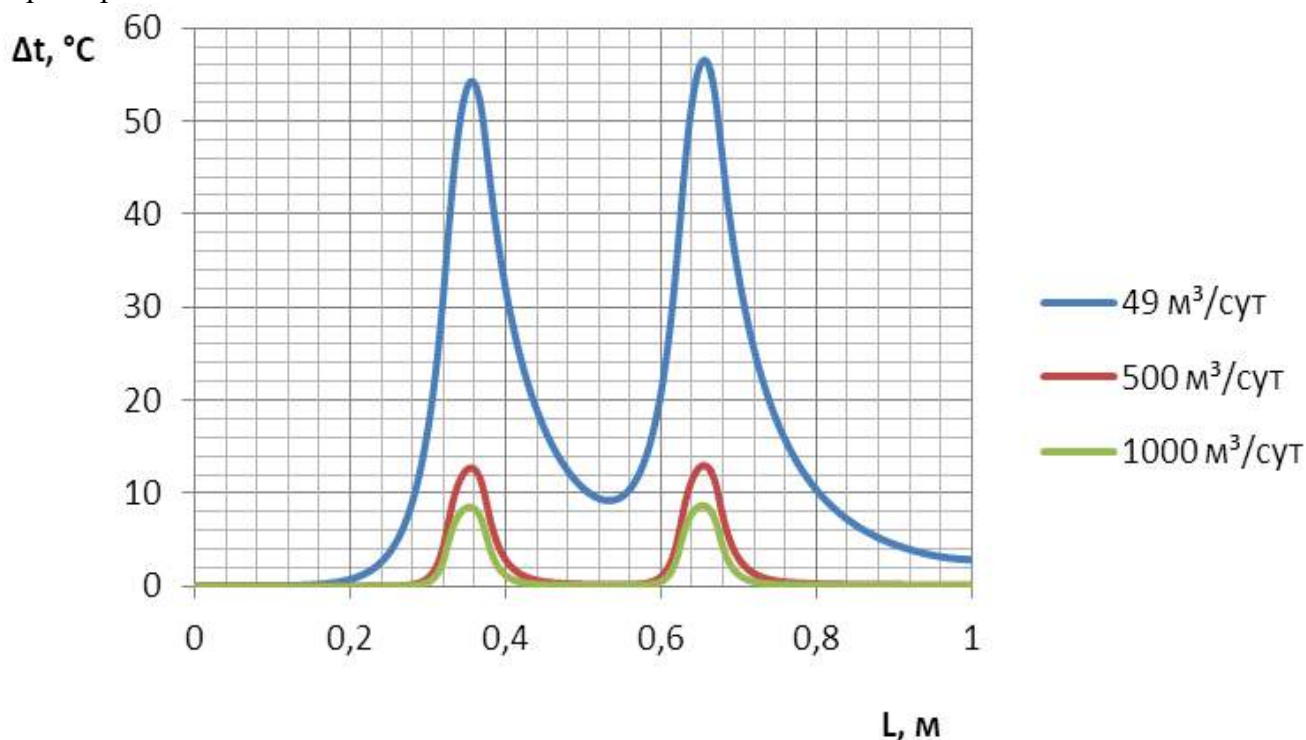


Рисунок 5 – График изменения температуры на внутренней стенке НКТ в зависимости от длины и изменяемого расхода при плотности теплового потока $2 \text{ Вт}/\text{см}^2$ и расстояния между нагревательными элементами 30 см .

С учетом технико-экономических показателей, оптимальным расстоянием между нагревательными элементами для представленных расчетов является 30 см при расходе рабочей жидкости $49 \text{ м}^3/\text{сут}$ и плотности теплового потока $2 \text{ Вт}/\text{см}^2$. Это сочетание параметров позволит достичь удовлетворительных эксплуатационных результатов с учетом затрат и требуемых тепловых характеристик.

В дальнейшем планируется детальное изучение данного процесса, улучшение конструкции скважинного устройства для повышения его энергоэффективности и надежности.

Библиографический список:

1. Особенности технологии бурения скважин в многолетнемерзлых породах / Новиков А. С., Сериков Д. Ю. // Сфера. Нефть и газ. – 2020. – №5. – С. 34-35
2. Ali, Syed & Lalji, Shaine & Haneef, Javed & Khan, Muhammad Arqam & Yousufi, Mohsin & Yousaf, Nimra & Saboor, Abdus. (2022). Phenomena, factors of wax deposition and its management strategies. Arabian Journal of Geosciences. 15. 10.1007/s12517-021-09221-6.
3. Sousa, Ana & Matos, Henrique & Guerreiro, L. (2019). Wax deposition mechanisms and the effect of emulsions and carbon dioxide injection on wax deposition: Critical review. Petroleum. 6.10.1016/j.petlm.2019.09.004.
4. Механизмы образования асфальтосмолопарафиновых отложений Методики исследования / Коробов Г.Ю., Парфенов Д.В. // Neftegaz.RU. – 2022. – №8. – С. 22 –32
5. Разработка скважинного устройства для управления тепловыми процессами в нефтяных скважинах / Павлова П. Л., Гузей Д. В. // Вестник машиностроения. – 2022. – № 4. – С. 9–14

Конструктивные особенности сопловой гидроударной детонационной буровой головки.**Схема детонационной камеры её ствола /****Design features of the nozzle water hammer detonation drill head.****The scheme of the detonation chamber of its barrel**

Михайлов В. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Аннотация. В статье исследуются конструктивные особенности детонационной камеры, для ствола гидроударной детонационной буровой головки. Предложена схема их сопряжения и взаимодействия. Так же рассмотрены аспекты влияния детонационных процессов на конструкцию детонационной камеры ствола буровой головки. Рассмотрены варианты форсунок, для смешения и подачи смеси детонирующих газов в зону детонации. В процессе детонации газ очень быстро расширяется, при этом за фронтом химической реакции образуются ударные и детонационные волны, которые способствуют ускорению её протекания.

Annotation. The article examines the design features of the detonation chamber for the barrel of a water hammer detonation drill head. A scheme of their coupling and interaction is proposed. The aspects of the impact of detonation processes on the structure of the detonation chamber of the drill head barrel are also considered. Variants of injectors for mixing and supplying a mixture of detonating gases to the detonation zone are considered. During the detonation process, the gas expands very rapidly, while shock and detonation waves form behind the front of the chemical reaction, which accelerate its course.

Ключевые слова: детонация, сопловая гидроударная детонационная буровая головка, гидроудар, непрерывная спиновая детонация, детонационная камера, форсунка.

Keywords: detonation, nozzle water hammer detonation drill head, water hammer, continuous spin detonation, detonation chamber, nozzle.

Введение

Современные методы бурения основаны на ударно-вращательном воздействии на породу при переменных нагрузках на ударно-режущий инструмент буровой головки и, в целом, традиционные методы бурения достигли своего пика технологичности и эффективности с точки зрения скорости бурения и долговечности инструмента, эти показатели практически достигли своего предела, что подтверждают и практические и теоретические изыскания. Для перехода к более высоким показателям производительности необходимы технологические решения, способствующие произвести скачок в этой области. Предлагаемая технология основана на свойствах воды, которая при высоком давлении и высокой кинетической энергии способна разрушать горные породы с очень высокой эффективностью, на порядок превышающей традиционные методы бурения, что подтверждено расчётами в предшествующей статье [1].

Для реализации данной идеи в работе [2] предложена концепция соплового гидроударного детонационного разрушения породы, но для её детальной проработки и реализации необходим анализ геометрических и прочностных показателей конструкции детонационной камеры ствола детонационной установки и форсунок, создающих импульсные концентрации метана в воздушном потоке.

Процесс детонации реализуется путём сложных процессов взаимодействия горючих газов с кислородом и азотом в изолированной среде, геометрия которой напрямую влияет на эффективность процесса. Теория детонационных процессов в двух- и трёхфазных средах были описаны В. А. Михельсоном, Л. Д. Ландау Я. Б. Зельдовичем, Ф. А. Баумом, К. П. Станюковичем, которые заложили основы теории детонации в частности и теории взрыва, в целом [3,4,5].

Анализ существующих подходов реализации идеи.

В 1940 году советский физик Я. Б. Зельдович предложил идею детонационного ракетного двигателя, которая впервые в мире была реализована в России в 2016 году на стенде НПО «Энергомаш» [6].

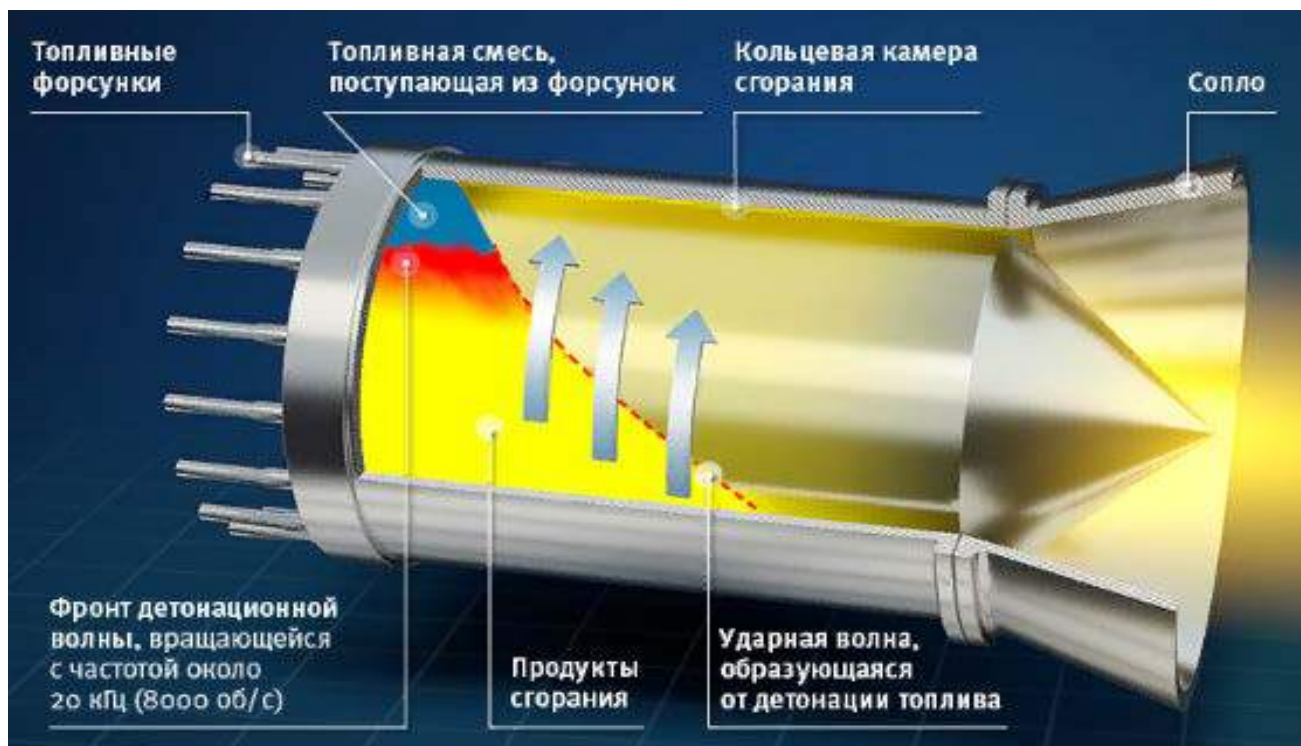


Рисунок 1 – Принцип действия детонационного ЖРД [6].

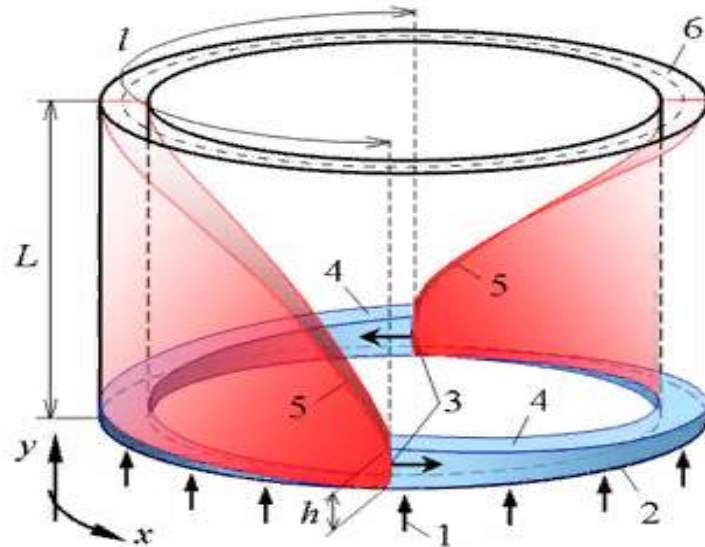
Так же во французском Бурже, в 2023 году, в компании «MBDA France» был испытана установка прямооточного ротационного ракетного двигателя (рисунок 2).



Рисунок 2 – Установка ПВРД компании «MBDA France» в Бурже [7].

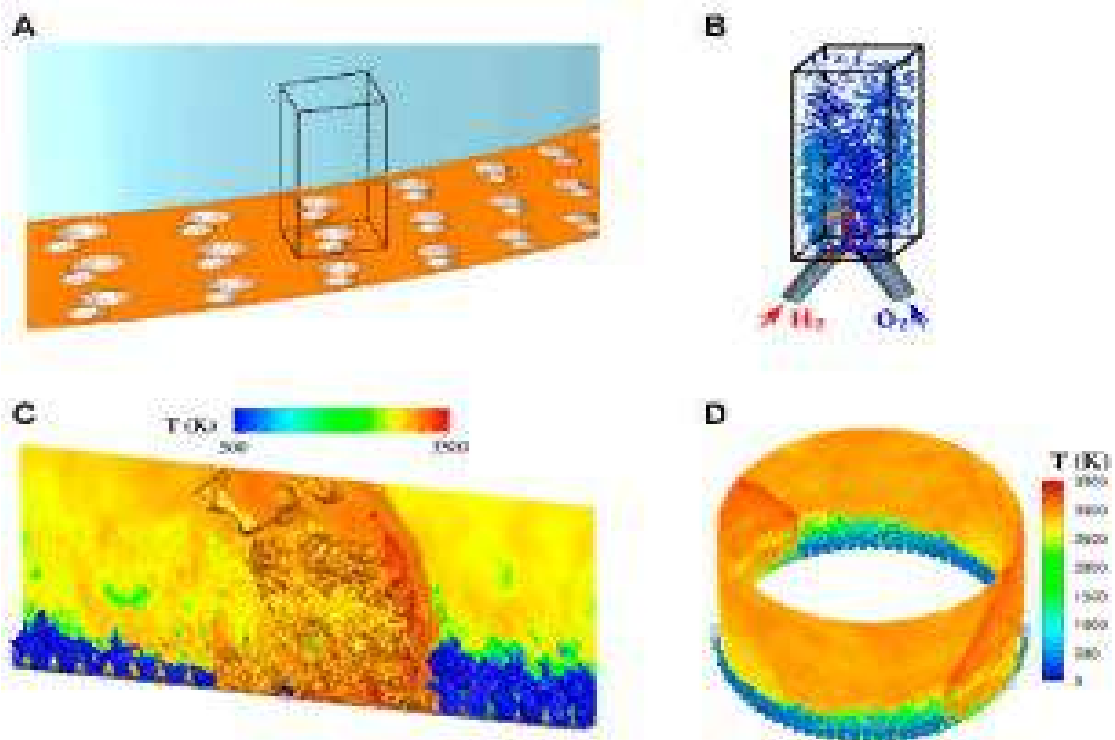
В статье «Rotating detonation combustors for propulsion: Some fundamental, numerical and experimental aspects», опубликованной авторами Бруно Ле Наур, Дмитрием Давиденко, Томасом Гайяром, Пьером Видалем в научном журнале «Frontiers in Aerospace Engineering» описаны некоторые аспекты конструкции кольцевой детонационной камеры сгорания установки с постоянной подачей смеси топлива, вращающейся детонационной волной и форсуночным модулем впрыска. Предложены экспериментальные данные соотношения радиусов внешней и внутренней стенки детонационной камеры для ротационной непрерывной детонации. Разработаны соотношения диаметров сопел форсунок, углы атаки впрыска смеси газов (рисунки 3,4,5) [7]. Кудо и Накояма исследуя распространение детонации в кольцевом канале с угловым размахом $3/4$ от 2π рад., определили соотношение для соблюдения стабильного

распространения детонационной волны как $Ri/\lambda > 23$, где R_i - радиус кольцевого внутреннего канала детонационной камеры, λ - средняя ширина детонационных ячеек.



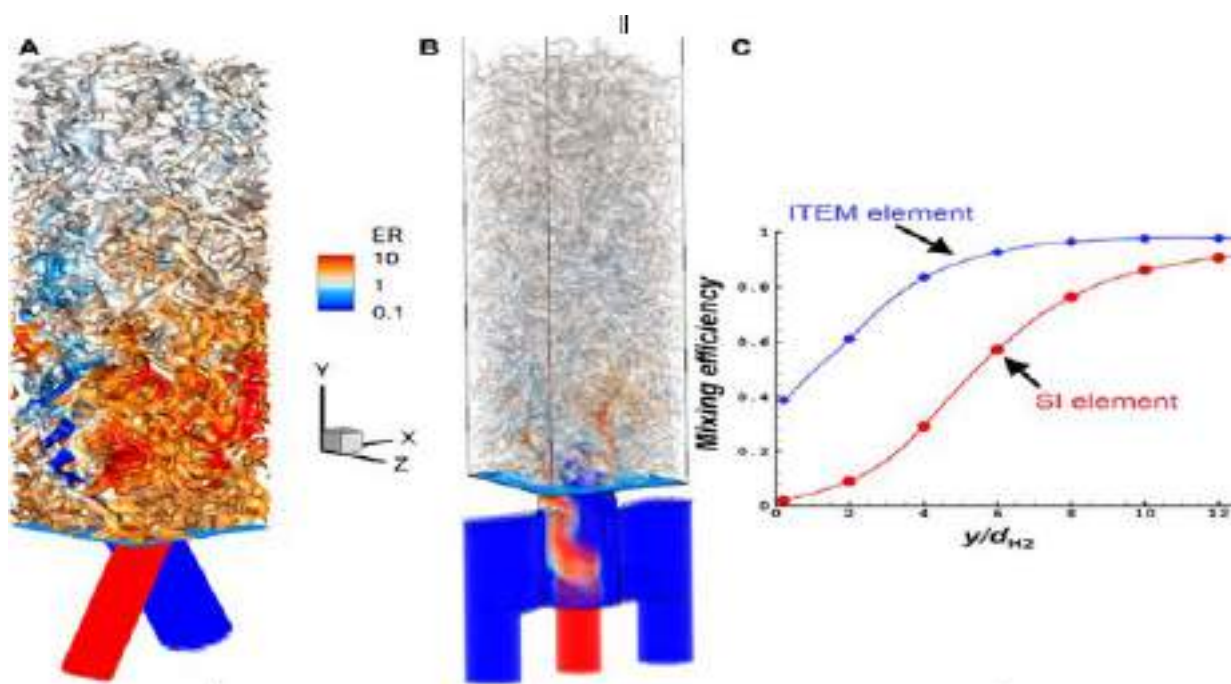
- 1 — направление впрыска; 2 — вход в камеру сгорания;
 3 — фронт вращающейся детонационной волны в сверхкритическом стабильном состоянии;
 4 — слой свежей смеси; 5 — косые удары; 6 — выход из камеры сгорания;
 h — высота фронта вращающейся детонационной волны, максимальная толщина слоя смеси;
 l — азимутальный период между двумя фронтами детонационных волн;
 L — длина камеры сгорания [7].

Рисунок 3 – Принцип действия ротационной детонационной камеры.



- A) Определение инжекционных элементов, составляющих инжектор RDC;
 B) точный расчёт на тонкой сетке взаимодействий смешивания для инжекционного элемента;
 C) моделирование распространения RD на линейном ряду инжекционных элементов;
 D) моделирование распространения RD в кольцевом RDC [7].

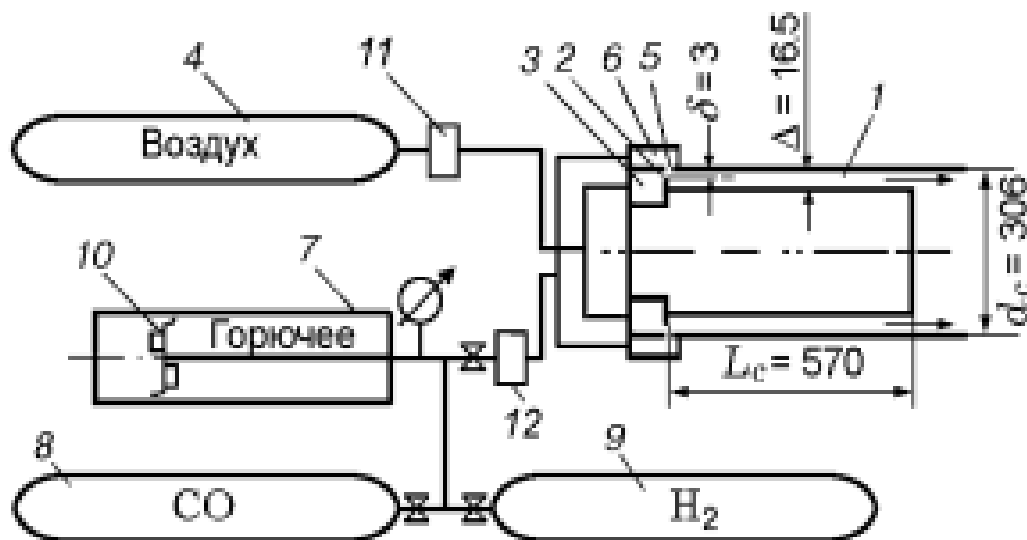
Рисунок 4 – Общий подход к исследованию впрыска.



- А) газодинамическая модель встречно-направленного впрыска газообразных H_2 и O_2 ;
 В) газодинамическая модель турбулентной схемы впрыска;
 С) кривые эффективности смешивания по координате y , нормированные по диаметру трубки d_{H_2} для элементов встречно-направленной и турбулентной схем впрыска [7].

Рисунок 5.

Однако, в статье «Непрерывная спиновая детонация смесей синтез-газ—воздух» ещё в 2013 году была разработана и экспериментально подтверждена подробная схема с расчётами кольцевой камеры сгорания с непрерывной спиновой детонацией смеси синтез-газов и воздуха учёными Ф. А. Быковским, С. А. Ждан, Е. Ф. Ведерников института гидродинамики им. М. А. Лаврентьева СО РАН [8]. В статье описаны методы расчёта, пропорции и численные значения всех параметров установки. По утверждению авторов установка способна работать практически на всех углеводородных газах и даже - на керосине (рисунок 6).



- 1 — камера сгорания, 2 — кольцевая щель, 3, 6 — кольцевой коллектор, 4, 7 — ресивер, 5 — форсунка, 8, 9 — баллоны, 10 — сегнерово колесо, 11, 12 — клапаны [8].

Рисунок 6.

Переходя к более традиционным видам детонационных технологий, можно отметить схожесть в конструкции детонационных камер. Например, в работе Гладких А.А. «Импульсная камера для физических исследований сверхзвуковых детонационных потоков» проведены исследования по влиянию форм-факторов на фокусировку детонационной волны. В ней он приходит к выводу, что наиболее эффективной является коническая форма с донцем в виде обратного усечённого конуса (рисунок 7) [9].

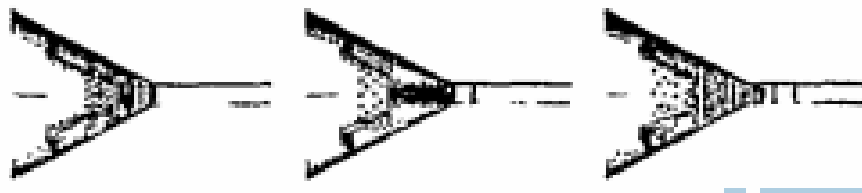
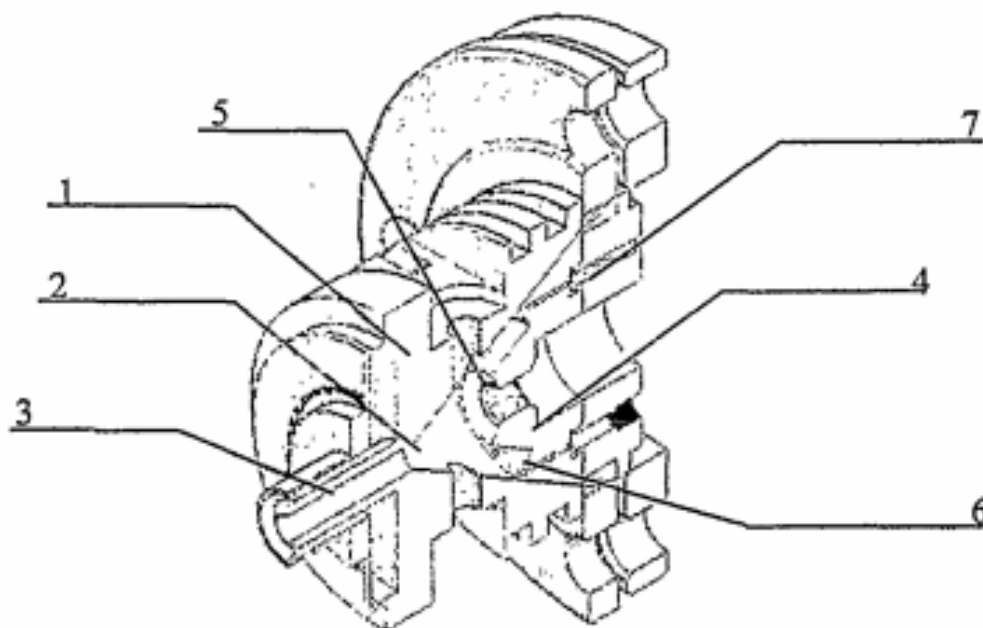


Рисунок 7 – Конфигурация – конус с донцем в виде обратного усечённого конуса[9].

Также в работе [9] разработана и воплощена конструкция самой детонационной камеры (рисунок 8)

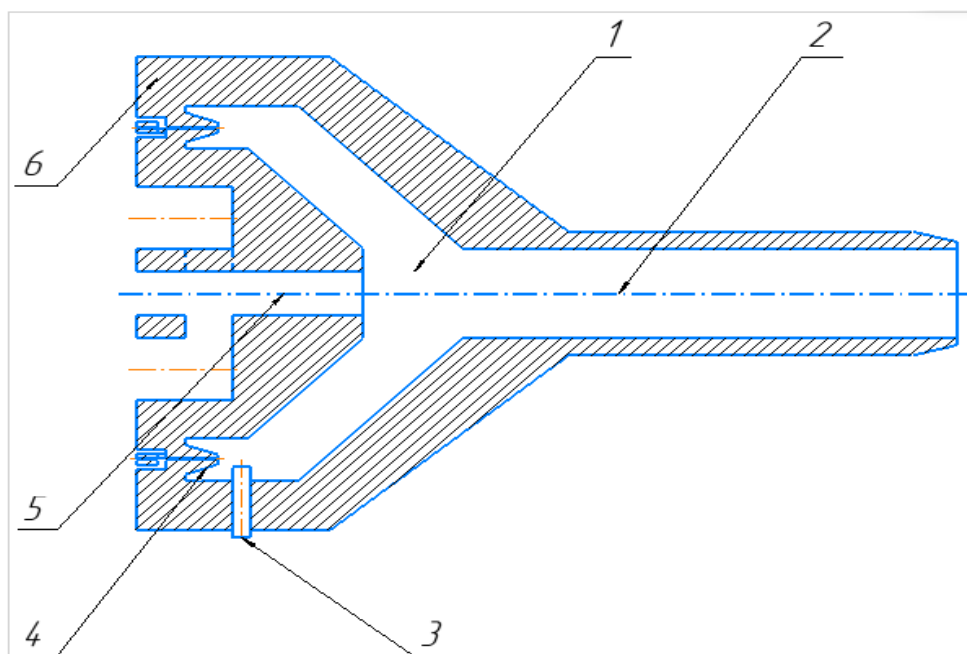


1 – корпус; 2 - конический участок корпуса; 3 – цилиндрический участок корпуса;
4 – отражающее донце; 5 – отверстие для установки свечи зажигания;
6 – отверстия для подвода рабочих газов; 7 – задний упор [9].

Рисунок 8 - Конструкция импульсной ускорительной камеры.

Выводы

Все вышеперечисленные практические научно-исследовательские работы могут стать основой для дальнейшего конструирования детонационной камеры сопловой гидроударной детонационной буровой головки. Высокий уровень исследованности в этой области позволяет конструктивно точно определить все параметры: состав и концентрацию в смеси газов, геометрические параметры, режим работы, долговечность агрегата. Можно так же предположить, что исследуя комбинации этих технологических решений, можно достичь более совершенных показателей. Например, если кольцевую детонационную камеру сделать конической с усечённым коническим донцем, в которой элементом зажигания будут являться форсунки кольцевого типа, которые не будут находиться в зоне сдувания пламени и будут являться вспомогательным элементом зажигания, то это обеспечит стабильную детонацию в основной части детонационной камеры. Так же, для более эффективного смешения газов можно применить турбулентную схему (рисунок 9).



1 – коническая детонационная камера с усечённым донцем; 2 – цилиндрический участок детонационной камеры (ствол); 3 – свеча зажигания; 4 – форсунка зажигания; 5 – турбулентное детонационное сопло; 6 – корпус детонационной камеры.

Рисунок 9 - Предлагаемая схема детонационной камеры с постоянной подачей воздуха и импульсной подачей метана.

Представленная концепция хотя и является только лишь идеей инновационного метода бурения, но степень разработанности детонационных технологий позволяет с уверенностью утверждать о возможности её реализации с дальнейшей практической апробацией и совершенствования всех узлов и конструкций.

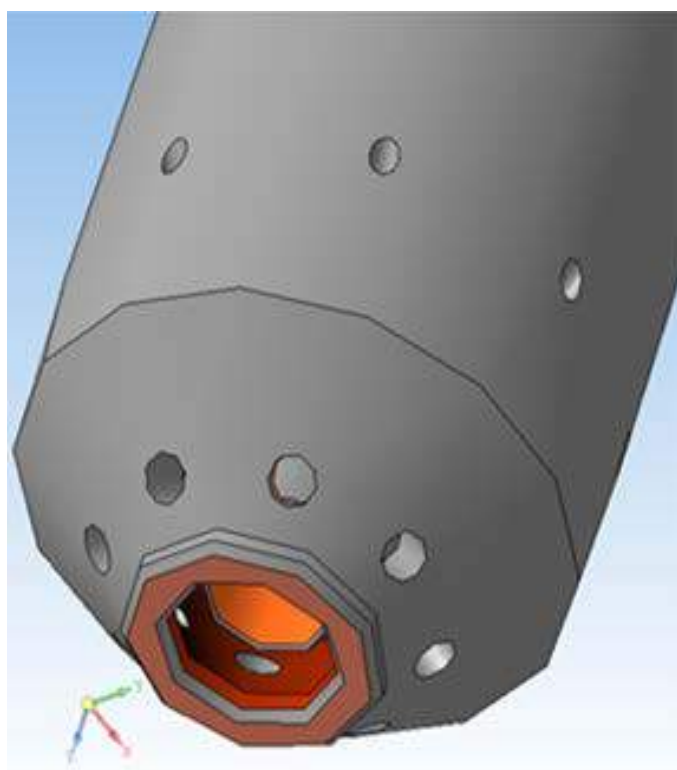


Рисунок 10 - Модель конструкции гидроударного детонационного гидроабразивного сопла [1].

Библиографический список:

1. Михайлов В. А. // Конструктивные особенности сопловой гидроударной детонационной буровой головки. Схема детонационной камеры её ствола // Рассохинские чтения // Международная конференция // Сборник статей.
2. Михайлов В. А. // Расчёт количества газов для эффективного разрушения пород при сопловом гидроударном бурении скважин за счёт детонации углеводородных газов с кислородом // Проблемы геологии, разработки и эксплуатации месторождений, транспорта и переработки трудноизвлекаемых запасов тяжёлых нефтей // Всероссийская научно-техническая конференция с международным участием // Горный ин-формационно-аналитический бюллетень. – 2020. – № 6. – С. 76–84. DOI: 10.25018/0236-1493-2020-6-0-76-84
3. Михайлов В. А., Полякова Л. П. // Сопловое гидроударное бурение скважин за счет детонации метана и кислорода, новая концепция бурения скважин // Наука. Техника. Инновации Текст традиционный: сборник статей по материалам XIII Международной научно-практической конференции (25 апреля 2023 года), филиал Ухтинского государственного технического университета в г. Усинске (УФ УГТУ) / под ред. Я. В. Зубовой. – 2023. – 363 с. (С. 85-90).
4. Баум, Ф. А., Станюкевич, К. П., Шехтер, Б. И. Физика взрыва. Редакторы: Петровский, И. Я., Кузнецова, Е. Б. Государственное издание физико-математической литературы – Москва - 1959. - 800 с.
5. Зельдович Я. Б., Компанеец А. С. Теория детонации. Редактор Шустов С. Н. Государственное издательство технико-теоретической литературы – Москва – 1955. – 268 с.
6. Зельдович Я. Б., Баренблатт Г. И., Либрович В. Б., Махвиладзе Г. М. Математическая теория горения и взрыва. Наука – Москва – 1980. – 478 с.
7. <https://triptonkosti.ru/13-foto/detonacionnyj-dvigatel-npo-energomash-proekt-ifrit-82-foto.html>
8. Bruno Le Naour, Dmitry Davidenko, Thomas Gaillard, Pierre Vidal // Rotating detonation combustors for propulsion: Some fundamental, numerical and experimental aspects// Frontiers in Aerospace Engineering. – 2023.
9. Ф. А. Быковский, С. А. Ждан, Е. Ф. Ведерников, // Физика горения и взрыва, 2013, т. 49, № 4, Непрерывная спиновая детонация смесей синтез-газ—воздух (С.60-67)
10. Гладких А. А. //Диссертация на соискание учёной степени кандидата технических наук// Импульсная камера для физических исследований сверхзвуковых детонационных потоков // Алтайский государственный технический университет им.И.И.Ползунова, - Барнаул, - 2004, - 126 с.

УДК 622.2

Влияние излома оси скважины на проходимость обсадной колонны по стволу

Андрианов Н. И.

Северо-Кавказский федеральный университет, г. Ставрополь, Россия

Капитальный ремонт и реконструкция нефтегазовых скважин старого фонда ставит задачи восстановления их крепи (как обсадной колонны, так и цементного кольца) в аварийных условиях полного разрыва эксплуатационной колонны со смещением в сторону открытого эксплуатационного забоя. Извлечь оставшееся внутрискважинное оборудование (фильтр, зумпфовые НКТ, клапанная система) не предоставляется возможным из-за соскальзывания аварийного инструмента со «свободной головы» с забуриванием бокового ствола. Ситуацию дополнительно усугубляет возникший незакрепленный интервал глинистой покрышки – потенциальный источник негерметичности пласта-коллектора и неустойчивости ствола при эксплуатации скважины (рисунок 1).

Восстановление крепи в представленной ситуации сводится к спуску и цементированию хвостовика с размещением башмака последнего на уровне кровли пласта-коллектора в сформированном боковом стволе. Очевидно, что планирование такой технологической операции требует учета всех возможных рисков, связанных с проходимость колонны обсадных труб по осложненному стволу.

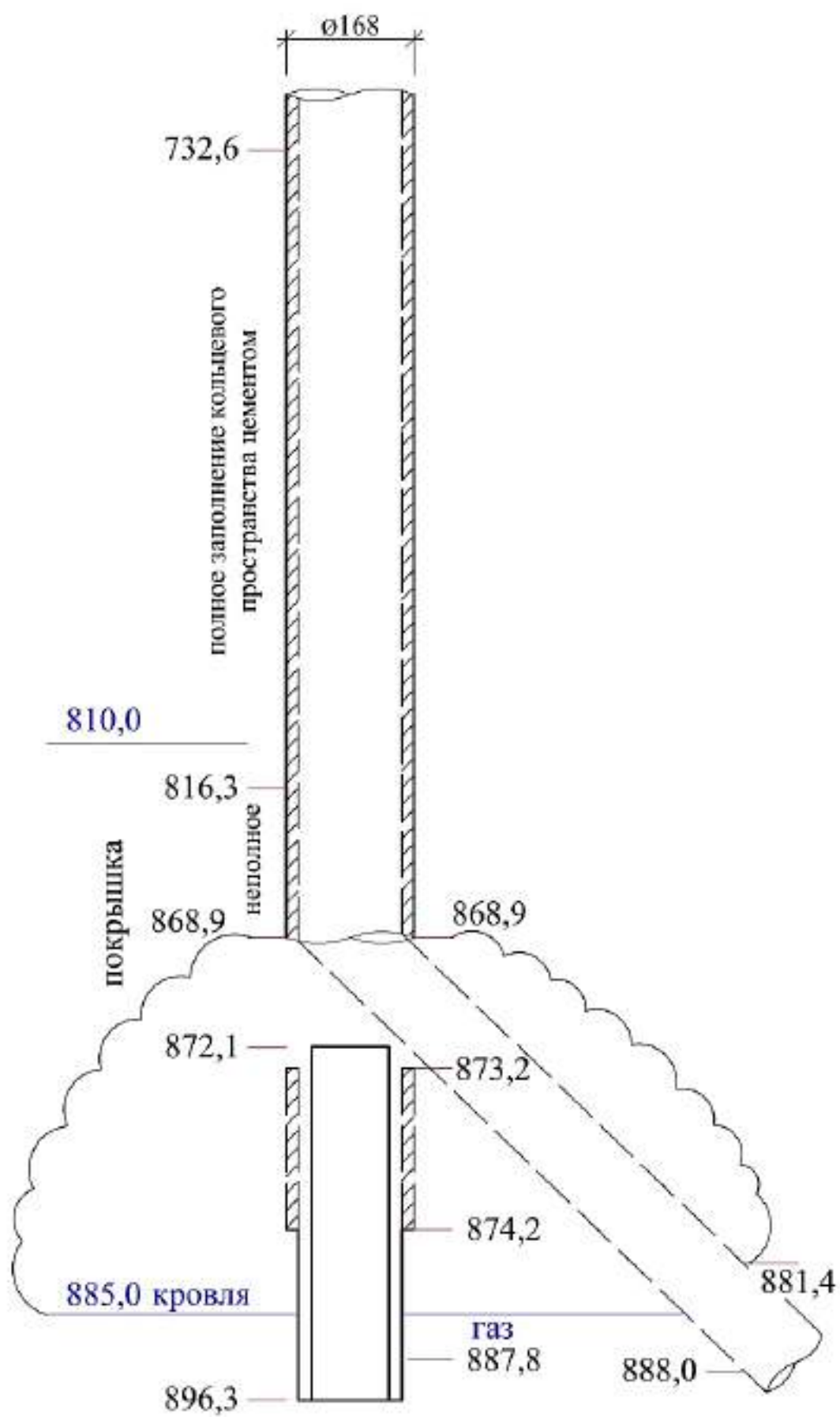


Рисунок 1 - Конфигурация ствола скважины

Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин [1] определяет первое условие успешного спуска колонны муфтовых обсадных труб превышением эффективного (реального) диаметра ствола скважины над полусуммой диаметров обсадной трубы и муфты, что для роторного способа бурения выражается неравенством

$$D_{\text{дол}} + d_{\text{нубт}} \geq d_n + d_m, \quad (1)$$

где $D_{\text{дол}}$ – диаметр долота;
 $d_{\text{нубт}}$ – наружный диаметр УБТ;
 d_n – наружный диаметр обсадной колонны;
 d_m – наружный диаметр муфты.

В планируемой операции $D_{\text{дол}}=146$ мм; $d_{\text{нубт}}=121$ мм; $d_n=114$ мм; $d_m=127$ мм; 267 мм $>$ 261 мм, что подтверждает проходимость колонны в месте образования уступа.

Второе условие, согласно инструкции [1], заключается в превышении жесткости УБТ над жесткостью спускаемой обсадной колонны, что выражается неравенством

$$d_{\text{нубт}}^4 - d_{\text{вубт}}^4 \geq d_n^4 - d_v^4, \quad (2)$$

где $d_{\text{вубт}}$ – внутренний диаметр УБТ;
 d_v – внутренний диаметр обсадной колонны.

В планируемой операции $d_{\text{нубт}}=57$ мм; $d_v=100$ мм; $20380,29$ см⁴ $>$ $6889,6$ см⁴, что подтверждает выполнение условия.

Третье условие, согласно инструкции [1], заключается в непревышении фактической интенсивности искривления ствола скважины β (град/10 м) допустимой интенсивности искривления ствола скважины из условий прочности обсадной колонны при изгибе, определяемых следующими выражениями

$$\beta_1 = 1,91 \cdot 10^4 \frac{m_p}{EI} \left(\frac{\cos \alpha}{0,3} - \sin \alpha \right) + \frac{D_{\text{дол}} - d_n}{0,1745}, \quad (3)$$

$$\beta_2 = 1,43 \cdot 10^{-3} \frac{\sigma_T}{d_n} + 5,73(D_{\text{дол}} - d_n), \quad (4)$$

где m_p – вес единицы длины обсадных труб в буровом растворе, кН/м;
 E – модуль Юнга стали обсадной трубы, кН/м²;
 I – осевой момент инерции поперечного сечения обсадной трубы, м⁴;
 α – средний зенитный угол ствола скважины в интервале крепления, град;
 σ_T – предел текучести стали обсадных труб, Н/м²;
 $D_{\text{дол}}$ и d_n – диаметр долота и наружный диаметр обсадной колонны соответственно, м.

Величина угла α при диаметре оставленной в скважине НКТ 89 мм и внутреннем диаметре эксплуатационной колонны 152 была оценена для трех вариантов их взаимного расположения: прилегание к левой стенке обсадной колонны, коаксиальное положение, прилегание к правой стенке (таблица 1).

Таблица 1 – Оценка величины зенитного угла ствола скважины

Взаимное расположение элементов	Вертикальное смещение, мм	Горизонтальное смещение, мм	Величина α , град
Прилегание НКТ к левой стенке эксплуатационной колонны	3200	89	1,59
НКТ и эксплуатационная колонна коаксиальны	3200	120,5	2,16
Прилегание НКТ к правой стенке эксплуатационной колонны	3200	152	2,72

В планируемой операции, исходя из таблицы 1, наибольшая величина зенитного угла ствола скважины в интервале крепления будет соответствовать максимальному смещению оставшейся части забойного оборудования вправо и составит $\alpha=2,72^\circ$, чему будет соответствовать фактическая интенсивность искривления $\beta=8,5^\circ/10$ м. Характеристики обсадной трубы группы прочности Д ($\sigma_T=379$ МПа), спускаемой в скважину, заполненную буровым раствором плотностью 1050 кг/м³:

$$I = \frac{3,14}{64} (0,1143^4 - 0,0995^4) = 3,565 \cdot 10^{-6} \text{ м}^4;$$

$$EI = 2,06 \cdot 10^8 \cdot 3,565 \cdot 10^{-6} = 734,39 \text{ кН} \cdot \text{м}^2;$$

$$m_p = (19,8 - 0,785(0,1143^2 - 0,0995^2)) 1050) 9,8 \cdot 10^{-3} = 0,168 \text{ кН},$$

соответственно

$$\beta_1 = 1,91 \cdot 10^4 \frac{0,168}{743,39} \left(\frac{\cos 2,72^\circ}{0,3} - \sin 2,72^\circ \right) + \frac{0,146 - 0,1143}{0,1745} = 14,35 \text{ град/10 м};$$

$$\beta_2 = 1,43 \cdot 10^{-9} \frac{379 \cdot 10^6}{0,1143} + 5,73(0,146 - 0,1143) = 4,92 \text{ град/10 м}.$$

То есть фактическая интенсивность искривления в интервале $868,9 - 872,1$ м оказалась больше допустимой по условию прочности. Для обеспечения прочности требуется повысить группу прочности обсадных труб до М ($\sigma_T=724$ МПа), для которых $\beta_2=9,24$ град/10 м.

Следует отметить, что конфигурация оси скважины в интервале резкого изменения параметров искривления по характеру более тяготеет к излому, нежели местного искривления с интенсивным, хотя и плавным приращением искривления, рассматриваемого инструкцией [1].

Для условия излома оси необходимо проверить выполнение условия, представленного в монографии [2]

$$\beta_{\max} = 280,7 \sqrt{\frac{r \cdot \sigma_T}{E \cdot d_n \cdot k_\sigma}}, \quad (5)$$

где r – радиальный зазор, см;
 k_σ – коэффициент запаса.

В планируемой операции $r=1,6$ см; $\sigma_T=3863$ кгс/см²; $E=2,1 \cdot 10^6$ кгс/см²; $d_n=11,4$ см; $k_\sigma=1,4$ (размерности соответствуют используемым в монографии [2]). Результаты расчета

$$\beta_{\max} = 280,7 \sqrt{\frac{1,6 \cdot 3863}{2,1 \cdot 10^6 \cdot 11,4 \cdot 1,4}} = 3,81 \text{ град/25 м} = 1,52 \text{ град/10 м}$$

еще более ужесточают требования к группе прочности металла обсадных труб. Даже группа прочности Т ($\sigma_T=12650$ кгс/см²) может не обеспечить требуемой интенсивности искривления ($\beta_{\max}=6,90$ град/25 м=2,80 град/10 м), что потребует иных технологических решений по восстановлению крепи.

На основании вышеизложенного можно сделать следующие выводы:

1. При проверке проходимости обсадной колонны по стволу скважины сложной пространственной конфигурации следует уделять особенное внимание местам резкого изменения параметров искривления, где может существовать излом оси скважины.

2. Излом оси скважины значительно опаснее в части пропуска колонны обсадных труб и сохранения ее целостности, чем местное плавное искривление.

Библиографический список:

1. Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин [Текст] : РД 39-00147001-767-2000 : утв. ОАО «Газпром»; ОАО НПО «Бурение» : ввод. в действие с 01.08.2000. – Краснодар : ООО «Просвещение-Юг», 2000. – 278 с. – Текст: непосредственный.
2. Александров, М. М. Взаимодействие колонны труб со стенками скважины / М. М. Александров. – Москва : Недра, 1982. – 144 с. – Текст : непосредственный.

УДК 620.197.6

Концепция математического моделирования технического состояния и планирования ДТОиР внутренних элементов оборудования объектов переработки газа

Нефедов С. В.¹, Федотова А. И.¹, Ряховских И. В.¹, Савинов С. Г.², Фомин В. В.²

1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ», Московская область, Россия

2 – ПАО «Газпром», г. Санкт-Петербург, Россия

Аннотация. Проблема эксплуатации и планирования ДТОиР внутренних элементов технологического оборудования, предназначенного для переработки сероводородсодержащего газа, заключается в отсутствии достаточно достоверной модели прогнозирования износа данных элементов, что приводит к перебраковке/недобраковке этих элементов на стадии планирования ремонтно-восстановительных мероприятий и, как следствие, ошибок (недозаказ/перезаказ) закупки МТР для выполнения замены бракованных элементов. Для решения данных проблем разработана Концепция математического моделирования технического состояния и планирования ДТОиР внутренних элементов оборудования объектов переработки газа.

Ключевые слова: моделирование технического состояния, внутренние элементы оборудования, переработка газа.

Значительное количество технологического оборудования объектов переработки газа эксплуатируется в средах, содержащих коррозионно-агрессивные компоненты (H_2S , CO_2 и др.). Содержание агрессивных компонентов Астраханского газоперерабатывающего завода составляет: до 26 % мол. сероводорода и 16 % мол. CO_2 . Вследствие эксплуатационных и внешних нагрузок, а также коррозионного воздействия рабочих сред происходит повреждение металла технологического оборудования и трубопроводов, что снижает остаточный ресурс и срок безопасной эксплуатации. Периодическое диагностирование внешних элементов такого оборудования и технологических трубопроводов позволяет своевременно обнаружить повреждения и отремонтировать или заменить отдельные участки (элементы). Эффективность применения такой практики подтверждена на объектах переработки газа.

Вместе с тем остается нерешенным вопрос относительно диагностики и контроля за техническим состоянием внутренних элементов оборудования (внутренних контактных устройств (ВКУ) десорберов, абсорберов, теплообменников и др.)) К внутренним элементам относятся тарелки и опорные элементы тарелок колонных аппаратов, включая клапаны, колпачки, насадки «Петон», трубки и трубные пучки теплообменников и др. Оценить техническое состояние и принять решение о замене внутренних элементов статического оборудования возможно только после вскрытия аппарата. Неполнота информации о текущих изменениях технического состояния внутренних элементов не позволяет осуществить прогноз на будущие сроки эксплуатации и планирование мероприятий технического диагностирования и ремонта иначе как «от достигнутого».

В настоящее время планирование привязано к достигнутой наработке с назначенным сроком службы для оборудования 20 лет, который распространяется также на внутренние элементы сосуда, а также по факту выявления критически неисправного состояния элемента – аварийно-восстановительный ремонт.

Необходимо отметить неполноту нормативной и методической базы, обеспечивающей управление техническим состоянием и планированием диагностики, технического

обслуживания и ремонта (ДТОиР) статического оборудования, отсутствие единой полноценной базы данных статического оборудования и его элементов.

Таким образом, проблема эксплуатации и планирования ДТОиР элементов статического оборудования заключается в отсутствии достаточно достоверной модели прогнозирования износа данных элементов, что приводит к перебраковке/недобраковке этих элементов на стадии планирования ремонтно-восстановительных мероприятий и, как следствие, ошибок (недозаказ/перезаказ) закупки МТР для выполнения замены бракованных элементов.

Для решения данных проблем нами предложена Концепция математического моделирования технического состояния и планирования ДТОиР внутренних элементов оборудования объектов переработки газа (далее Концепция). Укрупненная схема Концепции приведена на рисунке 1.

Пилотными объектами для исследования приняты статическое оборудование установок аминной очистки газа от кислых компонентов Астраханского и Оренбургского газоперерабатывающих заводов (АГПЗ, ОГПЗ).

Цель формирования Концепции: создание модели прогнозирования технического состояния внутренних элементов статического оборудования объектов переработки газа, эксплуатируемых в условиях присутствия кислых компонентов, для оптимального планирования ДТОиР.



Рисунок 1 – Укрупненная схема Концепции.

Для достижения цели Концепции необходимо решить основные научные задачи:

1. Сформулировать проблемную область научного исследования;
2. Провести сбор исходных данных от филиалов ООО «Газпром переработка» (АГПЗ, ОГПЗ);
3. Разработать классификацию статических объектов переработки с декомпозицией до внутренних конструктивных элементов оборудования;
4. Выполнить анализ накопленных данных о причинах отказов и аварий, развитии дефектов;
5. Выполнить выбор эффективных методов анализа исходной информации с учетом предполагаемых неполноты и неопределенности;
6. Выполнить постановку математической задачи с выходом на практический результат – модель прогнозирования износа элементов оборудования;
7. Сформировать перечень контролируемых параметров для разработки прогнозных моделей;

8. Организовать и выполнить экспериментальные исследования для проверки и верификации моделей;

9. Предложить критерии и осуществить выбор эффективных методов анализа накопленной информации;

10. Выполнить анализ действующих процессов управления техническим состоянием и планированием ДТОиР оборудования;

11. Сформировать перечень нормативных документов, обеспечивающих реализацию новых методических подходов к прогнозированию технического состояния статического оборудования.

В основу формирования базы данных (БД) положен анализ эксплуатируемого оборудования, особенно в части ВКУ, включая анализ текущей (накопленной) информации по результатам обследований и ремонта оборудования (акты, заключения, отчёты сводная информация), выполняемых на основании требований нормативной документации ПАО «Газпром» и локальных нормативных актов эксплуатирующих организаций (АГПЗ, ОГПЗ).

Для структуризации (классификации) данных статического оборудования объектов переработки газа использовали метод работы с данными, основанный на реляционной алгебре. Реляционная база данных представляет собой совокупность отношений (таблиц), содержащих всю необходимую информацию по описываемой предметной области. На рисунке 2 приведена обобщенная модель базы данных оборудования переработки газа, в состав атрибутов которых входят таблицы с описанием данных.



Рисунок 2 – Сопоставление

Нормативно-справочная информация БД по оборудованию включает: список заводов, перечень установок по заводам, перечень оборудования по установкам, перечень деталей оборудования, каталог типов оборудования, библиотеку спецификаций оборудования и т.п. К сводной БД привязаны параметры технологических режимов, результатов диагностики, оценки технического состояния и т.д.

Основная архитектура БД (модель данных) должна включать следующие структурные сущности: установка – объект (сосуд, работающий под давлением (СРД)) – элемент – набор параметров материального исполнения – набор контролируемых параметров – временные параметры (даты обследований, экспертиз промышленной безопасности, ремонта) – состояние – мероприятия в соответствии с принятыми решениями – планы закупок МТР, факт реализации мероприятия – отклонение от плана и т.д.

Следующая задача – анализ накопленных данных о причинах отказов, возникновения и развития дефектов.

Как показал анализ, основными механизмами деградации и износа внутренних элементов статического оборудования являются:

- разрушение по критериям статической механической прочности;
- возникновение трещиноподобных дефектов и разрушение по критериям усталости;
- коррозионный износ (равномерная и локальная (язвенная, питтинговая) коррозия в различных активных средах и условиях функционирования оборудования);
- эрозионный износ (в том числе в сочетании с коррозионным механизмом);
- водородное охрупчивание, расслаивание, сульфидное растрескивание и т.п.;
- разрушение сварных соединений (в том числе по причине развития коррозионно-механических дефектов и изменения механических свойств металла шва).

Исходя из анализа причин повреждений и разрушений ВКУ оборудования АГПЗ и ОГПЗ можно сделать вывод, что основным видом разрушений является общая и язвенная коррозия. Кроме того, обнаружены дефекты в зоне сварного соединения опорных элементов и обечаек, нарушение проектного положения и образование трещин на полотнах тарелок. Данные разрушения являются следствием воздействия нагрузок при общем изменении характеристик металла под действием агрессивной среды, т.е. утонение металла и его сульфидное растрескивание. Последнее по результатам обследования ВКУ не фиксировалось.

В связи с большим разнообразием механизмов разрушения для разработки физических моделей и далее прогнозирования остаточного ресурса ВКУ установок аминной очистки природного газа ГПЗ необходимо руководствоваться доминирующими механизмами деградации оборудования и ВКУ [1].

Из анализа данных статистики отказов и образования дефектов ВКУ доминирующими механизмами являются: коррозионный износ, сероводородное растрескивание (охрупчивание) металла и механическое разрушение или нарушение проектного положения конструктивных элементов под действием избыточных нагрузок. Для данных механизмов планируется провести разработку и/или отработку существующих моделей.

С целью дальнейшего моделирования разрушений проведен анализ литературных данных и предварительные экспериментальные исследования [2, 3]. На основе этих данных выделены наиболее значимые факторы, влияющие на образование дефектов внутренних элементов. К ним относятся:

- температура,
- парциальные давления CO_2 и H_2S ,
- тип абсорбента,
- мольное соотношение кислых газов и амина,
- минеральный состав раствора абсорбента (амин),
- содержание термостабильных солей (ТСС) в растворе абсорбента,
- скорость газожидкостного потока,
- количество отложений на поверхности ВКУ.

Для реализации основных задач Концепции на основании анализа накопленных данных о причинах отказов, развитии дефектов элементов разработан перечень моделей. С учетом использования для прогнозирования разных исходных данных предложены физические, вероятностно-статистические и обобщенные подходы к прогнозированию отказов и ремонтов ВКУ СРД. Основные результирующие показатели моделей приведены в таблице 1.

Как показывает практика, выбор модели прогнозирования технического состояния оборудования и его элементов зависит от характера доминирующего процесса повреждения (коррозии, деградации механических свойств и т.п.), а также от необходимой точности и достоверности прогноза. В общем случае остаточный ресурс определяется на основе критериев всех возможных предельных состояний. В случае оценки множества критериев нескольких возможных предельных состояний, остаточный ресурс назначается по тому критерию, который определяет минимальный срок остаточного ресурса.

Среди предложенных моделей прогнозирования технического состояния оборудования и ремонтно-восстановительных работ проводится сравнительный анализ на соответствие

целевым требованиям и оптимизация конечного решения (объединение или синхронизация моделей, выбор оптимального варианта, определение требований к исходным данным и ограничения в области применения).

Для каждой кинетической модели установлен перечень параметров и способ их определения и измерения. Параметры кинетических уравнений распределены на те, которые замеряют на статистическом оборудовании, которые необходимо измерить экспериментальным методом, и те, которые могут быть рассчитаны или являются справочными величинами.

Для оценки экспериментальных значений параметров физических моделей (в том числе, ожидаемых скоростей коррозионно-эрозионного износа, возникновения и развития обширных и локальных дефектов и повреждений, снижения несущей способности элементов и т.д.), а также верификации физических моделей износа и разрушения ВКУ разработана программа экспериментальных исследований.

В настоящее время проводится верификация и предварительная проверка применимости моделей вероятностно-статистических моделей на основе численного моделирования и сопоставления с фактической информацией процесса ДТОиР оборудования АГПЗ и ОГПЗ.

По результатам предварительных исследований можно заключить, что применение моделей экстраполяционного типа осложняется в виду отсутствия фактической информации о соответствии плановых показателей фактическим.

Наиболее предпочтительными могут быть модели экспоненциального сглаживания для оценки объемов ремонта по данным сводной информации о ремонтах предыдущих подходов, а также более глубокий анализ на основе методов статистического оценивания интенсивности отказов ВКУ и методов теории надежности применительно к группам (сборкам) элементов (тарелки, клапаны, трубные пучки) [4, 5].

Необходимо отметить текущие трудности при реализации Концепции:

- отсутствует полноценная и единая база данных статического оборудования и его элементов;
- практически отсутствует параметрическая диагностика (мониторинг) технического состояния внутренних элементов оборудования;
- отсутствуют систематизированные ретроспективные данные по результатам обследования, замены, ремонта внутренних элементов оборудования и условий эксплуатации;
- зачастую невозможно определить срок жизни отдельного элемента до отказа или возникновения критического дефекта ВКУ;
- сбои при выгрузке данных контролируемых параметров (режимных листов);
- в текущих процессах ДТОиР и управления техническим состоянием и целостностью модели разработаны для корпусных элементов СРД (обечайки, днища, штуцеры и т.д.). Они требуют проверки адекватности и применимости, либо необходима разработка новых моделей оценки прогноза технического состояния и планирования ДТОиР ВКУ технологического оборудования.

В рамках разработки Концепции:

1. Проведен анализ исходных данных установок аминной очистки газа Астраханского и Оренбургского ГПЗ (условий эксплуатации, проектной и нормативной документации, актов ревизии и отбраковки ВКУ и др.);

2. Выполнен анализ накопленных данных о причинах отказов и аварий, возникновения и развития дефектов;

3. Выполнен предварительный подбор физических моделей, вероятностно-статистических и обобщенных методов для разработки моделей прогнозирования технического состояния (работоспособности и ресурса) и планирования объемов и сроков диагностики и ремонта ВКУ СРД;

4. Разработана программа экспериментальных исследований для верификации моделей коррозионного разрушения ВКУ;

5. Разработана Концепция математического моделирования технического состояния и планирования ДТОиР внутренних элементов оборудования объектов переработки газа.

Таблица 1 – Результирующие показатели моделей прогнозирования

Наименование модели		Результирующий показатель
Вероятностно-статистические	Экстраполяционная	Прогнозный показатель технического состояния Эксплуатационный показатель ресурса элемента Прогнозный показатель объема закупки МТР для замены
	Статистического прогнозирования	
	Причинно-следственная	
	Праксеологическая	
Обобщенные (системный подход)	Комплексная модель надежности	Вероятность безотказной работы
	Комплексная модель планирования	Планируемый объем ремонта элементов оборудования
Физические модели износа	Прочности	Коэффициент запаса, параметр несущей способности
	Остаточного ресурса	Расчетный срок службы элемента до ремонта (замены)
	Коррозионного разрушения:	Комплексный показатель коррозионного износа элемента
	Сероводородной коррозии	Скорость коррозии (локальной и равномерной)
	Углекислотной коррозии	
	Электрохимической коррозии	
	Язвенной коррозии	Глубина язвенной коррозии
	Эрозионного износа	Показатель эрозионного износа элемента
	Сульфидное растрескивание	Показатель комплексного износа элементов СРД

Библиографический список:

1. СТО Газпром 2-2.3-491-2010 Техническое диагностирование сосудов, работающих под давлением на объектах ОАО «Газпром».
2. Гафаров Н.А., Гончаров А.А., Кушнаренок В.М. Коррозия и защита оборудования сероводородсодержащих нефтегазовых месторождений. – М.: ОАО «Издательство «Недра». – 1998. 437 с.
3. Широков С.Н. Борьба с коррозией в аминовых системах. / С. Н. Широков, В.И. Гераськин, В.А. Емелькина, М.С. Алимова, Е.А. Мироткина // Экспозиция Нефть Газ. 2008. - № 5/Н (73).
4. ГОСТ Р 50779.26-2007 Статистические методы. Точечные оценки, доверительные, предикционные и толерантные интервалы для экспоненциального распределения.
5. Болотин В.В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций. – М.: Машиностроение, 1984. – 312 с.

Исследование причин отказов насосных штанг скважинной штанговой насосной установки при их эксплуатации

Канева Х. Ф., Бобылева Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Актуальность исследования обусловлена тем, что различные аварии и поломки на действующих скважинных штанговых насосных установках наносят огромный экономический ущерб бюджету предприятия и требуют больших трудоемких мер по их ликвидации. Поэтому для предотвращения рисков возникновения аварий в скважинной штанговой насосной установке необходимо грамотно и своевременно проводить диагностические и ремонтные работы, направленные на поддержание ее работоспособности.

Активное использование скважинных штанговых насосных установок при современных условиях и требованиях добычи нефти приводит к значительному увеличению нагрузок на ее подземное оборудование из-за возрастания глубины спуска штанговых насосов, увеличения их условных диаметров и роста скорости откачки пластовой продукции. Такие нагрузки создают напряжения в штанговой колонне, которые могут повлиять на работоспособность всей насосной установки. В результате, низкое качество работы штанговой колонны и обрывы насосных штанг становятся проблемами, требующими значительных затрат и усилий для их устранения.

В настоящее время более 70% действующего фонда скважин оснащены скважинными штанговыми насосными установками и с их помощью добывается около трети всей нефти России. Насосно-штанговые установки предназначены для добычи нефти из одного или двух пластов земли и распространены в нефтегазовом деле, потому что обладают повышенным коэффициентом нефтеотдачи и не имеют рисков по возникновению нефтяных разливов и экологических аварий. Но эксплуатация скважинной штанговой насосной установки строго ограничена подачей до 50 кубических метров в сутки и глубиной установки насоса до 2500 – 3000 метров.

Если подробно разбирать всю конструкцию скважинной штанговой насосной установки, то главной и ответственной ее деталью можно считать штангу глубинного плунжерного насоса, ведь именно она соединяет между собой наземный привод станка-качалки и сам насос. Насосная штанга, как правило, состоит из соединений муфт с длинными стальными стержнями круглого поперечного сечения диаметром (d_0) от 12 до 28 мм и общей длиной от 1000 до 8000 мм с концами, на которых есть квадратные высекания под резьбу. Штанга соединяется с муфтами с помощью резьбы, а участок квадратного сечения применяют для захвата штанги ключом при свинчивании и развинчивании резьбового соединения.

Основными производственными характеристиками насосных штанг являются ее диаметр по телу d_0 и величина приведенного допускаемого напряжения $[\sigma]$, характеризующая ее прочность и надежность. В России штанги выпускаются с допускаемым напряжением от 70 до 150 МПа.

Современная действующая классификация насосных штанг в зависимости от вида материала и его исполнения представлена на рисунке 1. Но помимо ее насосные разделяют еще и по своим выполняемым функциям. Функциональная классификация насосных штанг представлена на рисунке 2.

На рисунке 3 представлены диаграммы, в которых указаны причины поломки всей насосно-штанговой установки и причины отказов конкретно по насосной штанге. Анализируя данные этих диаграмм, можно сказать, что превышение допустимых напряжений, а также сорбционное и усталостное разрушения материала штанг в своей общей сумме объясняют больше половины всех причин поломок насосных штанг.

Говоря об этих причинах, можно заметить, что усталостное механическое изнашивание подразумевает собой износ и изнашивание элементов насосной штанги, они возникают при подвижном контакте поверхностей элементов конструкции насосной штанги с твердыми частицами или газом при появлении силы трения между ними.



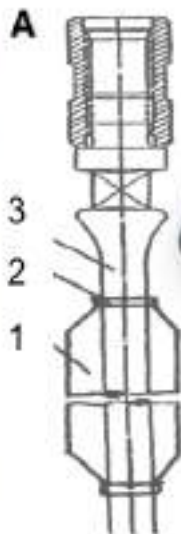
Рисунок 1 - Современная общая классификация насосных штанг по материалам, из которых их изготавливают.

Классификация насосных штанг:

СТАНДАРТНЫЕ

Нужны для передачи основного поступательного или вращательного движения от наземного привода к скважинному насосу.

Это металлические износостойкие штанги класса "D" (по спецификации API) круглого сечения, оснащенные центраторами различных типов и подвижными скребками для снятия парафиновых отложений.



УТЯЖЕЛЯЮЩИЕ

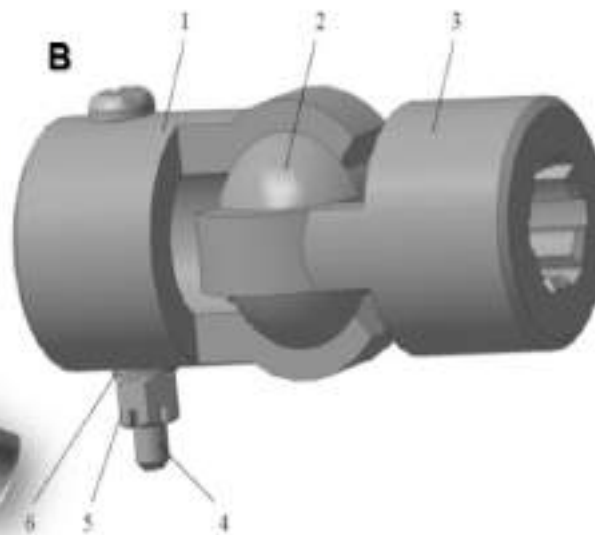
Используются для оптимизации нагрузки на привод и стабилизации центра тяжести для штанг над насосом, сохраняя его вертикальным и упругим, чтобы исключить риск подвеса и продольный изгиб колонны насосной штанги.



ШАРНИРНЫЕ

Предотвращают развинчивания резьбовых соединений колонны насосных штанг. Крутящий момент, от движения насосной колонны, компенсируется поворотом деталей шарнирной штанги внутри муфты.

Шарнирный узел насосной штанги



А) 1 – пластина скребка, 2 – хомут, 3 – штанга;

В) 1- гладкая муфта, 2 – шлицевая муфта, 3 – шарик, 4 – винт, 5- гайка, 6- шайба

Рисунок 2 – Функциональная классификация насосных штанг.

Диаграмма типичного распределения причин отказов СШНУ :



Диаграмма частых причин отказов насосных штанг:

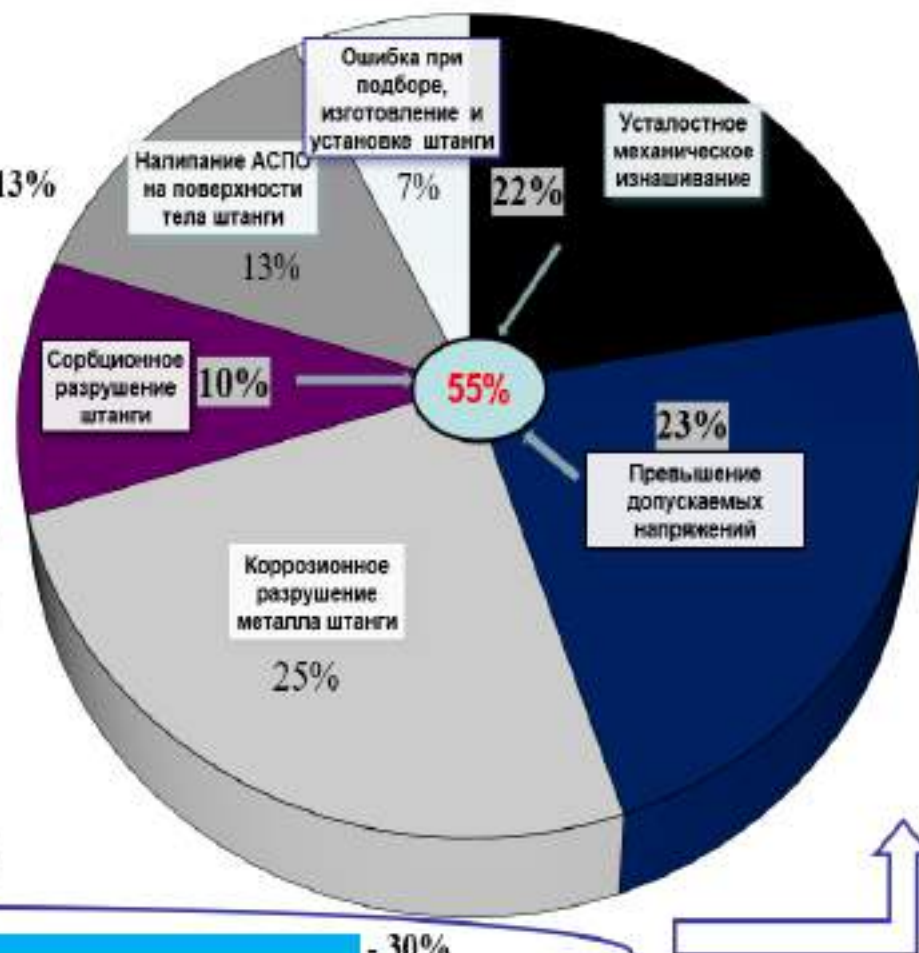


Рисунок 3 – Анализ проблем связанных с эксплуатацией скважинной штанговой насосной установки (СШНУ).

Элементы насосной штанги могут изнашиваться по двум направлениям: механическому и молекулярно-механическому пути. Как эти виды изнашивания наглядно влияют на состояние насосной штанги представлено на рисунке 4.

Превышение допускаемых напряжений означает деформацию и излом насосной штанги. Деформация возникает при чрезмерном увеличении напряжений в материале конструкции, превосходящих соответственно предел текучести или предел прочности. С появлением такой нагрузки возникают сначала упругие, затем пластические и остаточные деформации, а далее и вовсе происходит излом и растрескивание насосной штанги.

Под действием циклических нагрузок в насосной штанге накапливаются необратимые изменения, обуславливающие возникновение макроскопической трещины, развитие которой приводит к излому. Также при усталостном разрушении происходит два взаимосвязанных процесса усталость и выносливость насосной штанги. При недостаточной выносливости насосной штанги происходит либо ее вязкий, либо хрупкий износ.

Помимо всего этого еще также существует и сорбционное разрушение. Под термином «сорбционное разрушение» подразумевают негативное воздействие водорода на металл и его сплавы, оно относится к числу самых сильных и опасных явлений для этих материалов. Даже при отсутствии других нагрузок конструкция от его влияния все равно трескается.

Механизм воздействия водорода на насосные штанги показан на рисунке 5. Сначала молекулы этого вещества активно диссоциируют или распадаются на атомы в газовой среде под землей при высокой температуре и внедряются на поверхность металла насосной штанги. Затем уже ионы водорода с высокой скоростью диффундируют в кристаллической решетке металлов и сталей. Встречая на своем пути какие-либо микропустоты, трещины, раковины, они выходят из кристаллической решетки и создают в объеме этих микродефектов большое внутреннее давление до 4000 МПа и выше, что и вызывает деформирование всего металла в целом и ведет к потере его вязкости, т.е. возникает водородное хрупкое разрушение металла.

Другими словами, водород у пластичных малоуглеродистых сталей вызывает снижение поперечного сужения и удлинения, а также понижает ударную вязкость. А у высокоуглеродистых закаленных сталей с повышенными прочностными характеристиками происходит уменьшение предела прочности.

В настоящее время существует достаточно обширный комплекс мер, направленных на повышение стойкости насосных штанг. Условно все они делятся на химические, физические, технологические и конструкторские методы защиты.

Ссылаясь на рисунок 6, можно сказать, что к главному химическому методу защиты насосной штанги относят применение ингибиторов коррозии, т. е. специальных химических соединений, введение которых в агрессивную среду значительно снижает скорость коррозии металла.

К примерам конструкторских методов защиты насосной штанги можно отнести сравнительно новую разработку модели канатной штанги с полимерным покрытием, которая с 2018 года успешно проходит опытно-промышленные испытания на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь». Технология изготовления такой штанги разработан в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» в 2016 году. Такой комплекс хорошо противостоит действию коррозии от пластовой продукции и не распускается из-за действия сжимающих нагрузок. На рисунке 7 есть фотографии, где наглядно представлены результаты испытания образцов канатных штанг с полимерным покрытием и без него.

Другой пример конструкторской защиты насосных штанг при их эксплуатации является использование лабораторно и экспериментально подтвержденных патентов, один из которых представлен на рисунке 8.

Основной идеей этой модернизации является изменение сечения места штанги под «ключ». Предлагается заменить его на десятигранник. Это позволяет сохранить объем металла, уменьшить концентрацию напряжений и увеличить значение допустимого момента скручивания в месте штанги под ключ. Данная модель штанги экспериментально зарекомендовала себя для создания нового типа опытного образца головки полый насосной штанги для улучшения ее работоспособности.

1. Классификация изнашивания элементов насосной штанги:



Рисунок 4 – Классификация видов изнашивания металла и сплавов насосной штанги.

← Виды взаимодействия водорода с металлом насосной штанги: →

Адсорбция - образование насыщенного слоя водорода на поверхности металла

Абсорбция – растворение водорода в массе металла

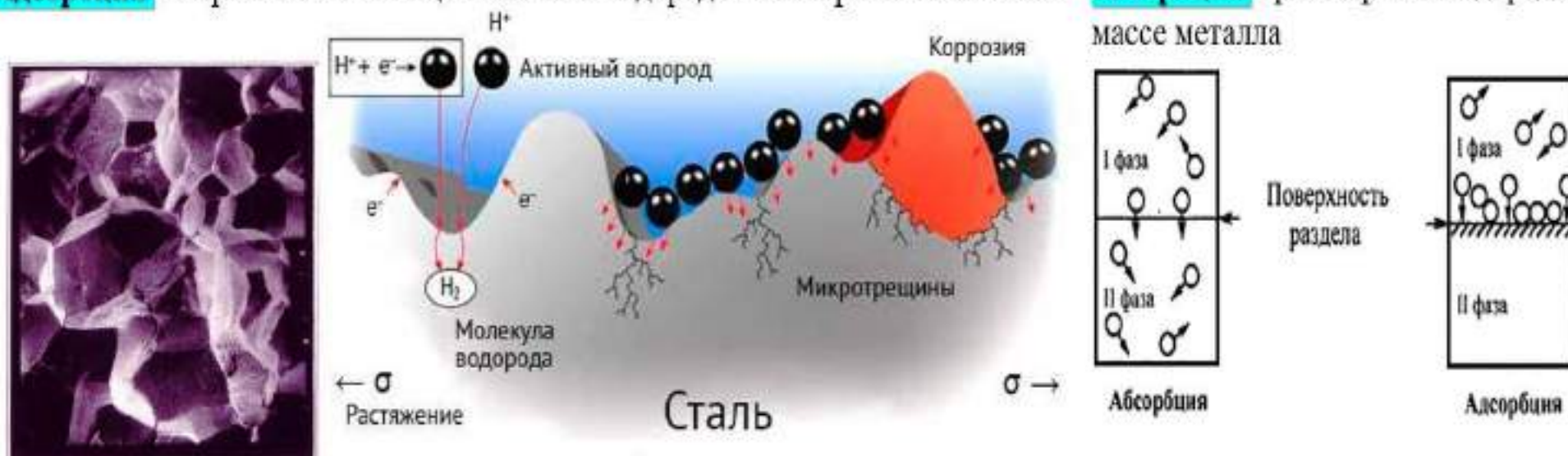


Рисунок 5 – Негативное воздействие водорода на металлическую структуру элементов насосной штанги.

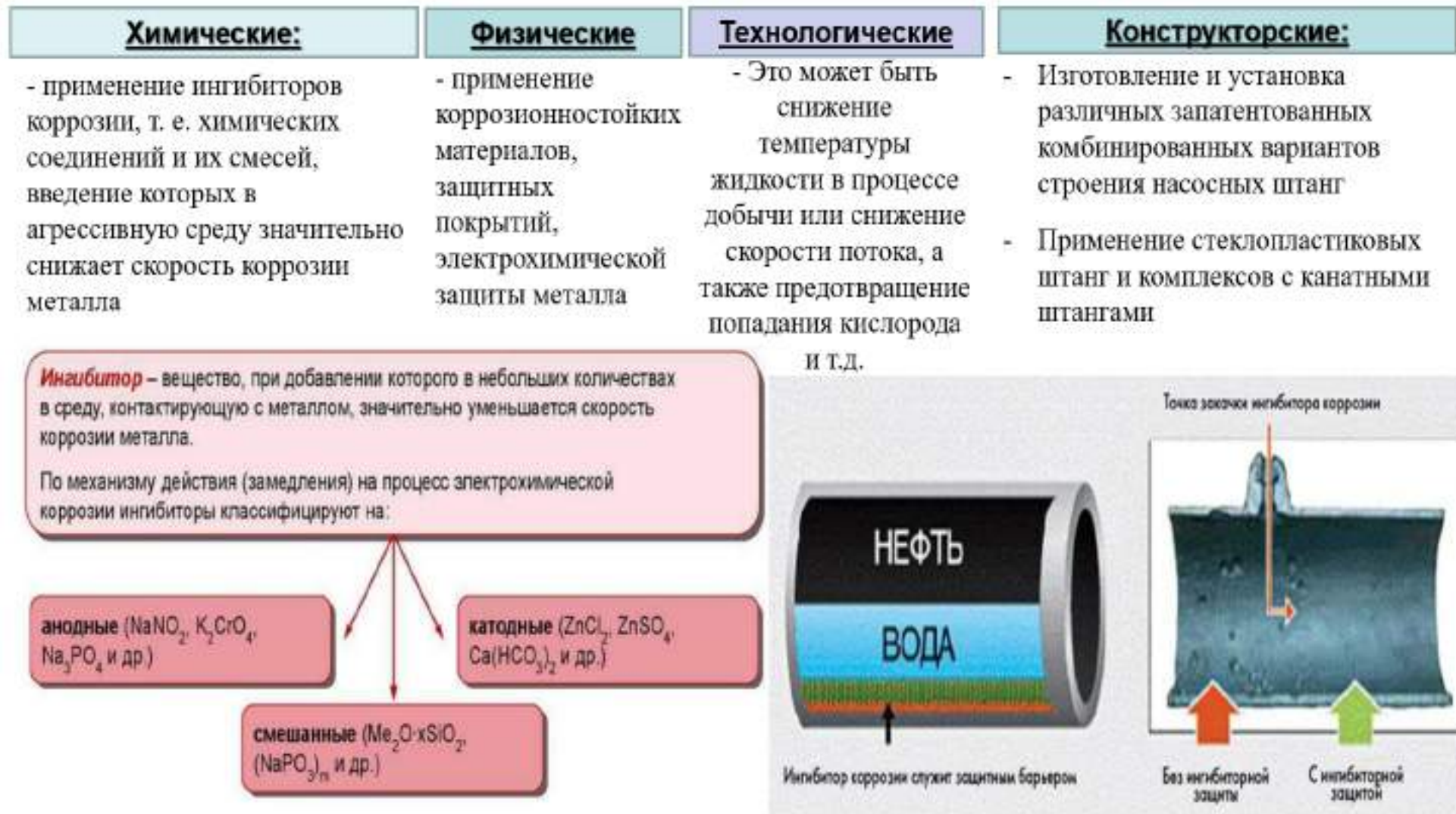


Рисунок 6 - Комплекс мероприятий, направленных на повышение стойкости насосных штанг.

Кроме того, существует еще три основных физических способа защиты насосных штанг от коррозии и износа — это подбор специальных стойких сталей, нанесение антикоррозионных покрытий и использование электрохимической защиты погружной насосной установки от коррозии. Подробно о каждом из этих методов есть на рисунке 9.

Таким образом, исследование современных промышленных данных по проблемам отказов насосных штанг показывает, что число таких поломок до сих пор остается большим даже при наличии огромного числа опытно конструкторских и научных работ.

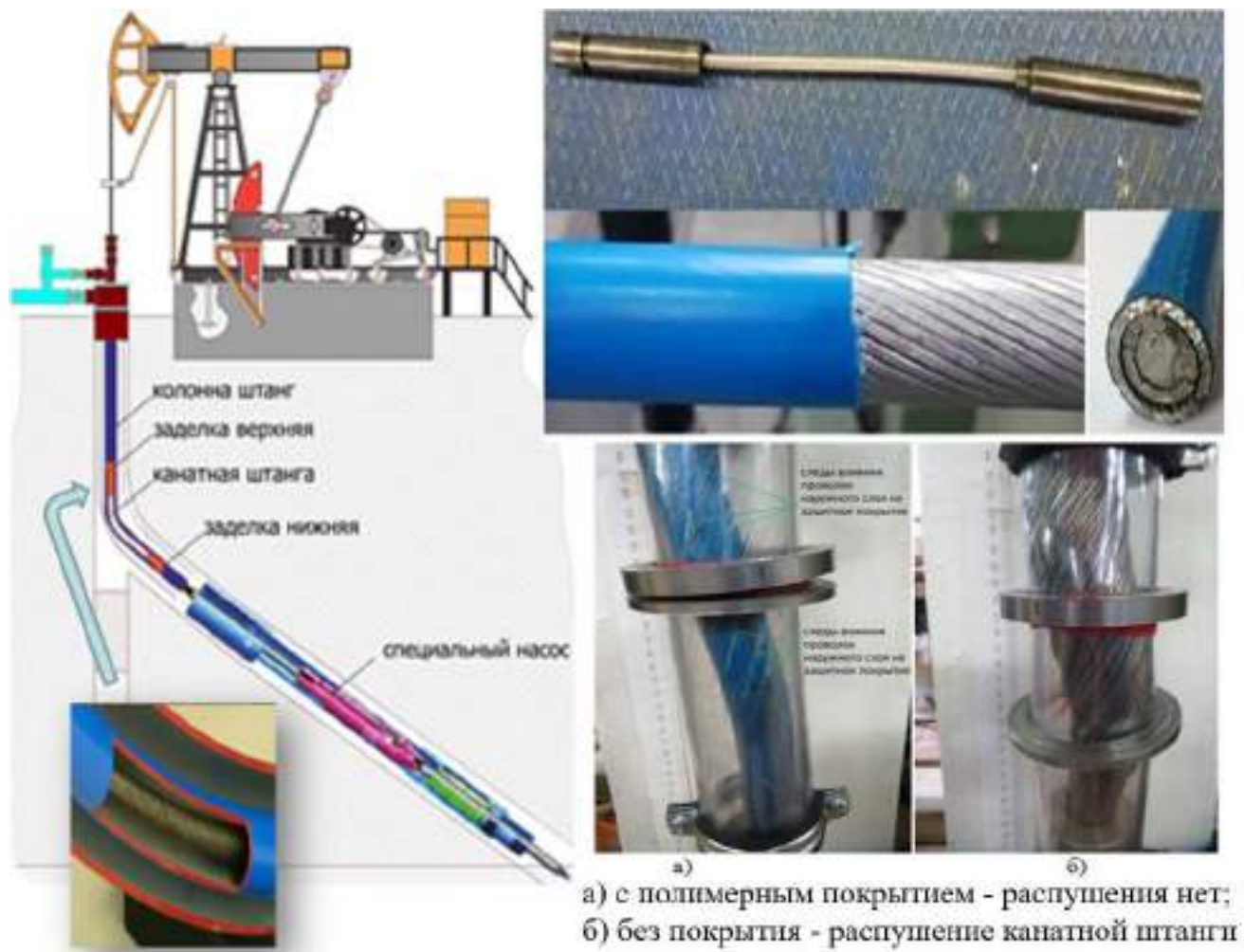


Рисунок 7 - Разработка модели канатной штанги с полимерным покрытием РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина совместно с ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Это происходит, потому что современные методики расчета до сих пор не могут более точно определить реально действующие и существующие нагрузки в насосных штангах. Анализ существующих методик определения приведенных напряжений в насосных штангах показал, что многие методики не могут полностью учитывать конструктивные особенности насосных штанг и свойства их материалов, а также напряжения, которые возникают вследствие изгиба в наклонно-направленных скважинах. Изнашивание поверхности насосных штанг в сложно нагруженном состоянии непредсказуемо увеличивают число их отказов примерно еще в 1,5- 2 раза.

Кроме того, выбор комплекса промышленных мероприятий, направленных на повышение стойкости насосных штанг, не осуществляется даже сейчас в полной мере в виду следующих моментов: это экономических и политических причин, а также индивидуальных особенностей того или иного места рождения и строения на нем добывающей скважины.

Все вышеперечисленные нюансы мешают в полной мере повысить стойкость насосных штанг при их эксплуатации, что также может приводить к их скорым отказам.

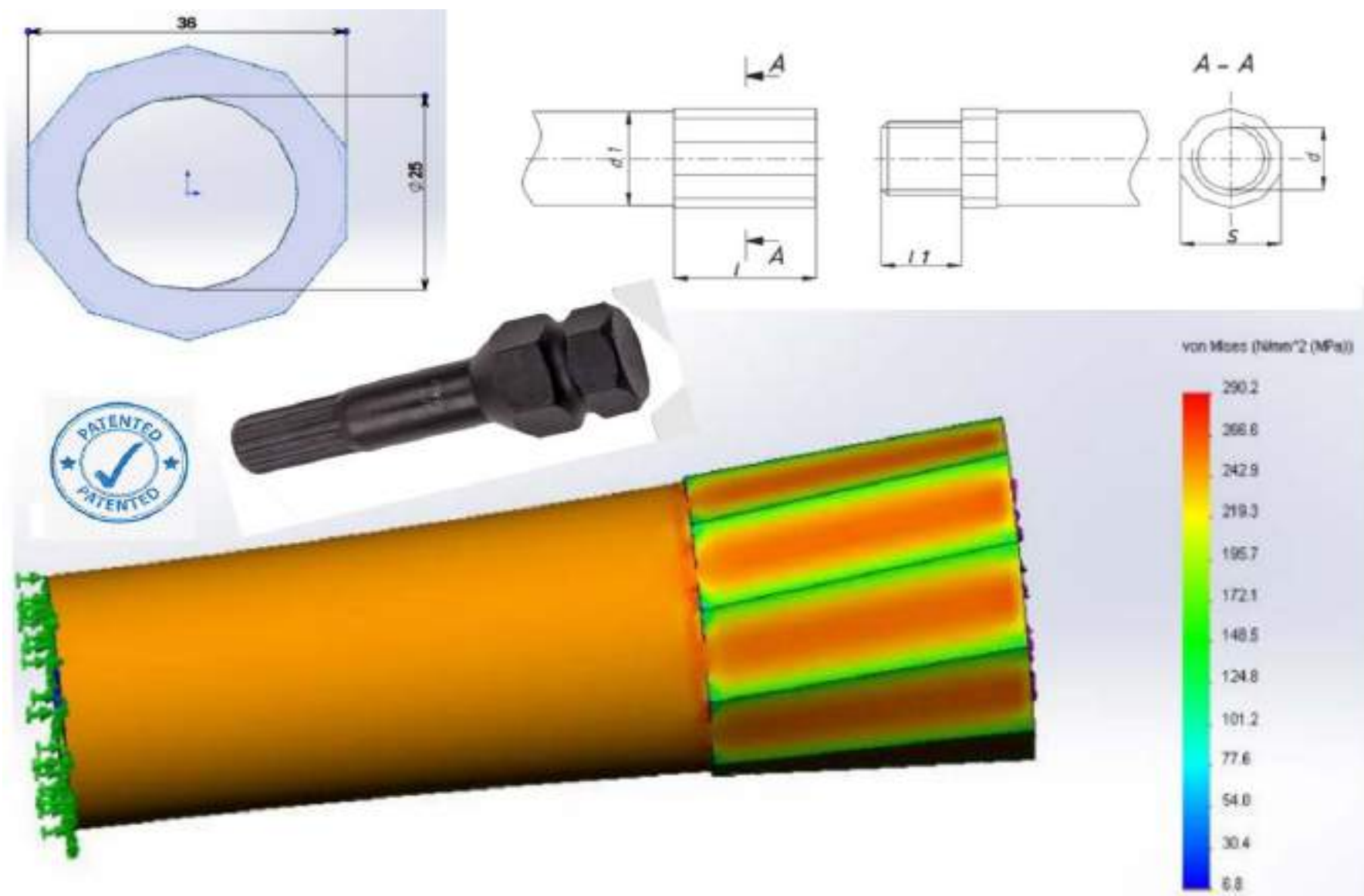


Рисунок 8 - Патент полый насосной штанги RU 2 398 091 C2.



Рисунок 9 – Физические методы повышения стойкости насосных штанг.

Библиографический список:

1. Ризванов, Р.Р. Совершенствование конструирования и производства штанг для глубинных насосов / Нефть-Газ, нефтепереработка и нефтехимия: материалы международной научной конференции, посвященной 90-летию юбилею АГНА.-Баку 2010. - С. 167-168.
2. Бахтизин, Р.Н. Новая конструкция насосной штанги / Р.Н. Бахтизин, К.Р. Уразаков, Р.Р. Ризванов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». - Уфа. - 2011 - №4. - С. 66-74.
3. Абрашин А.А., Гординский Е.И., Давлетшин Х.Г., Мордвинов В.А., Шарипов А.Х., Обрывы насосных штанг и пути их уменьшения. "Нефтепромысловое дело", 1970, № 12, с. 23-25.
4. Адонин А. Н. К расчету нагрузок, действующих на штанги глубинного насоса / А. Н. Адонин, Н. Я. Мамедов // «АНХ». – 1973, – № 7, с.44-46.
5. Вирновский А. С. Переменные напряжения в глубиннонасосных штангах и их связь с разрушением / А. С. Вирновский // «Труды ВНИИ», № XVII, 1971, с.56-112.

УДК 622.691.4.052.012

Анализ методов повышения эффективности работы аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях

Лукьянов В. Д.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Газотранспортная отрасль в России является важнейшим элементом экономики и энергетического сектора страны. Являясь одним из крупнейших в мире производителей и экспортеров природного газа, Россия имеет разветвленную трубопроводную сеть для эффективной транспортировки газа на внутренний и международный рынки.

По проведенному анализу эксплуатации газотранспортной системы (ГТС), можно выделить основные проблемы, с которыми сталкивается отрасль, это, в первую очередь, необходимость модернизации и обслуживания основного и вспомогательного оборудования [1]. Модернизация трубопроводов, компрессорных станций и хранилищ является приоритетным направлением для повышения эффективности и надежности (ГТС).

Основным компонентом компрессорной станции является сам газоперекачивающий агрегат (ГПА). Существуют различные типы ГПА, такие как поршневые, центробежные и винтовые. Каждый тип выбирается в зависимости от различных факторов эксплуатации, таких как расход, коэффициент давления и требования к эффективности.

Однако, системы компрессорных станций также нуждаются во вспомогательных компонентах для обеспечения работы ГПА [2]. К ним относятся системы охлаждения газа и смазки. Системы охлаждения газа отводят тепло, выделяемое при сжатии, чтобы предотвратить перегрев, а системы смазки уменьшают трение и износ деталей ГПА. Таким образом, совершенствование одного из этих агрегатов представляет собой важную и актуальную задачу повышения энергоэффективности работы всей компрессорной станции [1].

Аппараты воздушного охлаждения природного газа (рисунок 1) необходимы для охлаждения сжатого природного газа на компрессорных станциях. Этот процесс охлаждения имеет решающее значение для снижения температуры газа и повышения его плотности, что обеспечивает более эффективную транспортировку по трубопроводам.

В этих аппаратах используются теплообменные устройства, такие как пучки оребренных труб или контактные теплообменные устройства сопла. Эти устройства обычно изготавливаются из материалов с хорошей теплопроводностью, таких как медь или алюминий, для обеспечения эффективного теплообмена.

Усилия по модернизации направлены на повышение эффективности теплообмена, снижение перепадов давления и оптимизацию работы теплообменников. Это может быть достигнуто различными способами, например, улучшение конструкции теплообменника, использование современных материалов, внедрение инновационных технологий производства и интеллектуальных

систем управления [3]. Эти усовершенствования приводят к повышению тепловой эффективности, снижению энергопотребления и улучшению общей производительности процесса.

Еще одним важным аспектом модернизации теплообменных устройств является необходимость решения эксплуатационных проблем, с которыми сталкивается газовая промышленность. К таким проблемам относятся коррозия, накипь и эрозия, которые могут существенно повлиять на производительность и срок службы теплообменников [2]. Благодаря использованию коррозионностойких материалов, современных покрытий и усовершенствованных механизмов очистки модернизированные теплообменные устройства могут смягчить эти проблемы и продлить срок их эксплуатации.

Медные и алюминиевые сплавы обычно выбирают из-за их высокой теплопроводности и коррозионной стойкости. Эти материалы способствуют эффективной передаче тепла и обеспечивают долговечность аппаратов [4]. В настоящее время, изучаются композитные материалы, сочетающие в себе такие свойства, как высокая прочность, малый вес и хорошая теплопроводность. Использование этих передовых материалов в конструкции аппаратов еще больше повышает производительность при одновременном уменьшении веса и занимаемой площади.

Еще одно значительное достижение оптимизация схемы движения газа в устройствах воздушного охлаждения. Благодаря улучшению распределения воздушных потоков и снижению перепадов давления эти устройства могут работать более эффективно. Моделирование с помощью вычислительной гидродинамики (CFD) и передовые методы проектирования оптимизируют геометрию и расположение теплообменных элементов, обеспечивая равномерный воздушный поток и минимизируя возмущения потока [3]. Такая оптимизация приводит к улучшению теплообмена и повышению общей производительности. Пример использования моделирования представлен на рисунке 2.

Оптимизация потоков газа в устройствах с воздушным охлаждением имеет решающее значение для обеспечения максимальной эффективности теплообмена и общей производительности. Инженеры разработали различные решения для улучшения структуры потока газа и повышения эффективности охлаждения в этих устройствах.

Как уже было сказано, одним из эффективных подходов к оптимизации потока является использование моделирования на основе вычислительной гидродинамики [1]. Это позволяет инженерам анализировать и прогнозировать поведение потоков газа в устройствах с воздушным охлаждением, выявлять области, требующие улучшения, и вносить изменения в конструкцию. Моделирование CFD также помогает оптимизировать расположение ребер, трубок и других компонентов, для обеспечения равномерного распределения потока и минимизации помех.

Устройства управления потоком выступают новым решением для оптимизации потока охлаждающего газа. Эти устройства, представляющие собой выпрямители потока, вихревые генераторы и диверторы потока, стратегически размещаются в аппарате для управления газом и улучшения теплопередачи. Распрямители потока снижают турбулентность и устраняют завихрения, обеспечивая более равномерное распределение потока. Вихревые генераторы создают контролируемые вихри, которые улучшают теплопередачу за счет смешивания и контакта поверхностей. Диверторы потока перенаправляют поток в зоны с меньшим сопротивлением, максимально используя поверхность теплообмена [4].

Усовершенствованные конструкции ребер также используются для оптимизации структуры потока охлаждающего воздуха. Геометрия ребер тщательно разрабатывается для обеспечения эффективной теплопередачи путем управления потоком воздуха через теплообменную поверхность. Например, жалюзийные ребра направляют воздушный поток по определенной схеме, улучшая теплопередачу и снижая перепады давления. Волнистые или синусоидальные ребра создают вихри, которые улучшают теплопередачу за счет увеличения турбулентности и смешивания [4].

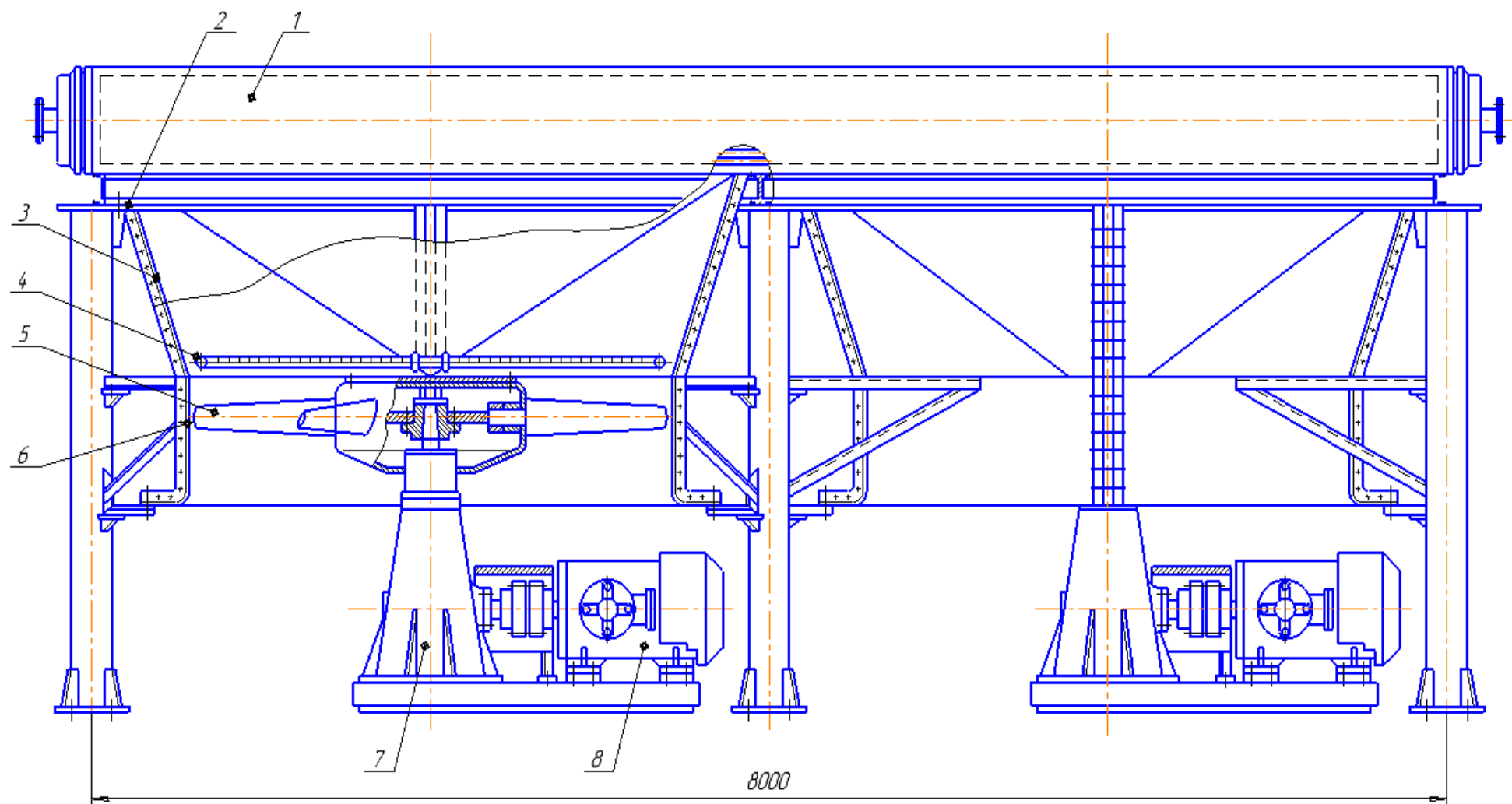


Рисунок 1 – Аппарат воздушного охлаждения природного газа.

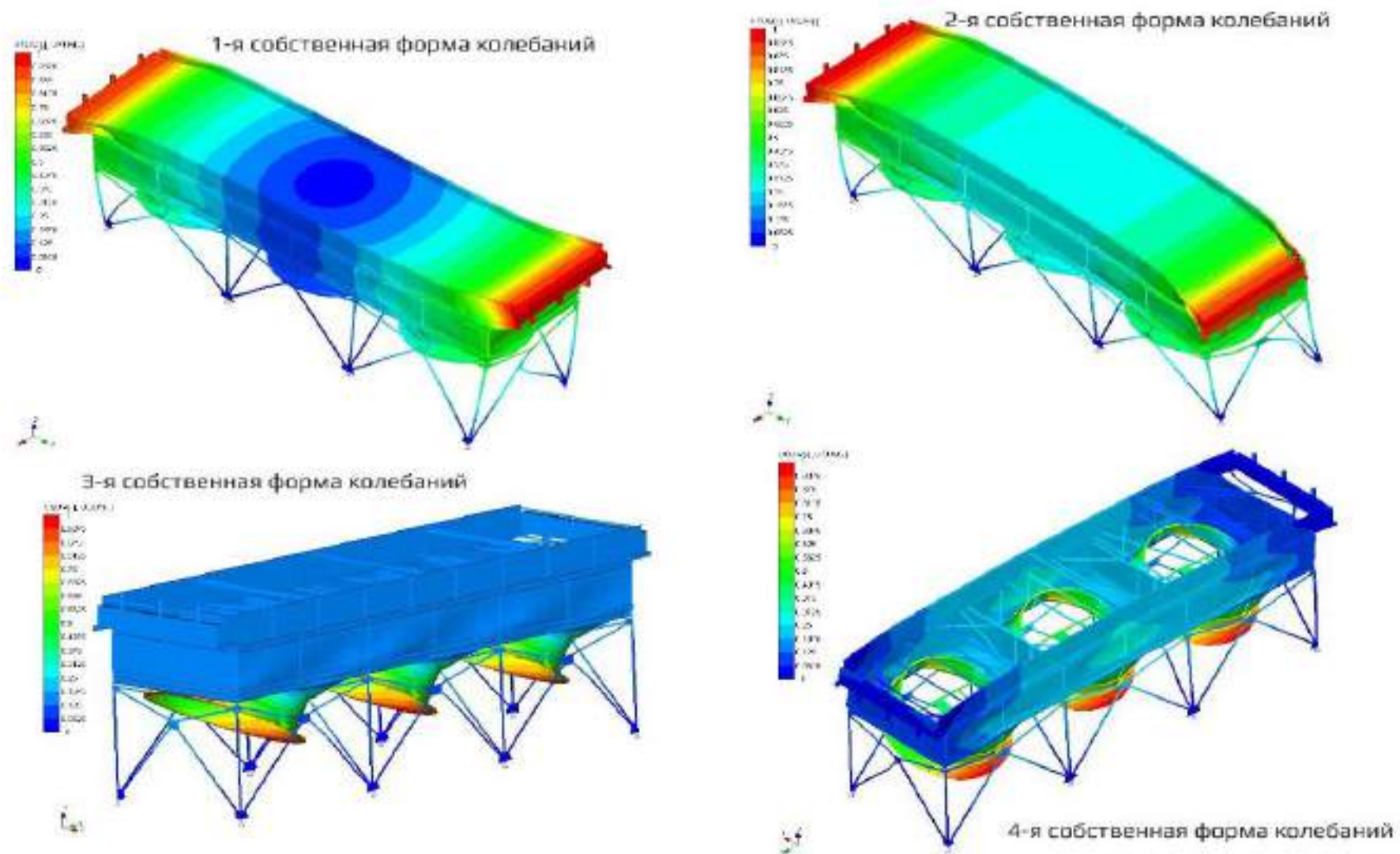


Рисунок 2 – Пример моделирования работы АВО газа.

Вентиляторы с переменной скоростью вращения или массивы вентиляторов набирают популярность для оптимизации потока газа в устройствах с воздушным охлаждением. Вентиляторы с переменной скоростью вращения регулируют скорость вращения в зависимости от требований к охлаждению, что позволяет точно контролировать расход воздуха и перепады давления. Массивы вентиляторов обеспечивают гибкость в распределении воздушного потока и могут индивидуально регулироваться для оптимизации эффективности охлаждения по всей поверхности теплообмена.

Интеграция интеллектуальных систем управления и датчиков позволяет в режиме реального времени контролировать и регулировать параметры потока газа. Эти системы обнаруживают изменения температуры, давления и воздушного потока, автоматически регулируя скорость вращения вентиляторов, углы оребрения или устройства управления потоком для оптимизации эффективности охлаждения [1]. Постоянный мониторинг и оптимизация потоков газа обеспечивают эффективный теплообмен и снижают энергопотребление.

Интеграция передовых систем управления также является ключевой тенденцией в модернизации устройств воздушного охлаждения. Интеллектуальные алгоритмы управления и возможности мониторинга в режиме реального времени оптимизируют работу устройства [3]. Автоматизированные системы управления регулируют скорость вращения вентилятора, распределение воздушного потока и другие параметры в зависимости от условий эксплуатации в реальном времени, обеспечивая оптимальную производительность охлаждения при минимальном потреблении энергии.

Передовые системы управления играют важнейшую роль в оптимизации эффективности систем воздушного охлаждения природного газа на компрессорных станциях. Благодаря интеграции этих систем операторы могут контролировать и регулировать температуру, давление и расход воздуха в режиме реального времени. Датчики, стратегически расположенные по всей системе, собирают данные, которые затем анализируются системой управления для внесения необходимых корректировок, обеспечивающих оптимальную производительность системы охлаждения.

Одним из ключевых преимуществ передовых систем управления является их способность реализовывать адаптивные стратегии управления [2]. Эти стратегии позволяют системе автоматически регулировать параметры охлаждения в зависимости от изменяющихся условий. Например, если температура окружающей среды повышается, система управления может увеличить расход воздуха или отрегулировать скорость вращения вентиляторов, чтобы компенсировать тепловую нагрузку. Это гарантирует, что система воздушного охлаждения будет работать с максимальной эффективностью независимо от внешних факторов.

Прогнозирующие алгоритмы – ценная особенность передовых систем управления. Анализируя данные за определенный период эксплуатации, эти алгоритмы могут предвидеть будущие потребности в охлаждении на основе тенденций и закономерностей [1]. Это позволяет системе управления заблаговременно вносить коррективы, чтобы оптимизировать производительность и избежать неэффективности или сбоев.

Таким образом, по результатам исследования, можно утверждать, что оптимизация воздушного тракта в установках воздушного охлаждения природного газа на компрессорных станциях имеет решающее значение для производства и транспортировки по системе магистральных газопроводов.

Наибольшая часть решений сводится к модернизации систем оребрения в аппаратах воздушного охлаждения газа. В частности, результаты анализа показывают, что большинство исследователей концентрируется на увеличении площади рабочей поверхности устройств теплообмена, выборе материала изготовления конструкции, а также на разработке систем управления системами охлаждения природного газа в реальном времени.

Совершенствование оребрения аппаратов воздушного охлаждения природного газа на компрессорных станциях имеет большое значение по нескольким причинам. Так, это повышает общую эффективность процесса охлаждения за счет оптимизации теплопередачи от газа к окружающему воздуху, а также изменение конструкции ребер увеличивает мощность системы охлаждения, позволяя ей работать с более высокими скоростями потока газа. Повышение

скорости теплопередачи позволяет отводить больше тепла от газа, обеспечивая более высокую скорость потока или более низкую температуру на выходе.

Библиографический список:

1. Калинин А.Ф. Оптимизация режима работы систем охлаждения природного газа на компрессорных станциях / А.Ф. Калинин // Отраслевая энергетика и проблемы энергосбережения. – 2004. – № 2: с. 33-41.
2. Аксенов, П.А. Охлаждение природного газа на компрессорных станциях магистральных газопроводов. Технические требования. Опыт эксплуатации и экономика процесса охлаждения / П.А. Аксенов, Н.В. Дашунин, Ю.В. Забродин, А.В. Качулин, В.А. Лифанов, В.А. Валаничев, О.Л. Миатов // Нефтегаз. – 2002. – № 4. – С. 83-84.
3. Трубопроводный транспорт нефти и газа [Текст] : учебник для студентов вузов обучающихся по специальности "Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов, газохранилищ и нефтебаз" / В. Д. Белоусов [и др.] ; под ред. В. А. Юфина. - М. : Недра, 1978. - 407 с.
4. Эксплуатация насосно-силового оборудования на объектах трубопроводного транспорта [Текст] : учебное пособие для студентов, бакалавров и магистров, обучающихся по специальности "Проектирование, сооружение и эксплуатация газонефтепроводов и газонефтехранилищ" направления подготовки дипломированных специалистов "Нефтегазовое дело" / Ю. Д. Земенков [и др.] ; ред. Ю. Д. Земенков ; ТюмГНГУ. - Тюмень: ТюмГНГУ, 2010. - 456 с.

УДК 622.245

Повышение эффективности освоения газовых скважин при помощи колтюбинговых установок

Попов А. О.¹, Чеславский Я. В.²

1 - ООО «Газпром подземремонт Уренгой», г. Санкт-Петербург, Россия,

2 - Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПермНИПИнефть», г. Ухта, Россия

На сегодняшний день вопросы увеличения срока работы эксплуатационных газовых скважин находятся в центре внимания нефтегазодобывающих предприятий. Особому вниманию подлежат нефтегазоконденсатные месторождения с газовыми залежами на заключительной стадии разработки, которые характеризуются низким пластовым давлением. Для скважин, разрабатывающих данные залежи, характерно скопление жидкости в стволе скважины и твердых частиц вследствие разрушения призабойной зоны пласта (ПЗП).

В ходе данного исследования были определены условия, ограничивающие применимость технологического режима азотного освоения газовых скважин с помощью колтюбинговой установки, исходя из которых разработан алгоритм выбора оптимального технологического режима освоения.

В настоящее время производятся работы по капитальному и текущему ремонту скважин, в том числе освоению газовых скважин с сеноманскими продуктивными залежами, основной объем на которые распространяется на Уренгойское и Ямбургское нефтегазоконденсатные месторождения.

Под освоением понимается комплекс работ по вызову притока пластового флюида из продуктивной залежи в скважину, отработке и выводу скважины на запланированный режим эксплуатации.

Скважины с сеноманскими продуктивными залежами характеризуется низким пластовым давлением с коэффициентом аномальности менее 0,2. Пониженные пластовые давления, недостаточные энергетические характеристики продуктивной залежи приводят к скоплению жидкости в стволе скважины, приводящее к её «самозадавливанию» (рис. 1), к скоплению твердых частиц вследствие разрушения ПЗП по причине «намокания» породы [1] и изменения ее напряженного состояния при критических изменениях депрессии (рис. 2).

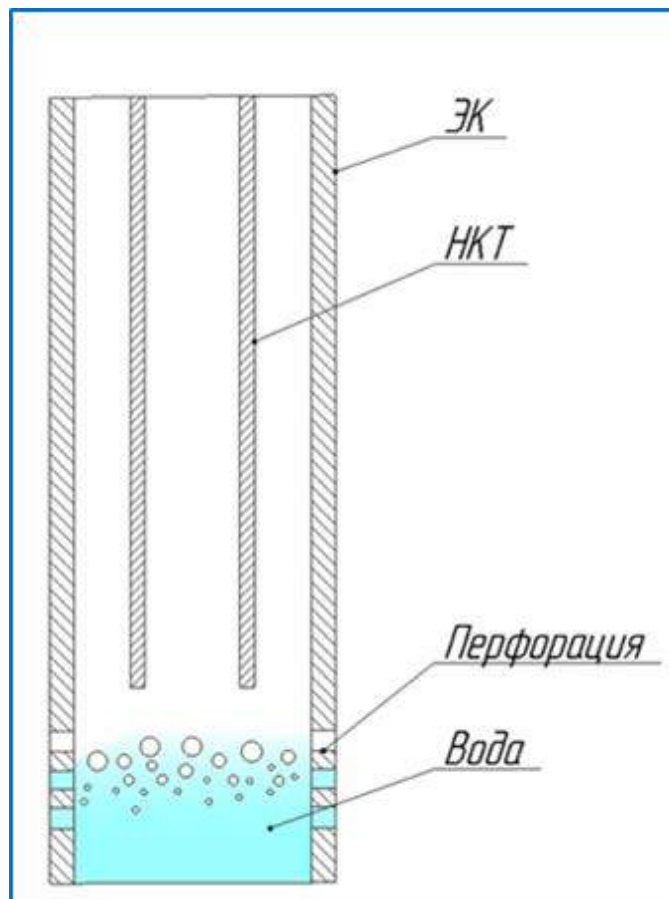


Рисунок 1 – Схема ствола скважины с скоплением жидкости на забое.

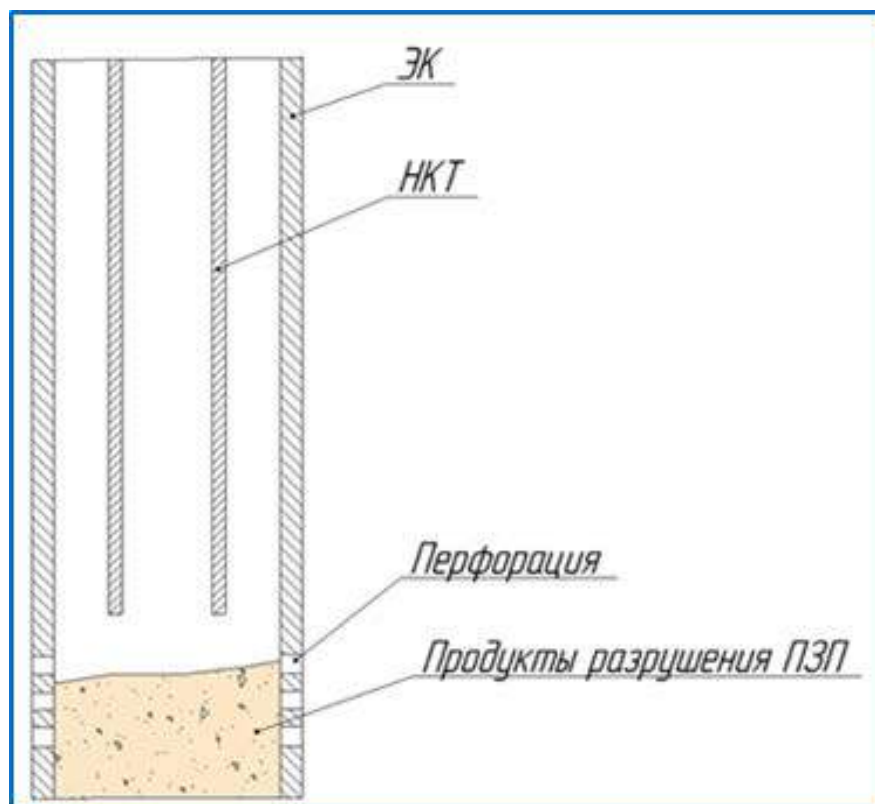


Рисунок 2 – Схема ствола скважины с скоплением твердых частиц (продукты разрушения ПЗП) на забое.

Одним из способов освоения газовых скважин, осложненных скоплением жидкости и твердых частиц, применяют комплексную технологию с применением колтюбинговой и азотно-компрессорной установок (рис. 3). Данная технологии заключается в ступенчатом снижении уровня жидкости в стволе скважины с последующим её выносом на поверхность.

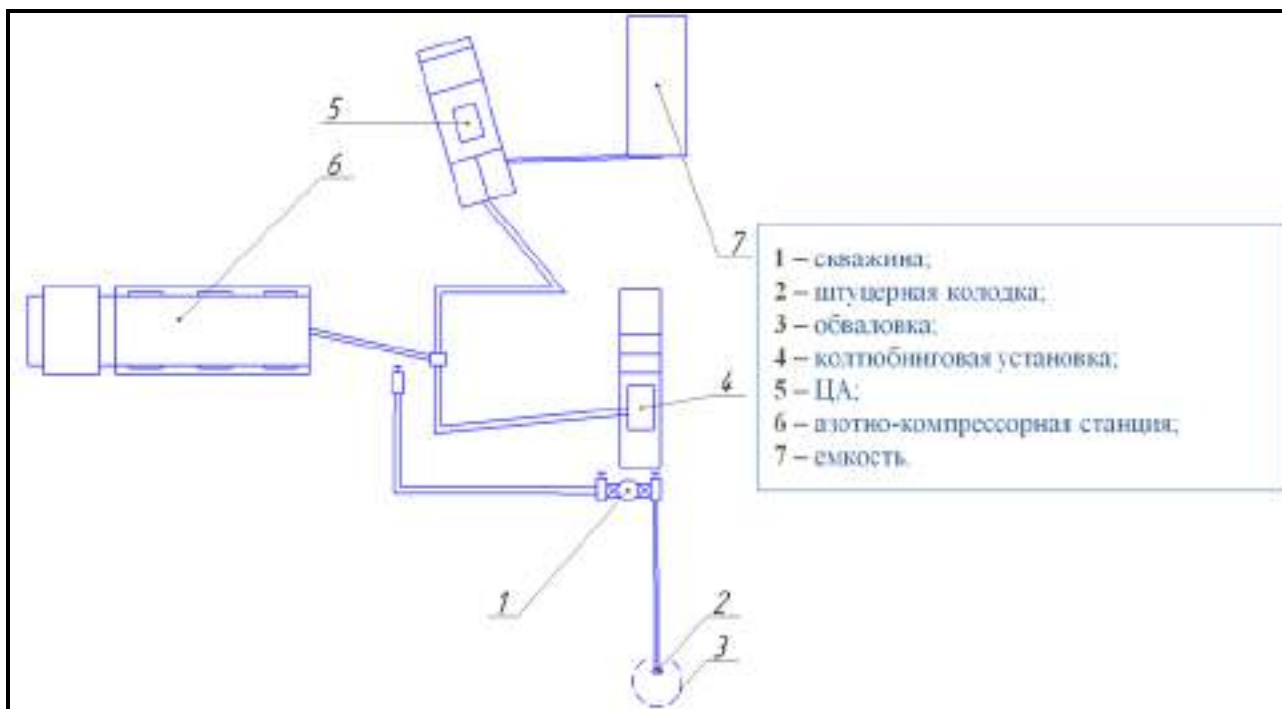


Рисунок 3 – Типовая схема размещения и обвязки техники и оборудования при освоении скважины с применением комплексной колтюбинговой технологии с азотно-компрессорной установкой.

Вынос жидкости и твердых частиц (продуктов разрушения ПЗП) с забоя скважины производится за счет подачи азота через ГНКТ в малое затрубное пространство (рис. 4).

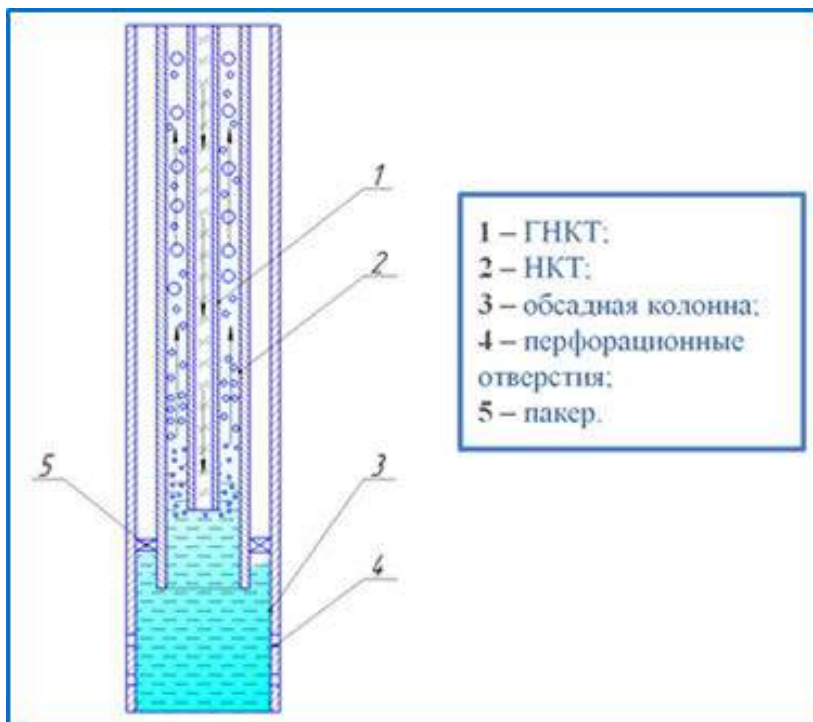


Рисунок 4 – Схема выноса жидкости и твердых частиц из скважины с применением ГНКТ.

Учитывая представленную проблематику и технологию освоения газовых скважин с помощью колтюбинговых установок, предлагается комплексный подход по эффективному решению данной задачи, для разработки и реализации которого на первоначальном этапе был выполнен обзор литературы, соответствующей проблеме исследований, в результате которого получено, что ряд теоретических исследований имеют свои преимущества и недостатки:

- в научной статье ООО «Газпром ВНИИГАЗ» [1] представлен и обоснован расчет минимального необходимого расхода газа для выноса жидкости и твердых частиц; отсутствие учета горно-геологических условий призабойной зоны пласта и определения допустимой депрессии на пласт;

- в СТО Газпром 2-3.3-1241.2021: «Скважина эксплуатационная. Освоение скважин с помощью колтюбинговой установки» [2] представлен и обоснован расчет минимального необходимого расхода газа для выноса жидкости; отсутствие учета горно-геологических условий призабойной зоны пласта и определения допустимой депрессии на пласт;

- в учебно-методическом материале Булатова А.И., Алиева З.С. и др. [3] представлен и обоснован расчет минимального необходимого расхода газа для выноса жидкости и твердых частиц; наличие методологии по определению допустимой депрессии на пласт.

После литературного обзора были определены следующие условия, ограничивающие технологический режим освоения:

- достаточная производительность азотно-компрессорной установки для выноса жидкости и твердых частиц из скважины;

- забойное давление меньше пластового, депрессия на пласт не превышает допустимые значения (значения, при которых с минимальной вероятностью происходит разрушение ПЗП).

В результате принятых условий и литературного обзора был разработан алгоритм по определению технологического режима освоения (рисунок 5), первый этап которого - определение минимального расхода газа для выноса жидкости и твердых частиц, определение допустимой депрессии на пласт при известных коэффициентах фильтрационных сопротивлений a и b после проведения газогидродинамических исследований скважины [3] (при отсутствии данных по коэффициентам фильтрационных сопротивлений диапазон допустимой депрессии устанавливается на основании экспертных оценок - для сеноманской залежи: $0,8 \cdot P_{пл} < P_{заб} < P_{пл}$).

Второй этап - моделирование процесса освоения скважины в программном обеспечении (например, MEDCO TAS), расчет забойного давления в процессе выполнения работ.

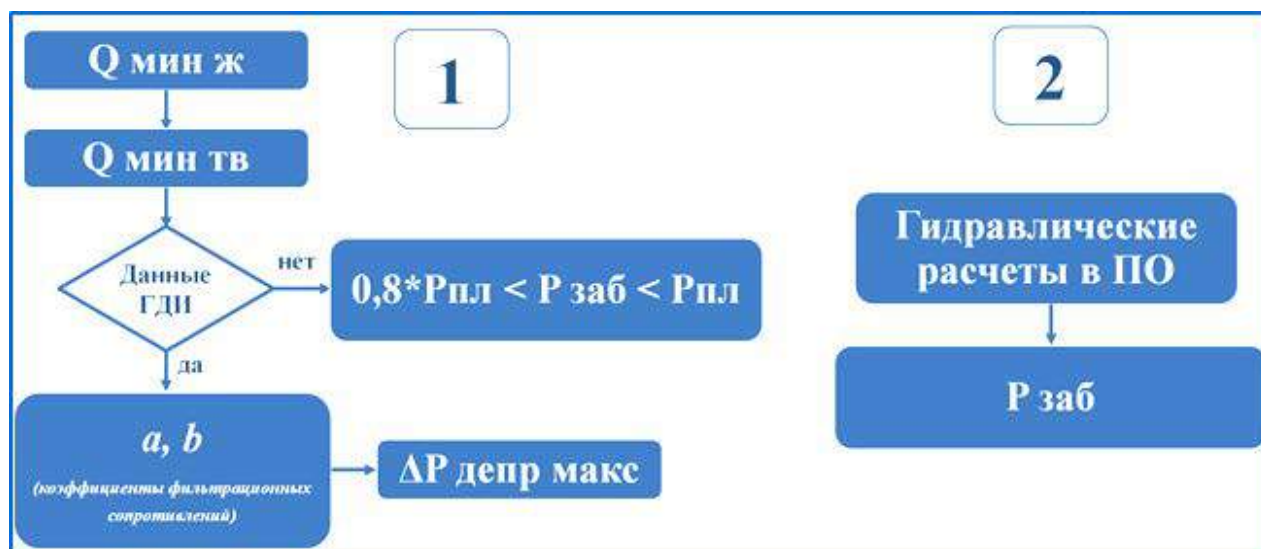


Рисунок 5 – Алгоритм по определению технологического режима освоения.

Для проведения расчетов по предлагаемому алгоритму была принята скважина со следующими характеристиками:

- глубина: 1230 м;

- пластовое давление: 7,2 атм;
- диаметр ГНКТ: 38,1 мм;
- дебит газа: 46 тыс. м³/день.

В результате выполнения расчетов по первому этапу предлагаемого алгоритма получены следующие значения минимального расхода для выноса жидкости и твердых частиц для анализируемой скважины и для перечня НКТ (методики [1], [2]). Полученные зависимости представлены на рисунке 6.

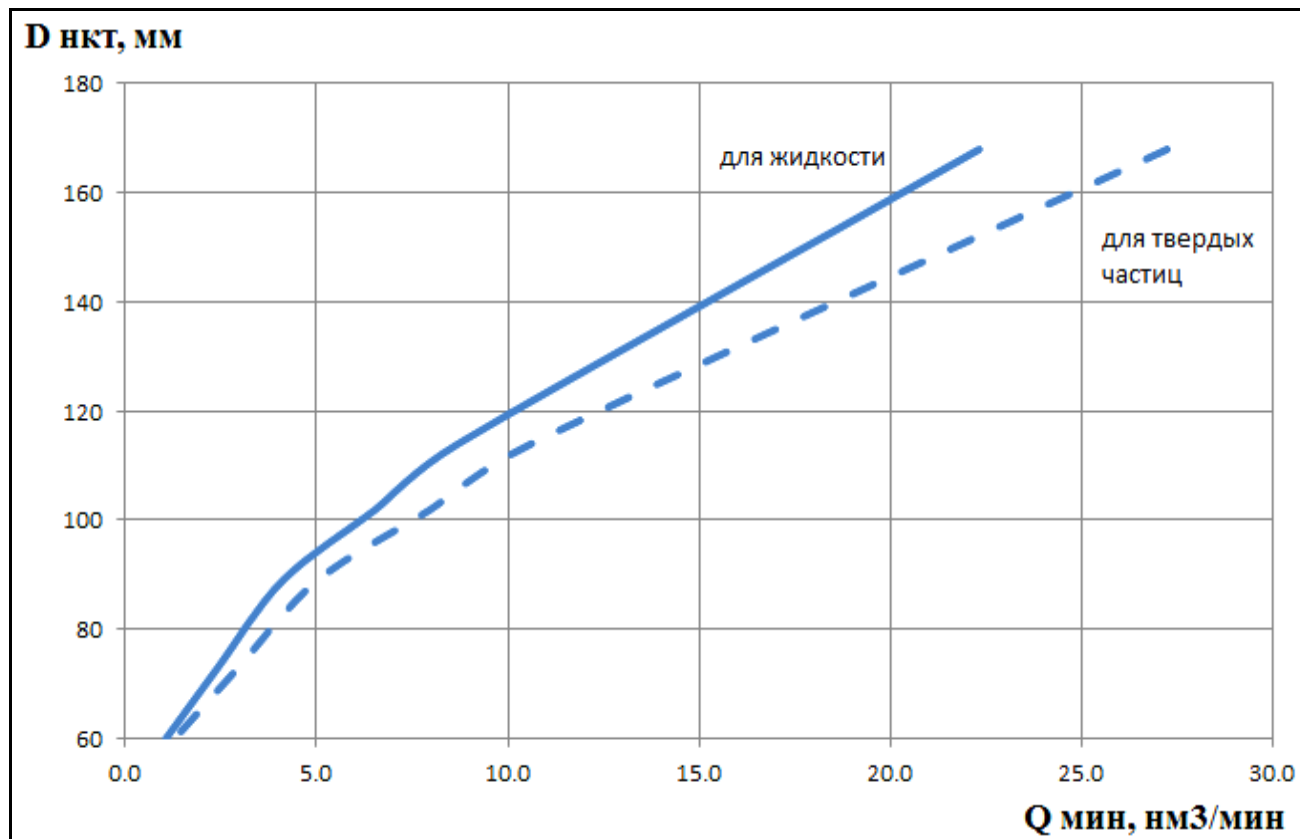


Рисунок 6 – График зависимости минимально необходимого расхода газа от диаметра НКТ при диаметре ГНКТ 38,1 мм.

На втором этапе при выполнении расчетов в ПО основным ограничивающим условием принят диапазон забойного давления: 5,8 атм < P_{заб} < 7,2 атм. Результаты расчетов представлены в таблице 1.

Выбор оптимального расхода газа при освоении выполняется соотношением значений на рисунке 6 и таблицы 1.

Заливкой в таблице 1 представлены значения, удовлетворяющие вышепринятым условиям, ограничивающим технологический режим освоения.

Таким образом, в результате данного исследования были получены следующие выводы и результаты:

- 1) выполнен обзор текущих технологий выбора технологического режима по освоению газовых скважин, по результатам которого разработан алгоритм по выбору оптимального технологического режима освоения;
- 2) представлены алгоритм и методология выбора оптимального технологического режима освоения газовых скважин с помощью колтюбинговой установки, работающих в условиях, осложненных скоплением жидкости и твердых частиц на забое скважины;
- 3) применение разработанного подхода позволит сократить время освоения, тем самым повысить его эффективность.

Таблица 1 – Результаты расчетов

Диаметр НКТ, мм	Расход газа, нм³/мин	Диаметр дросселя, мм	Диаметр НКТ, мм	Расход газа, нм³/мин	Диаметр дросселя, мм
забойное давление = $0,8 \cdot P_{пл} = 5,8$ атм			забойное давление = $P_{пл} = 7,2$ атм		
168	5	25,7	168	5	22,9
	10	25,8		10	23,0
	15	25,8		15	23,0
	20	26,0		20	23,1
	25	26,1		25	23,1
	30	26,2		30	23,2
114	5	25,9	114	5	23,0
	10	26,4		10	23,3
	15	27,4		15	23,9
	20	29,1		20	24,7
	25	32,1		25	26,0
	30	39,5		30	28,2
102	5	26,1	102	5	23,2
	10	27,3		10	23,8
	15	30,0		15	25,1
	20	37,6		20	27,7
89	5	27,1	89	5	23,7
	10	35,5		10	27,1
73	5	36,9	73	5	27,5

Библиографический список:

1. Изюмченко Д.В., Мандрик Е.В. Эксплуатация газовых скважин в условиях активного водо- и пескопроявления // Актуальные проблемы добычи газа. - 2018. - № 1. - С. 235-242.
2. СТО Газпром 2-3.3-1241.2021: «Скважина эксплуатационная. Освоение скважин с помощью колтюбинговой установки».
3. Алиев З.С., Самуйлова Л.В. Газогидродинамические исследования газовых и газоконденсатных пластов и скважин: Учебное пособие для вузов. – М.: МАКС Пресс, 2011. – 340 с.
4. Долгушин Н.В. Научные труды / Н.В. Долгушин. – Киров: Кировская областная типография, 2013. – 760 с.

УДК 622.24

Технологические жидкости для бурения и крепления скважин в условиях сероводородной агрессии на месторождениях Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции

Каменских С. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Тимано-Печорская нефтегазоносная провинция (ТПНГП) насчитывает свыше 180 месторождений углеводородов, из которых около 40 % с коррозионно-активными флюидами в высокопроницаемых пластах. Бурение и крепление скважин в таких горно-геологических условиях сопровождается возникновением сопутствующих осложнений и аварий: катастрофических поглощений, дифференциальных прихватов и проявлений флюидов, содержащих сероводород (H_2S). При взаимодействии сероводорода с технологическим

жидкостями происходит ферментативная деструкция полимерных соединений, интенсивная коррозия цементного камня, бурильного инструмента, бурового оборудования и ряд других негативных последствий. Все это требовало приготовления новых порций технологических жидкостей или постоянных их обработок химическими реагентами, проведения ремонтного цементированья или других специальных работ, что приводило к увеличению времени и стоимости строительства скважин. Наиболее яркими примерами подобных горно-геологических условий являются месторождения Колвинского мегавала, Денисовской и Косью-Роговской впадин ТПНГП, при бурении и креплении которых отмечались поглощения различной интенсивности, дифференциальные прихваты и сероводородная агрессия (H_2S до 18,5 % об.). Поэтому разработка технологических жидкостей, обеспечивающих качественное бурение и крепление высокопроницаемых пластов, содержащих H_2S , является актуальной задачей.

На кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» в 2014-2024 г.г. проведены лабораторные и промысловые исследования [1-6 и др.], которые позволили исследовать, разработать и апробировать рецептуры буровых технологических жидкостей для качественной и безаварийной проводки скважин в высокопроницаемых пластах и условиях сероводородной агрессии.

1. Безглинистый высокощелочной буровой раствор с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах (RU №2016126737 А), который включает разветвленный биополимер, полианионную целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, пеногаситель и карбонатный материал [1]. Безглинистый высокощелочной буровой раствор за счет повышенной щелочности соединений гидроксида кальция ($Ca(OH)_2$) обеспечивает ферментативную устойчивость полимерных соединений к деструкции при воздействии природного и биогенного сероводорода без нейтрализатора и бактерицида, слабоинтенсивную коррозию бурильного и породоразрушающего инструмента без ингибитора, кольматацию проницаемых сред продуктами взаимодействия H_2S с $Ca(OH)_2$ и карбонатным материалом. Пониженное количество малотоксичных реагентов в рецептуре безглинистого высокощелочного бурового раствора делают ее экономически и экологически более выгодной по сравнению с другими промывочными жидкостями.

2. Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС) для изоляции высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород, (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020) включает разветвленный биополимер, полианионную целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, пеногаситель, биоцидол, газоблок и карбонатный материал [2]. Биополимерная кольматирующая смесь трансформируется из безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), обеспечивает нейтрализацию биогенного и природного сероводорода в пластовых условиях повышенной щелочностью соединений гидроксида кальция и кольматацию проницаемых отложений продуктами взаимодействия H_2S с $Ca(OH)_2$, карбонатным материалом и за счет совместного использования биоцидола с газблоком. Биополимерная смесь обладает вязкоупругими свойствами, затвердевает в проницаемом пространстве пласта в статических условиях и может использоваться в качестве вытесняюще-кольматирующей (вязкоупругой) порции многофункциональной буферной жидкости.

3. Многофункциональная (комбинированная) буферная жидкость комплексного назначения обеспечивает смывание и удаление фильтрационных корок со стенок скважины; вытеснение остатков промывочной жидкости из ствола скважины и кольматацию высокопроницаемых пластов, вмещающих сероводород; повышение адгезионного сцепления цементного камня с ограничивающими поверхностями. Многофункциональная буферная жидкость включает моюще-эрозионную (стабилизатор, неорганический электролит, синтетический моющий агент, абразивный компонент) [3], вязкоупругую (разветвленный биополимер, полианионная целлюлоза, модифицированный крахмал, оксид кальция, пеногаситель, биоцидол, газоблок и карбонатный материал) [2] и адгезионно-кольматирующую (ПЦТ I-G CC-1 и газблок при повышенном водосмесевом отношении 1,5-3,0) пачки (порции).

4. Облегченная тампонажная смесь для крепления обсадных колонн в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений (RU № 2741890 С2), включающая при водосмесевом отношении 0,52 сульфатостойкий портландцемент ПЦТ I-G СС-1, газблок, расширяющую добавку и гранулированное пеностекло [4]. Установлено, что облегченная тампонажная смесь формирует в условиях температур до 100°C коррозионно-стойкий (ККС₃₆-0,97) цементный камень с устойчивым фазовым составом и пониженной проницаемостью (0,81 мД).

Проведенные исследования [1-4] позволили сформировать комплекс буровых технологических жидкостей, обладающих повышенными кольматирующими свойствами и коррозионной стойкостью к сероводородной агрессии, и рекомендовать его для бурения и крепления высокопроницаемых пластов, содержащих сероводород [5] (рисунок 1).

Комплекс буровых технологических жидкостей включает следующие этапы.

1. Приготовление промывочной жидкости с минимально возможным содержанием твердой фазы (безглинистый или малоглинистый буровой раствор).

2. Превращение промывочной жидкости с минимально возможным содержанием твердой фазы в высокощелочной буровой раствор для бурения в агрессивных средах путем насыщения оксидом кальция (0,2-0,4 %) и обработки карбонатным материалом.

3. Трансформация высокощелочного бурового раствора в кольматирующую смесь для ликвидации поглощений в высокопроницаемых пластах, содержащих сероводород, путем увеличения концентрации оксида кальция до 0,5-0,7 % и добавки композиции сшивателя (биоцидол) с газоблокатором (газблок).

4. Использование кольматирующей смеси в качестве вязкоупругой пачки многофункциональной буферной жидкости для вытеснения бурового раствора из ствола скважины и кольматации высокопроницаемых пластов, вмещающих сероводород.

5. Перевод вязкоупругой порции в состав многофункциональной буферной жидкости путем расширения ее структуры передовой порцией моюще-эрозионного состава для смыывания и удаления фильтрационных корок со стенок скважины и замыкающей порции адгезионно-кольматирующего состава для увеличения прочности сцепления цементного камня с горными породами, повышающих качество подготовки ствола скважины к цементированию.

6. Использование при забойных температурах менее 100°C сульфатостойкого портландцемента с пеностеклом, при более 100°C – шлакопесчаного. Для снижения проницаемости цементного камня состав обрабатывается газоблокатором, а при повышенных рисках поглощений – гранулированным пеностеклом.

7. Восстановление проницаемости пластов, содержащих H₂S, с помощью солянокислотной обработки ($\text{CaS} + 2\text{HCl} \rightarrow \text{CaCl}_2 + \text{H}_2\text{S}$) после первичного (открытый ствол) или вторичного вскрытия (перфорация).

Комплекс буровых технологических жидкостей апробирован при бурении и креплении скважин на месторождениях ТПНГП и обеспечил [6]:

- экономию материальных средств в размере 544 млн. руб. от применения безглинистого высокощелочного бурового раствора и биополимерной кольматирующей смеси;

- увеличение площади и прочности сцепления цементного камня с ограничивающими поверхностями соответственно на 21-46 и 31 % от использования многофункциональной буферной жидкости и облегченной тампонажной смеси;

- повышении проектных дебитов на 10-20 % после восстановления проницаемости.

Комплекс буровых технологических жидкостей рекомендуется использовать при бурении и креплении скважин в условиях сероводородной агрессии и повышенных рисков поглощений и дифференциальных прихватов.

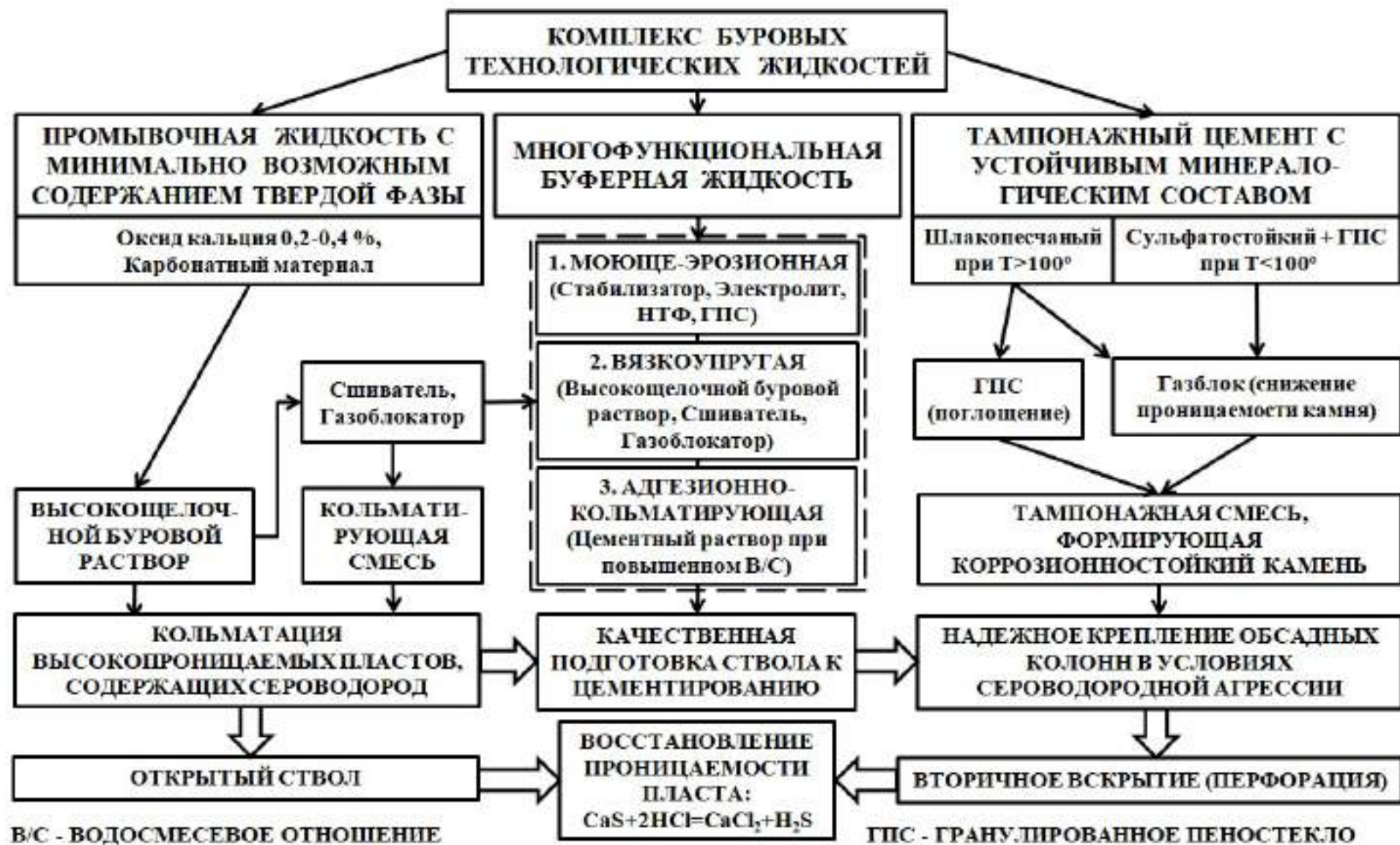


Рисунок 1 – Комплекс буровых технологических жидкостей

Библиографический список:

1. Каменских, С. В. Разработка и исследование бурового раствора для безаварийного вскрытия сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2019. – № 1. – С. 28-34.
2. Каменских, С. В. Разработка рецептуры биополимерной кольматирующей смеси для ликвидации поглощений в проницаемых горных породах // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2017. – № 7. – С. 15-21.
3. Каменских, С. В. Исследование отмывающей способности буферных жидкостей / С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2018. – № 3. – С. 21-26.
4. Вороник, А. М. Разработка и исследование облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси для крепления высокопроницаемых горных пород, вмещающих агрессивные флюиды / А. М. Вороник, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: ВНИИОЭНГ, 2020. – № 1. – С. 40-45.
5. Быков, И. Ю. Комплекс высокощелочных рецептов технологических жидкостей для качественного вскрытия и крепления скважин в коррозионно-активных средах / И. Ю. Быков, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева // Нефтепромысловое дело: НТЖ. – М.: Издательский дом «Губкин», 2022, № 10. – С. 26-30.
6. Каменских, С. В. Апробация и внедрение комплекса буровых технологических жидкостей в высокопроницаемых отложениях и условиях сероводородной агрессии // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море: НТЖ. – М.: Издательский дом «Губкин», 2023, № 3. – С. 37-40.

УДК 622.24

Патентный ландшафт в области очистки бурового раствора

Талибуллин Р. Н., Хузина Л. Б.

Альметьевский государственный нефтяной институт, г. Альметьевск, Россия.

Эффективный контроль содержания твердых частиц позволяет поддерживать вязкость и плотность бурового раствора на желаемых уровнях, что увеличивает ресурс деталей насоса и буровых долот и способствует более высокой скорости проходки. Все это сокращает время и затраты на бурение. Если свойства твердых частиц бурового раствора не контролируются, плотность бурового раствора может превысить требуемое значение, что может негативно сказаться на многих этапах процесса бурения.

Механическое отделение твердых частиц от бурового раствора, образующихся при бурении, позволяет снизить общее количество шлама, а также снизить требования к приготовлению новой порции.

Актуальность данного вопроса подтверждается тем, что с каждым годом требования к оборудованию и качеству бурового раствора при бурении повышаются, поэтому процесс совершенствования технологии очистки бурового раствора является неотъемлемой частью прогресса в данной области.

В работе сформирован патентный ландшафт в области очистки бурового раствора за период 2013-2023 гг. Составим патентный ландшафт на основе анализа запатентованных технологий с 2013 по 2023 гг. (рисунок 1). В 2013 году было опубликовано 3 патента, за 2014 год - 1 единица. В период с 2015 по 2018 года опубликованных патентов не было. За 2018-2021 гг. произошел скачок полученных патентов в количестве 10 единиц. За 2018 года, так же, как и за 2019 год, было получено по 3 патента в год. В 2021 году было получено максимальное число патентов – 4 единицы. Далее пошел спад. В 2022 году было получено 2 патента. В 2023 гг. патентов получено не было. Общее количество патентов за 10 лет – 16 [1].

На рис.1 представлена диаграмма, характеризующая количество полученных патентов в зависимости от года публикации.

На рис.2 представлены патентообладатели. Так же присутствуют патенты в количестве 4-х единиц, где правообладателями являются физические лица. Лидирующей компанией в данной области является Управляющая компания общество с ограниченной ответственностью «ТМС групп», число запатентованных технологий составляет 2. [2,3] У остальных патентообладателей количество патентов составляет - 1.

В таблице 1 пофамильно представлены авторы опубликованных патентов за период 2013-2023гг.

Исходя из патентного поиска с 2013 по 2023г.г. можно выделить следующие наиболее перспективные новации в области очистки бурового раствора:

- питающее устройство с сетчатым фильтром для вибросита;
- гидроциклонная установка с регулируемыми конструктивными параметрами;
- устройство для очистки жидкости от газовых примесей;
- многоярусная вакуумная сито-конвейерная установка для очистки бурового раствора от выбуренной породы;
- мобильная установка для обработки бурового раствора;
- гидроциклонная установка;
- способ управления системой приводов вибросита.

Таким образом патентный ландшафт позволил выявить наиболее крупных патентообладателей, занимающихся научными разработками в области очистки бурового раствора. Тенденция непостоянства внедрения нововведений наглядно показывает актуальность данной темы и требует дальнейшего рассмотрения.

Таблица 1 – Авторы и патентообладатели патентов с 2013 по 2023 гг.

ФИО авторов	Наименование патента	Патентообладатели	Год
Ахмадишин Фарит Фоатович	Фильтр для очистки бурового раствора	Открытое акционерное общество «Татнефть» имени В.Д. Шашина	2013
Аверьянов Владимир Юрьевич	Способ комплексной очистки бурового раствора, буровой сточной воды и обезвреживания бурового шлама в ходе бурения скважин, без строительства амбаров, и устройство для осуществления способа	Аверьянов Владимир Юрьевич	2013
КАРР Брайан С.	Питающее устройство с сетчатым фильтром для вибросита	Эм-Ай Эл. Эл. Си.	2013
Никитин Анатолий Юрьевич	Гидроциклонная установка с регулируемыми конструктивными параметрами	Закрытое акционерное общество «СОМЭКС»	2014
Леонтьев Сергей Александрович	Каркас виброрама вибросита	Общество с ограниченной ответственностью «Научно-производственное объединение «Центротех» (ООО «НПО «Центротех»)	2018

Продолжение Таблицы 1.			
ФИО авторов	Наименование патента	Патентообладатели	Год
Осипчук Иван Петрович	Дегазатор буровой промывочной жидкости	Общество с ограниченной ответственностью Научно-производственная компания «Геоэлектроника сервис»	2018
Скакунов Юрий Павлович	Устройство для очистки жидкости от газовых примесей (деаэратор, дегазатор, испаритель)	Скакунов Юрий Павлович	2018
Ющенко Максим Анатольевич	Дегазатор постоянного объёма непрерывного действия	Общество с ограниченной ответственностью «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ-ГЕОФИЗИКА»	2019
Бочанцев Александр Сергеевич	Омыватель грязевый ручной	Бочанцев Александр Сергеевич	2019
Талибуллин Руслан Наилевич	Дегазатор	Управляющая компания общество с ограниченной ответственностью «ТМС групп»	2019
Аксенов Виктор Ефимович	Многоярусная вакуумная ситоконвейерная установка для очистки бурового раствора от выбуренной породы	Общество с ограниченной ответственностью «АРКТИЧЕСКИЕ МОРСКИЕ ПРОЕКТЫ»	2021
Тетюшев Михаил Федорович	Комплекс для приготовления эмульсионных буровых растворов на углеводородной основе и способ осуществления его работы	Тетюшев Михаил Федорович	2021
Мананников Михаил Дмитриевич	Системы и способы обработки и очистки попутных вод нефтяных и газовых месторождений, буровых растворов и сточных вод	РИО РИСОРСИЗ ЛЛК	2021
Талибуллин Руслан Наилевич	Мобильная установка для обработки бурового раствора	Управляющая компания общество с ограниченной ответственностью «ТМС групп»	2021
Котов Андрей Михайлович	Гидроциклонная установка	Общество с ограниченной ответственностью «ИНЕРТА»	2022
Кичкарь Илья Юрьевич	Способ управления системой приводов вибросита	Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Кубанский государственный технологический университет» (ФГБОУ ВО «КубГТУ»)	2022

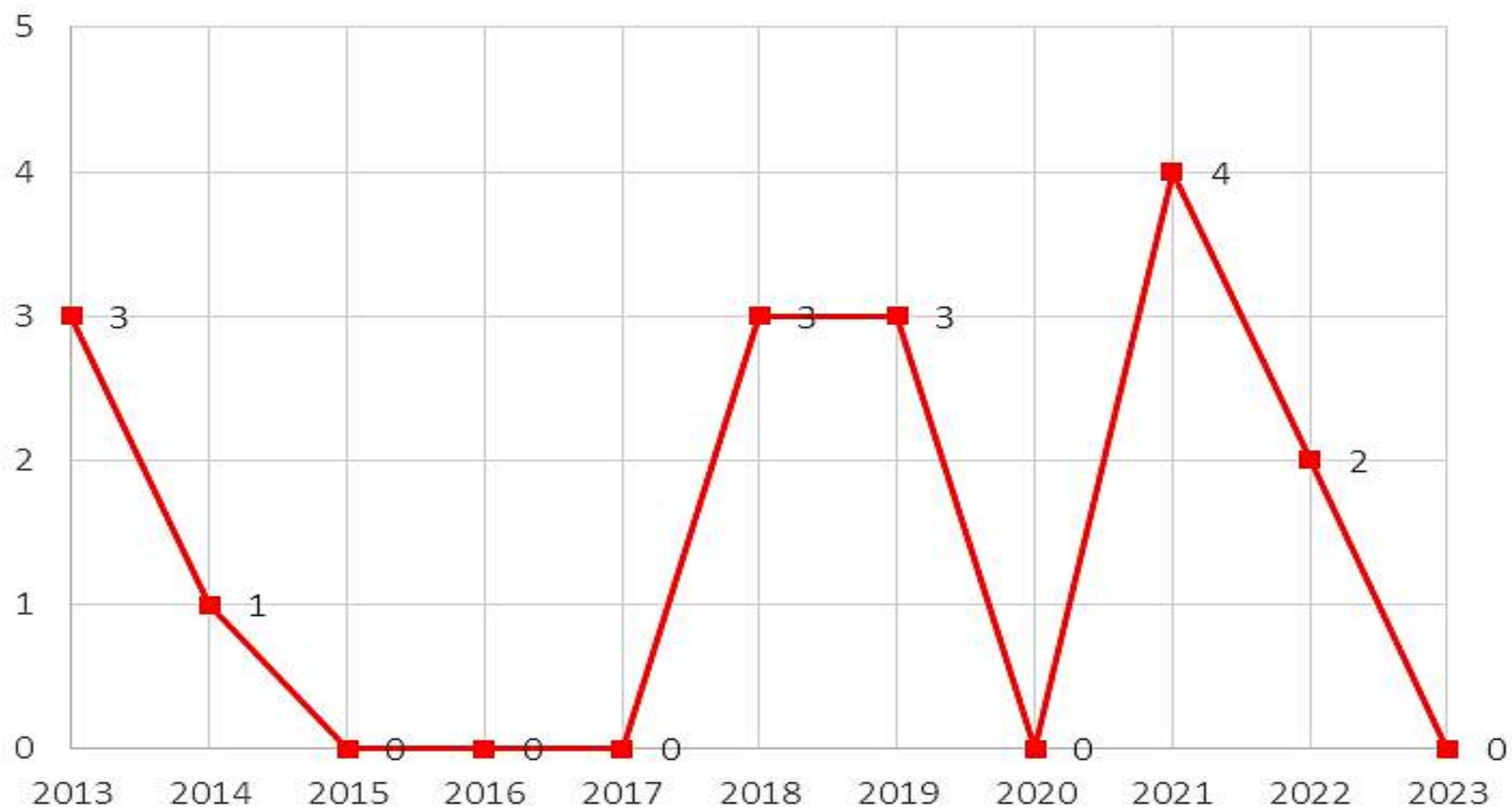


Рисунок 1 - Публикация патентов за 2013-2023 гг.

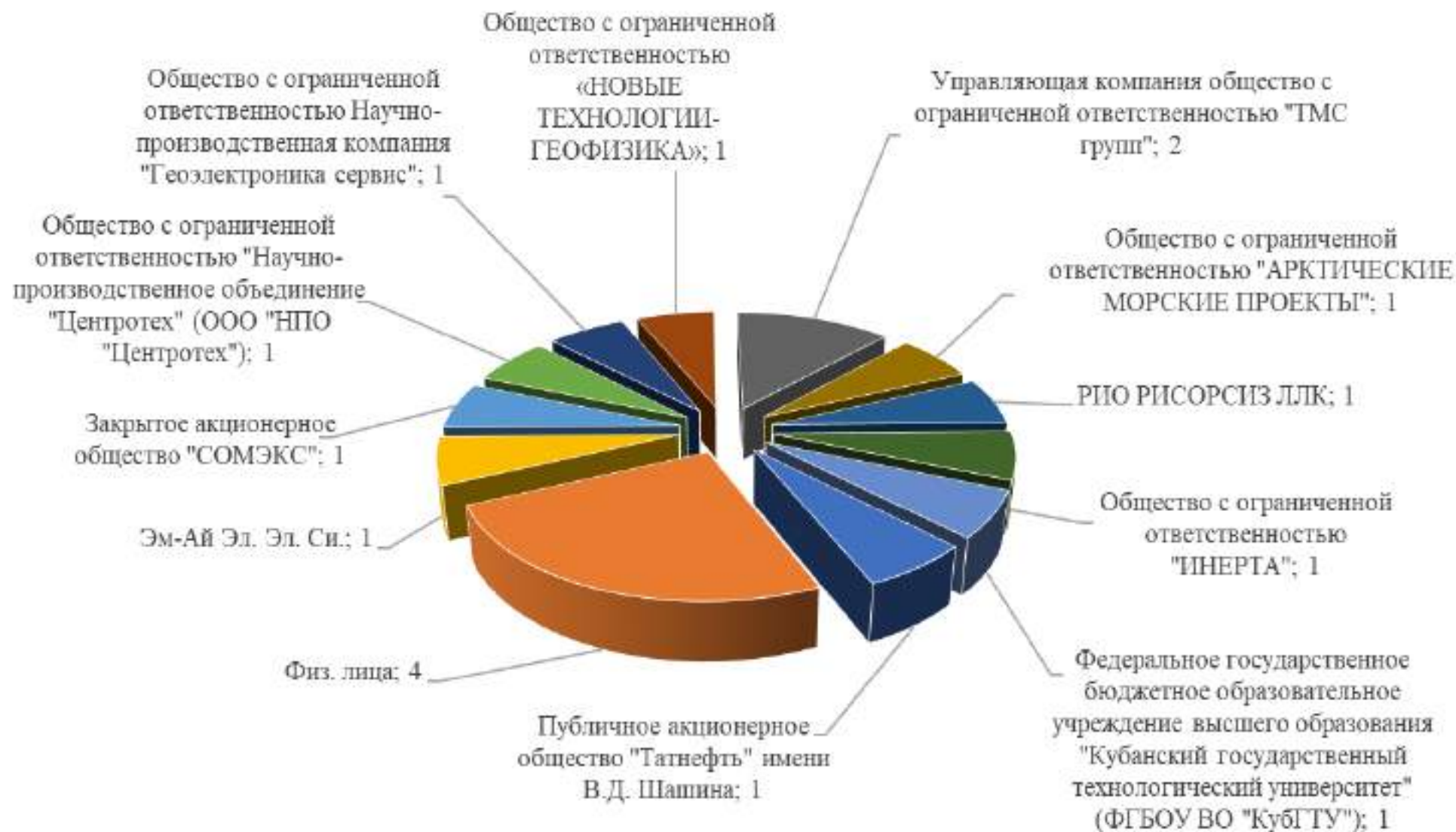


Рисунок 2 – Патентообладатели.

Библиографический список:

1. Федеральный институт промышленной собственности: <https://www.fips.ru/elektronnye-servisy/informatsionno-poiskovaya-sistema>;
2. Патент RU 192 211. Дегазатор. №192211: Дата публикации 06.09.2019 Бюл. № 25 / Яруллин А. Г., Выдренков В. П., Валиулин Р. Н., Ризванов А. Ф., Талибуллин Р. Н., Трофимова Н. В.;
3. Патент RU 207 878. Мобильная установка для обработки бурового раствора. №207878: Дата публикации 22.11.2021 Бюл. № 33 / Яруллин А. Г., Талибуллин Р. Н., Ермишов А.В., Ризванов А. Ф., Гаврилов А.М., Трофимова Н. В.

УДК 622.276.8

Технические решения по модернизации оборудования для повышения эффективности подготовки промысловой продукции

Казарцев Е. В.

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», г. Москва, Россия

Успешность работы предприятий нефтегазовой отрасли определяется эффективностью технологий, а в современных технологиях нефтегазодобывающих производств важную роль играют операции обработки технологических потоков при подготовке продукции скважин на установках подготовки нефти (УПН), производственные издержки которых составляют существенную долю в общих затратах производства [1]. В связи с этим, повышение эффективности обработки нефтепромысловых потоков с целью сокращения затрат и технологических потерь является актуальной и приоритетной задачей, которая решается за счет оптимизации технологических процессов — мероприятий, направленных на их улучшение, увеличению количественных и качественных показателей производства.

Целями оптимизации процессов и модернизации оборудования могут являться:

- повышение технологической и экономической эффективности;
- улучшение качества и увеличение объема производства продукции;
- снижение производственных издержек и сокращение технологических потерь;
- рост энергоэффективности и декарбонизация производства.

При промысловой подготовке продукции скважин выявляются различные несовершенства оборудования, применяемого для дозирования, подачи, ввода химреагентов, а также для смешивания потоков и разделения сред. В докладе рассматриваются **типичные несовершенства процесса** и соответствующие технические решения по модернизации оборудования для устранения несовершенств и повышения эффективности подготовки.

Необоснованный расход химреагентов при обработке нефтяной эмульсии.

К несовершенствам обработки потока сырой нефти можно отнести неэффективный расход химреагентов, вызванный тем, что точка дозирования химреагентов находится на удалении от аппарата-водоотделителя с целью максимального выравнивания концентрации введенного компонента в объеме потока обрабатываемой нефти, и в этой точке дозирования происходят постоянные пульсации расхода многокомпонентной смеси продукции скважин (Рисунок 1).

При этом часть химреагента дозируется «вхолостую», так как при постоянном его расходе удельный расход меняется, и при его минимуме происходят сбои, когда как при максимуме происходит перерасход химреагента (Рисунок 2).

Так как объективные причины флуктуаций потока устранить практически невозможно, приходится искать способы для адаптации к таким ситуациям, т.е. изменять расход деэмульгатора синхронно флуктуациям расхода нефти таким образом, чтобы при любых изменениях потока нефти дозировка химреагента была постоянна (Рисунок 3).

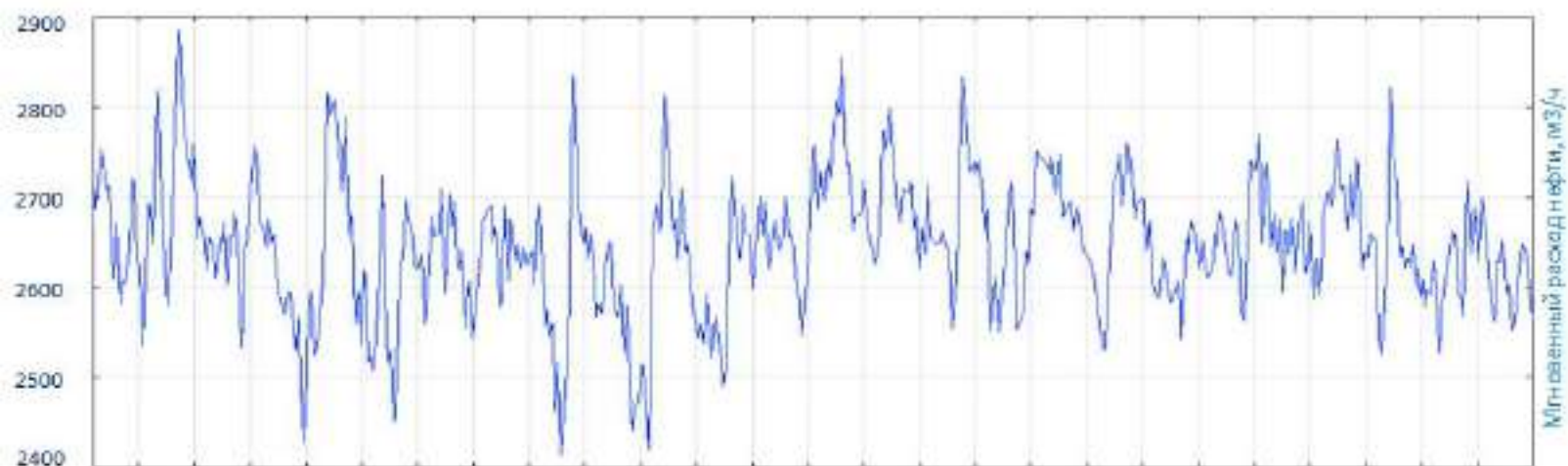


Рисунок 1 – Флуктуации расхода нефти, поступающей на УПН за 2 часа.



Рисунок 2 - Изменение дозировки химреагента из-за флуктуаций расхода нефти.

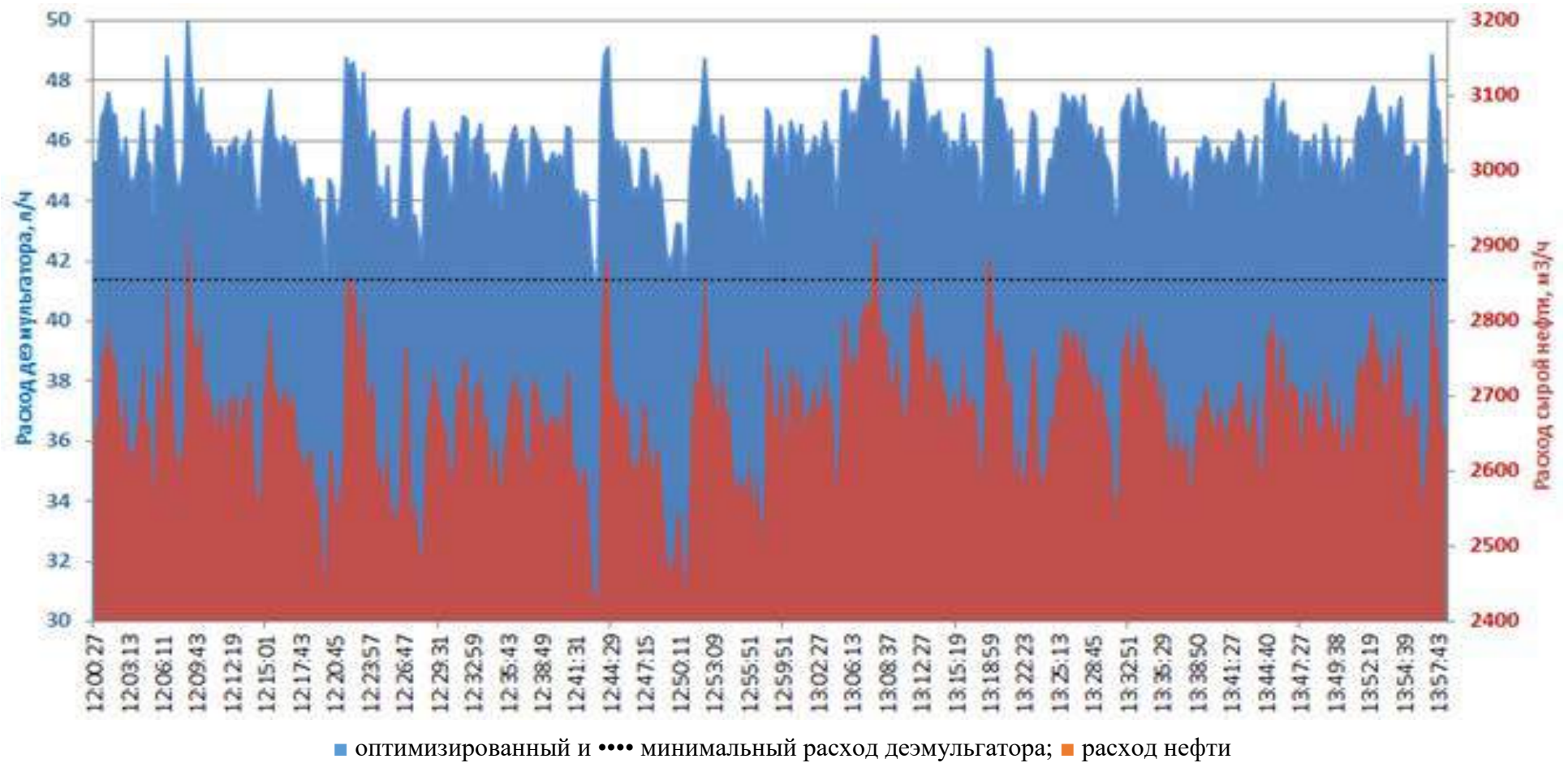


Рисунок 3 - Синхронизация расхода деэмульгатора адекватно флуктуациям нефти.

Анализ представленной информации, а также патентные исследования, способствовали разработке принципа и схемы работы автоматического дозирования химреагента, заключающиеся в постоянном контроле расхода нефтяной фазы в обрабатываемом потоке и синхронно этому, автоматическому регулированию расхода деэмульгатора [2].

В качестве механизма для автоматической регулировки расхода деэмульгатора предлагаются варианты с частотно-регулируемым приводом (ЧРП) или исполнительным механизмом – актуатором (ИМ) к существующим дозировочным насосам (Рисунок 4).

Актуаторы представляют собой электромеханические изделия, конструкция которых позволяет использовать их для прямого монтажа на управляемые установки, в том числе и на регулирующие органы дозировочных насосов. Также существуют факторы, делающие регулировку расхода дозирующих насосов с помощью ИМ гораздо более надежной, безотказной и экономичной чем установка ЧРП, а именно:

- полный диапазон регулирования (от 0 до 100%);
- пропорциональное дозирование во всем диапазоне регулирования;
- поддержание одинаковой частоты двойных ходов делает насос безотказным при дозировании: вязких, высокой плотности и легко выделяющих газы реагентов;
- возможность установки ИМ на существующие дозировочные насосы;
- возможность устройства обратной связи (4-20 мА) для автоматизации процесса;
- возможность контроля и настройки расхода по месту;
- если ИМ имеет проблемы с электроникой или приводным двигателем, то насос продолжает качать и доступно ручное регулирование его расхода.

Несовершенства промывки нефти от солей при обессоливании:

- завышенный расход рабочего агента – промывной воды, вследствие неэффективного смешения из-за недостаточной гомогенности смеси нефти с водой;
- повышенные энергетические затраты на смешение, так как большинство статических смесителей работает на принципе создания перепада давления обрабатываемому потоку;
- для преодоления гидравлических сопротивлений на статических смесителях в технологической линии используется питающий насос центробежного типа, в рабочих колесах которого повторно диспергируется и стабилизируется нефтяная эмульсия.

Из приведенного описания проблем, очевидна их общая причина - неоднородность распределения вводимых компонентов по сечению обрабатываемого потока.

Для максимизации усреднения концентрации вводимого компонента по сечению потока при низких энергетических затратах может быть использован принцип и конструкция устройства струеинжекционного смешения, разработанные на основе применения подхода к организации диспергирования вводимого компонента отдельными закрученными струями, формируемыми вводными отверстиями (Рисунок 5), и представленные в описании [3].

Поток обрабатываемой нефти поступает в смеситель через входной фланец, попадает в диффузор распределительной камеры, распределяется по отдельным смесительным каналам, выполненным из смесительных трубок, с рассчитанной геометрией. Режим течения в трубках меняется на более спокойный, что создает условия послойного, невозмущенного течения, обеспечивающего малую скорость сдвига при смешивании потока нефти с промывной водой, подаваемой в смеситель через патрубок и попадая в межтрубное пространство корпуса, омывая наружную поверхность смесительных трубок, инжектируется через вводные отверстия в виде струй и смешивается с нефтью. Потоки водонефтяной смеси из смесительных каналов попадают в конфузор сборной камеры, и водонефтяная смесь покидает смеситель.

В рамках исследования [4] разработаны основы для создания струеинжекционного смесителя для интенсификации обессоливания нефти, состоящие из:

- выявления несовершенств смесителей, устраняемые усреднением концентрации воды за счет ее многоструйной инжекции при многоканальном разделении потока нефти;

- формирования методологических основ исследований, позволяющие обеспечить создание струеинжекционного смесителя.
- определения рациональной конструкции смесителя, характеризующейся максимальной эффективностью смешения нефти с водой;
- определения эффективности струеинжекционного смесителя с повышением степени обессоливания нефти в ходе лабораторных и опытно-промышленных испытаний;
- разработки методики по обоснованию параметров устройства позволившая создать и внедрить на месторождении струеинжекционный смеситель с получением экономического эффекта от сокращения затрат.

Унос и испарение жидкости из факельного сепаратора при сжигании попутного нефтяного газа (ПНГ). Нередко на факельных установках УПН фиксируется повышенная дымность и капельный выброс жидких углеводородов. Если гидравлический расчет факела показывают достаточный запас объемов и габаритов факельных емкостей из условия, чтобы время осаждения капель жидкости в потоке ПНГ внутри сепаратора должно быть меньше времени его пребывания в сепараторе, но остается без ответа вопрос выноса капель через факельный стояк, то возникает предположение о влиянии и превалировании перед процессом осаждения капель в факельном сепараторе другого процесса, а именно испарения жидкости, поскольку внутри факельного сепаратора определенно возникают условия для интенсификации процесса испарения, проходящим над поверхностью жидкости потоком ПНГ, так как из области физических процессов и явлений известно, что на скорость испарения, кроме факторов: вида жидкости, температуры, давления, площади поверхности, прямое влияние имеет скорость движения газовой среды над поверхностью жидкости.

Факельный сепаратор с накопителем жидкости. Дизайн сепараторов факельной системы зачастую не предусматривают отдельной емкости для сбора и накопления жидкости (Рисунок 6), таким образом проектное решение заключается в сборе и накоплении жидкости непосредственно в нижней части факельного сепаратора с последующей откачкой насосом при достижении максимального уровня в емкости. Недостаток данного решения – интенсификация испарения и вынос жидкости потоком газа, проходящего через факельный сепаратор. Как известно, функцией факельных сепараторов является не только сбор залповых и аварийных сбросов жидкости, полезной емкости которых должно быть достаточно для размещения определенного количества жидкости с учетом ее одновременной раскочки насосами, но и удаление капель жидкости из потока факельного газа.

Правила безопасности в отдельных случаях допускают удаление жидкой фазы потоком газа через факел, но в данном случае, решение задачи предотвращения или минимизации уноса потоком проходящего через факельный сепаратор газа позволит минимизировать объемы сжигания ПНГ, что снизит дымность факелов, сократит технологические потери углеводородов, вовлекая их в производство.

Техническое противоречие объединения в одном устройстве двух функций: сепарации газа и накопления жидкости предлагается разрешить за счет использования конструкции [5], которая предполагает размещение внутри факельного сепаратора экрана, который делит внутреннее пространство сепаратора на две секции: сепарационную, где происходит выпадение жидкой фазы из потока газа, и накопительную, где происходит ее накопление, при этом экран исключает прямой контакт потока газа, проходящего через факельный сепаратор, с жидкостью, что предотвращает процесс ее интенсивного испарения, при этом образующаяся в сепарационной секции или попадающая туда жидкость проникает в накопительную секцию через щели экрана, расположенные по его периметру (Рисунок 7).

Факельный сепаратор с циклонным каплеуловителем. Учитывая превалирующий характер процесса испарения жидкости над процессом осаждения капель, решение проблемы уноса жидкости в факельных сепараторах видится в задаче обеспечения условий для накопления жидкости за счет экранирования поверхности жидкости, а затем в максимизации удерживания капель, на основе следующего решения.

В качестве факельных сепараторов применяются горизонтальные сепарационные емкости, работающие на принципе гравитационного разделения разных по плотности фаз, но их недостатком является неполная сепарация газа при наличии мелкодисперсной жидкой фазы, находящейся в потоке газа в виде аэрозоля. Дизайном сепараторов факельной системы не предусмотрены устройства для улавливания капель жидкости на выходе факельного газа в связи с тем, что эти устройства имеют гидравлическое сопротивление, создающее потоку газа перепад давления, который со временем может повышаться до недопустимого уровня.

Для повышения эффективности разделения дисперсных систем в виде аэрозолей успешно используются циклонные установки, где разделение жидкой фазы происходит под действием центробежной силы, которая по величине может быть в несколько раз больше силы тяжести, используемой в гравитационных сепараторах.

Техническое противоречие между задачей повышения эффективности сепарации газа от капельной жидкости и задачей обеспечения безопасной эксплуатации факельной системы в части улавливания аварийных залповых сбросов жидкости предлагается разрешить за счет использования конструкции [6], которая предполагает включение внешнего выносного циклона (циклонов) в компоновку факельного сепаратора, при чем входной патрубок внешнего выносного циклона (циклонов) соединен с патрубком выхода газа из факельной емкости, что позволяет беспрепятственно проводить сбор аварийных сбросов жидкостей и образующегося конденсата непосредственно в факельной емкости.

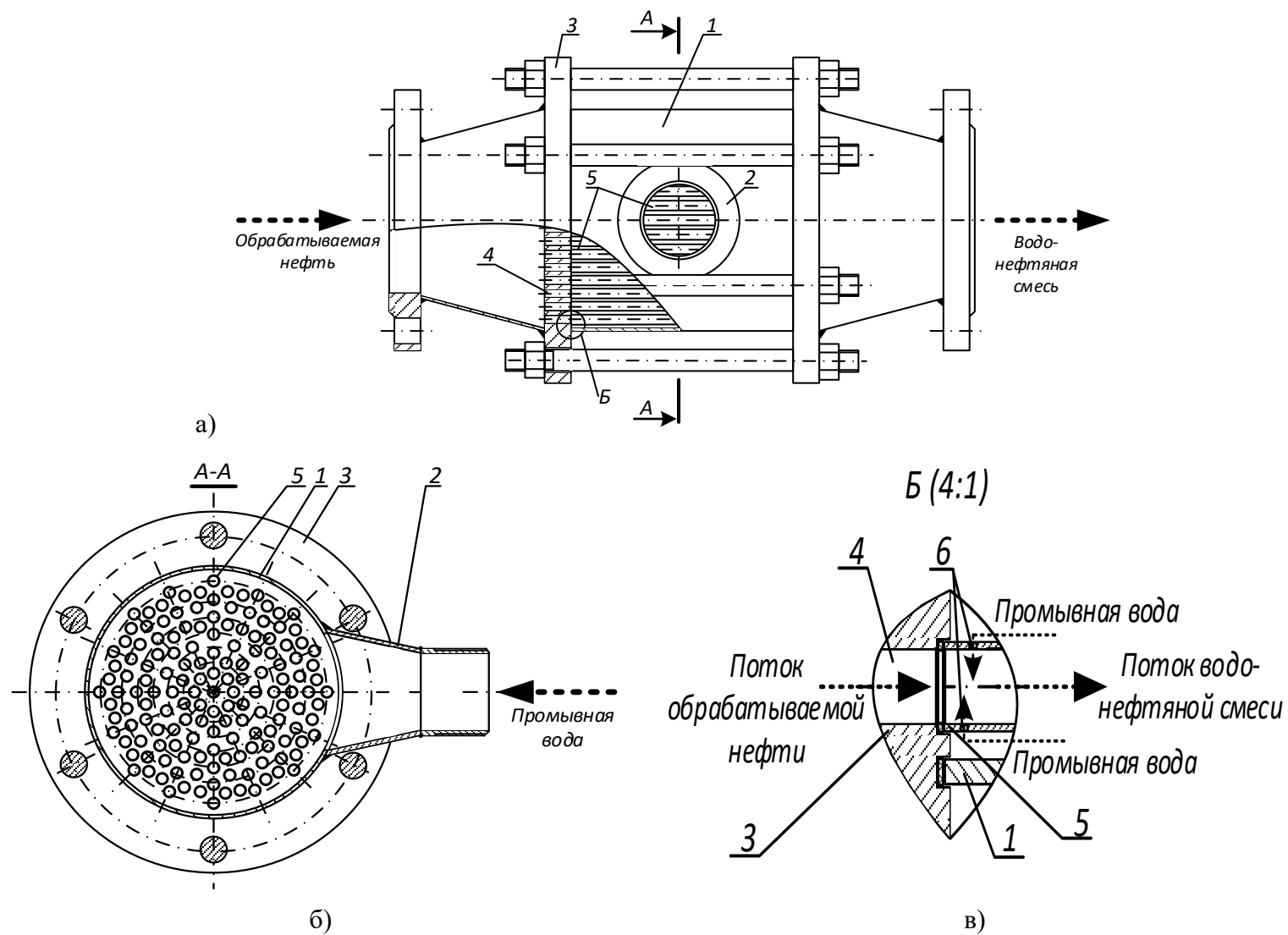
Совмещение высокоэффективных циклонных сепарационных элементов снаружи факельной емкости, в сравнении с внутренним размещением циклонов, не занимает полезное рабочее пространство сепаратора и позволяет снизить потери легких фракций нефти и вовлечь их в производство, сократить выброс и сжигание парниковых газов, снизить углеродный след производства. Подключение сепарационных устройств выполняется последовательно с поэтапным прохождением газожидкостного потока сначала через горизонтальную емкость, где отделяются крупные капли и свободная жидкая фаза в т. ч. жидкостные пробки, а затем через внешний выносной циклон, где на его внутренней поверхности за счет центробежного отделения улавливается мелкодисперсная фаза и под действием силы тяжести стекает в горизонтальную факельную емкость (Рисунок 8).

Финализируя результаты исследований можно сделать следующие выводы:

- модернизация оборудования для повышения эффективности подготовки промышленной продукции актуальна, технические решения имеют практическую ценность, а экономический эффект зависит от характеристик конкретного объекта модернизации;
- для синхронизации дозирования химреагентов адекватно флуктуациям поступления нефти на УПН предложена схема дозирующего агрегата с исполнительным механизмом - актуатором для автоматизации процесса регулирования;
- для повышения однородности обработки технологических потоков различными химреагентами целесообразно использовать струеинжекционный смеситель;
- для сокращения потерь углеводородов при сжигании ПНГ предложены два решения по модернизации конструкции, исключающие прямой унос и испарение жидкости из факельного сепаратора, позволяющие их использовать как по-отдельности, так и совместно;
- представленные технические решения не требуют серьезных вмешательств, их легко можно адаптировать к действующим процессам, их можно использовать для модернизации существующего оборудования после детальной инженеринговой проработки.



Рисунок 4 – Внешний вид актуаторов по отдельности и в сборе с насосом-дозатором.



а–общий вид; б–разрез; в–элемент в масштабе, 1 – корпус; 2 – патрубок; 3 – крышки; 4 – отверстия; 5 - трубки; 6 – вводные отверстия

Рисунок 5 - Струеинжекционный смеситель.

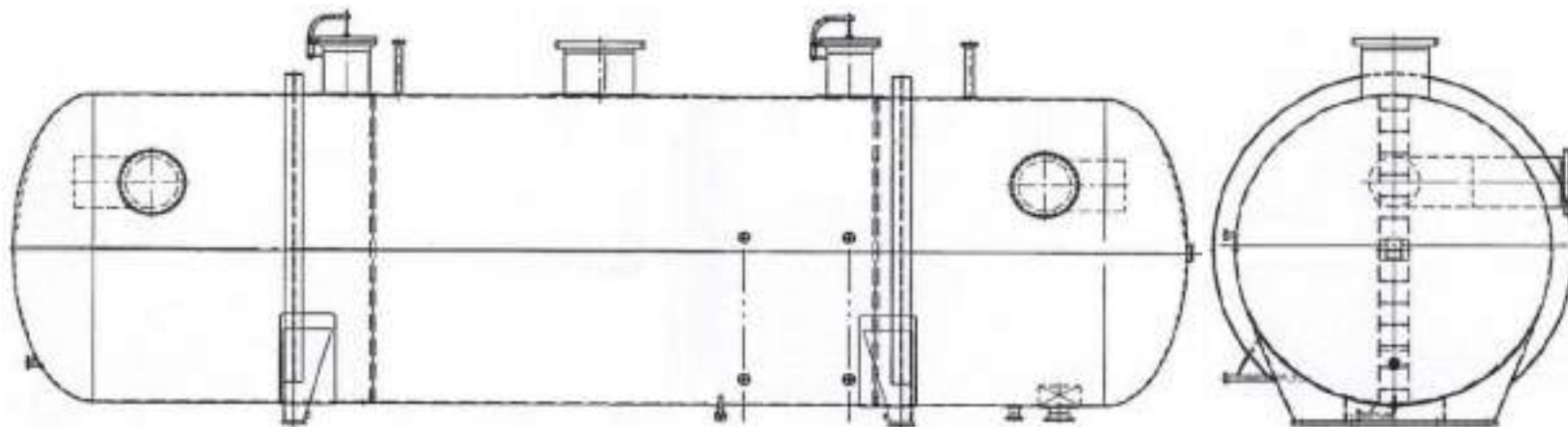


Рисунок 6 – Типовая конструкция факельных сепараторов

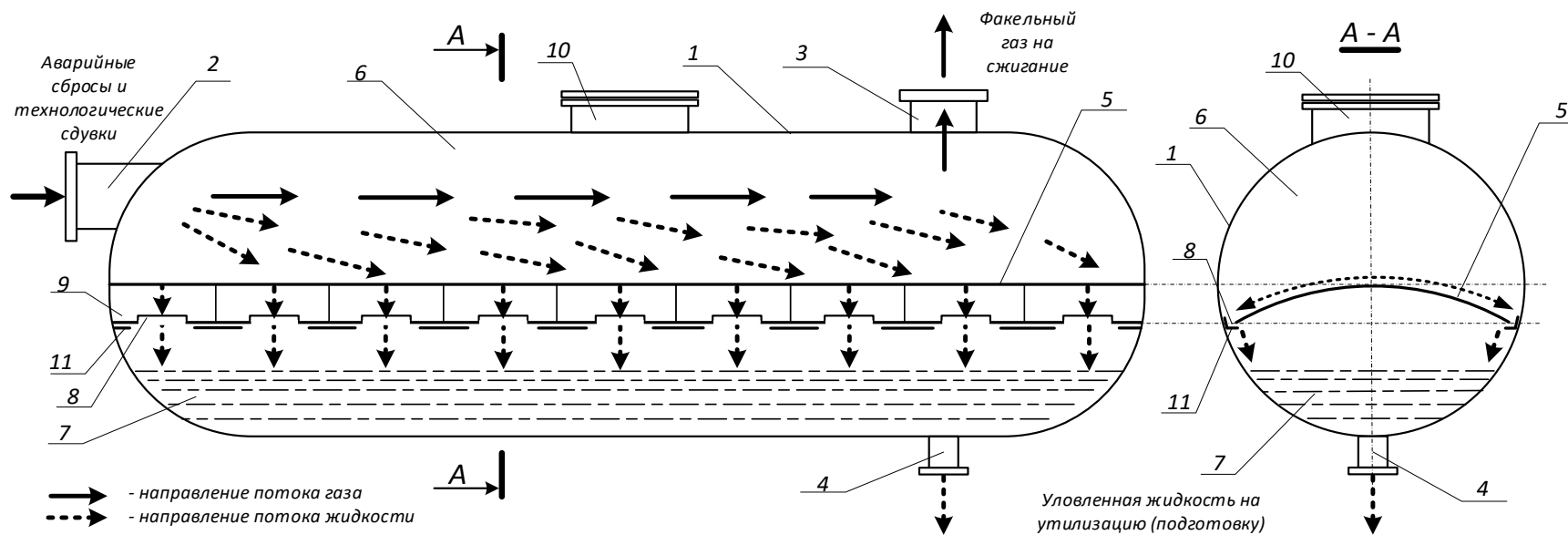


Рисунок 7 – Конструкция факельного сепаратора с накопителем жидкости.

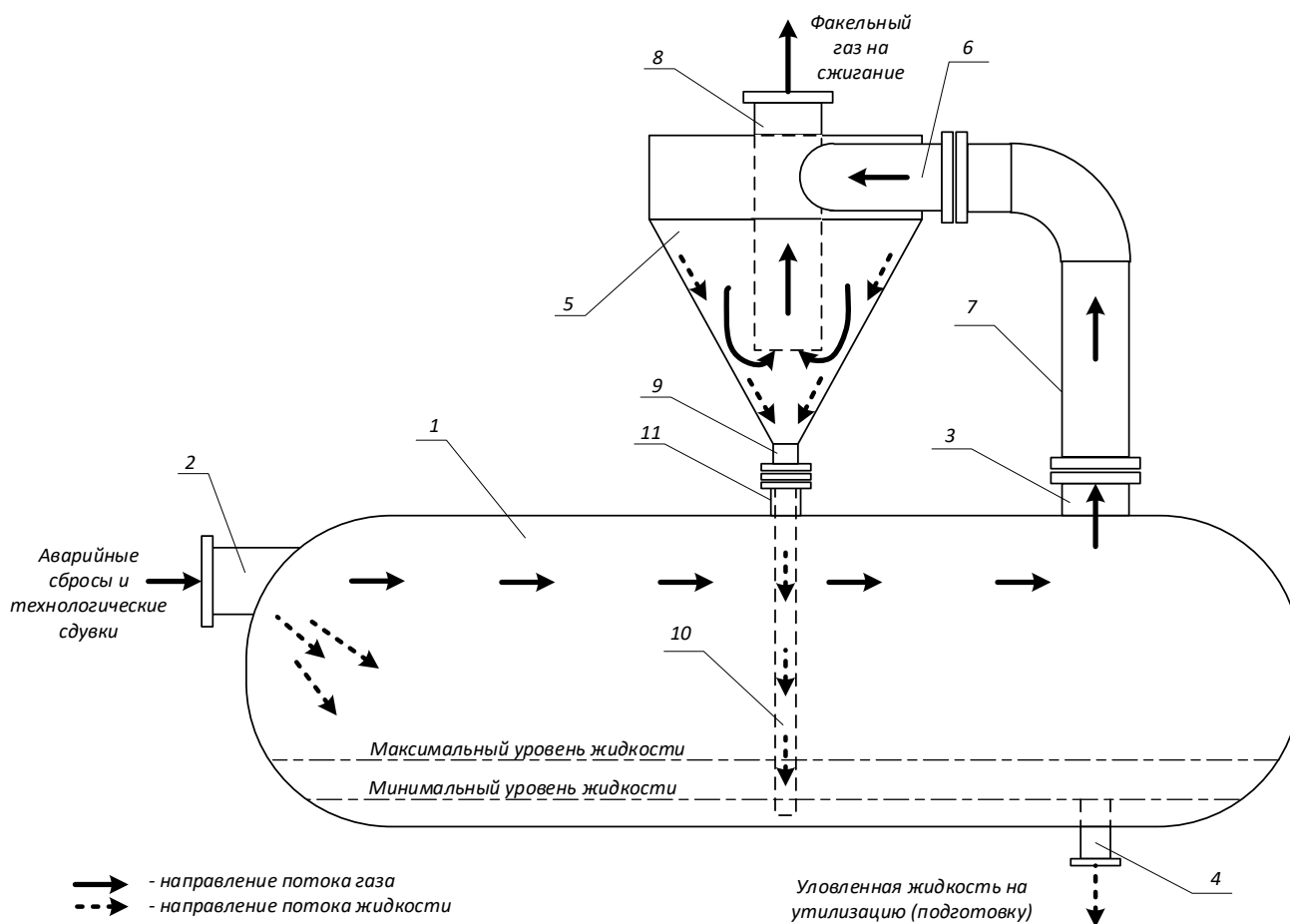


Рисунок 8 – Конструкция факельного сепаратора с циклонным каплеуловителем

Библиографический список:

1. Левченко Д. Н., Бергштейн Н. В., Николаева Н. М. Технология обессоливания нефтей на нефтеперерабатывающих предприятиях. М.: Химия, 1985. -168 с.
2. Пат. 2538186 Российская Федерация, МПК F 17 D 3/12. Автоматическое устройство дозирования деэмульгатора /Сидоров Д. А., Казарцев Е. В., Коротков Ю. В., заявитель и патентообладатель ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг». – №2013111898/06. заявл. 15.03.2013, опубл. 10.01.2015, Бюл. №1. – 6 с.
3. Пат. 2785705 Российская Федерация, МПК B01F 25/31, B01F 25/41, B01J. Способ и устройство инжекционного смешения текучих сред закрученными струями / Казарцев Е. В., заявитель и патентообладатель Казарцев Е. В. – № 2022113741. заявл. 23.05.2022, опубл. 04.08.2022, Бюл. №22. – 18 с.
4. Казарцев Е. В. Основы создания проточного струеинжекционного смесителя с синхронизацией дозирования деэмульгатора для интенсификации обессоливания и обезвоживания нефти: дис. ... канд. техн. наук : 05.02.13 / Е. В. Казарцев. - Ухта, 2020. - 237 с.
5. Заявка 2023115526 Российская Федерация, МПК B 01 D 45/02. Факельный сепаратор с накопителем жидкости / Казарцев Е. В., заявитель Казарцев Е. В. – №2023115526. заявл. 14.06.2023, опубл. 14.08.2023, Бюл. №23. – 2 с.
6. Пат. 2798104 Российская Федерация, МПК B01D 45/02. Факельный сепаратор с циклонным каплеуловителем / Казарцев Е. В., заявитель и патентообладатель Казарцев Е. В. – № 2023100445. заявл. 12.01.2023, опубл. 26.04.2023, Бюл. №12. – 9 с.

Анализ виброизоляционных материалов, используемых для разработки амортизаторов вибродемпфирующей рамы магистрального нефтеперекачивающего агрегата

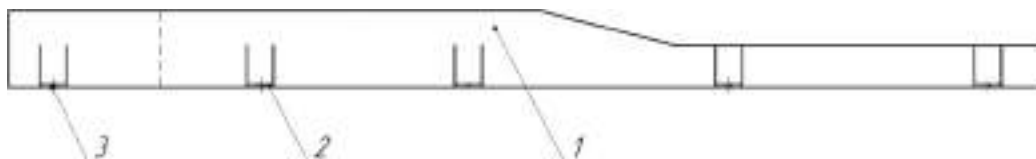
Макаров А. И.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В магистральном трубопроводном транспорте вибрация и ударные нагрузки могут стать серьезной проблемой, влияющей на работу магистрального нефтеперекачивающего агрегата и его работоспособность. Одним из способов смягчения воздействия вибраций и ударов является использование виброизоляционных систем. Магистральные нефтеперекачивающие агрегаты (МНА) представляют собой важнейшие компоненты, необходимые для транспортировки нефти на большие расстояния. Эти агрегаты передают ресурсы и безопасную перекачку нефти от мест добычи к точкам переработки или хранения.

Целью исследования является анализ существующих виброизоляционных материалов и разработка эффективных амортизаторов для вибродемпфирующей рамы МНА.

В максимальной безопасности и эффективности производства виброизоляция играет решающую роль, особенно в промышленности, где оборудование подвергается интенсивным вибрациям. В работе рассматривается амортизатор, используемый для снижения вибрационных и динамических нагрузок исходящих от рабочего состояния МНА. Система, используемая для снижения виброн нагрузок включает в себя вибродемпфирующую раму и амортизаторы. Вибродемпфирующая рама – это сварная цельная металлическая конструкция, на которой располагается МНА, также она имеет дополнительные ребра жесткости, которые расположены внутри поперечных и продольных. Эскиз вибродемпфирующей рамы представлен на рисунке 1.



1 – рама вибродемпфирующая; 2 – проушина для крепления амортизатора;
3 – отверстия М24 для крепления амортизатора

Рисунок 1 – Рама вибродемпфирующая.

Данная конструкция воспринимает вибрационные нагрузки исходящие от валов агрегата, предотвращает их расцентровку за счет осевого расположения двигателя и насоса магистрального. Также у этой конструкции предусматривается укрепление средней части для исключения деформаций в процессе эксплуатации. Амортизатор – это конструкция, состоящая из трех элементов, верхнего и нижнего металлического основания и привулканизированного резинового массива. Вибрационные и динамические нагрузки исходящие от МНА к раме переходят и на амортизатор, задача которого скомпенсировать нагрузки. Конструктивное исполнение амортизатора может включать в себя различные материалы

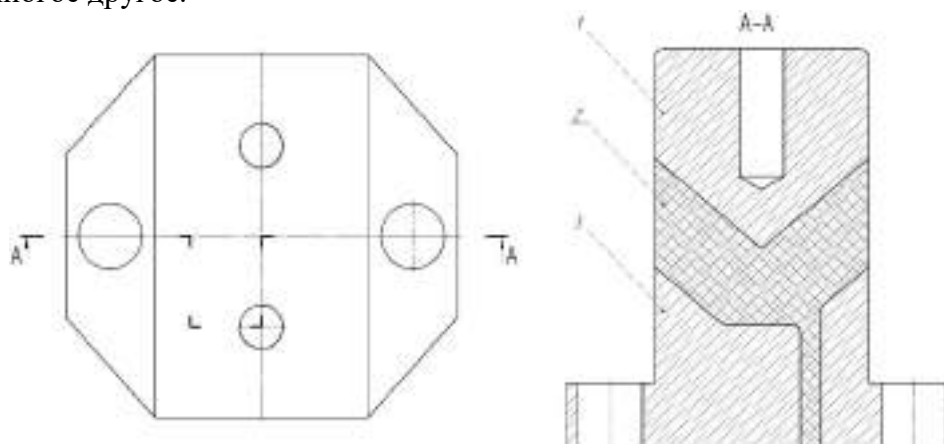
Принцип действия системы заключается в установке вибродемпфирующей рамы на амортизатор при помощи крепежных элементов, далее устанавливается МНА на виброрама. При работе агрегат испытывает вибрационные нагрузки, которые чаще всего вызваны ротором, так как вращение ротора вызывает биение. Использование амортизаторов способствует компенсации данного типа нагрузок, что предотвращает поломку анкерного соединения и увеличивает срок эксплуатации без вывода в ремонт МНА.

Конструкция амортизатора представлена на рисунке 2.

В работе представлен анализ материалов, используемых при проектировании конструкции, а также произведены прочностные расчеты на базе программы КОМПАС-3D.

КОМПАС-3D — это программное обеспечение для трехмерного проектирования и моделирования, разрабатываемое компанией АСКОН. Он предназначен для инженеров и

дизайнеров и позволяет создавать трехмерные модели деталей и сборочных единиц. Программа предоставляет широкий спектр инструментов для создания сложных 3D-моделей, а также поддержку различных функций, таких как анализ прочности, гидрогазодинамики, создание чертежей и многое другое.



1 – верхнее основание; 2 – демпфер резиновый; 3 – нижнее основание

Рисунок 2 – Амортизатор вибродемпфирующей рамы

Для первого расчета были использованы материалы на основе стали 40ХГНМ и смесь резиновая МБС ИРП-1316. Сталь 40ХГНМ конструкционная легированная применяется для изготовления трущихся деталей приборов, вспомогательных узлов деталей машин и оборудования. По ГОСТ 4543-71 регламентируется содержание в высококачественной стали: $P \leq 0,025\%$, $S \leq 0,025\%$, $Cu \leq 0,3\%$. Смесь резиновая МБС ИРП-1316 повышенной твердости используется для создания формовых уплотнений резиновых и резинометаллических деталей подвижных и неподвижных соединений. Устойчива к рабочей среде с содержанием паров масел и топлив, кислоты азотной и окислителей на ее основе. В таблице 1 и 2 представлены исходные данные для расчета на ЭВМ.

Таблица 1 – Исходные данные материала Сталь 40ХГНМ ГОСТ 4543-2016.

Предел текучести [Н/мм ²]	835
Модуль упругости нормальный [Н/мм ²]	200000
Коэффициент Пуассона	0.15
Плотность [кг/мм ³]	0.000014
Теплопроводность [Вт/(°С*мм)]	0.000032
Предел прочности при сжатии [Н/мм ²]	410
Предел прочности (Временное сопротивление) [Н/мм ²]	980
Предел выносливости при растяжении [Н/мм ²]	209
Предел выносливости при кручении [Н/мм ²]	139

Таблица 2 – Исходные данные материала Смесь резиновая МБС ИРП-1316.

Предел текучести [Н/мм ²]	190
Модуль упругости нормальный [Н/мм ²]	170000
Коэффициент Пуассона	0.3
Плотность [кг/мм ³]	0.000008
Температурный коэффициент линейного расширения [1/°С]	0.000012
Теплопроводность [Вт/(°С*мм)]	0.000023
Предел прочности при сжатии [Н/мм ²]	410
Предел прочности (Временное сопротивление) [Н/мм ²]	16
Предел выносливости при растяжении [Н/мм ²]	224
Предел выносливости при кручении [Н/мм ²]	137

Для расчета определили рабочую нагрузку на амортизатор, которая составила 500кН. При данной нагрузке материалы Сталь 40ХГНМ и резина ИРП-1316 выдержали нагрузку. Показатели коэффициента по запасу прочности n составил 3,32, что удовлетворяет условию прочности $3 > n > 4$, а коэффициент запаса по пределу текучести q равен 1,63, что удовлетворяет условию текучести $1 > q > 2$. Расчет представлен на рисунках 3 и 4 соответственно.

На результатах расчета видно, что основная нагрузка распределяется на болтовое соединение. Для наглядности и эффективности расчета экспериментальным путем расчеты на прочность проведем и с другими материалами по своей структуре. Во втором расчете используем материалы Сталь 25 ГОСТ 1050-2013 и Смесь резиновая 3465Н-4 ТУ 38-005-1166-98.

Сталь 25 ГОСТ 1050-2013 – является нелегированной конструкционной сталью с нормальным содержанием марганца. Степень раскисления стали - спокойная (обозначают без индекса). Нелегированная специальная сталь 25 применяется для изготовления осей, валов, соединительных муфт, рычагов, собачек, вилок, шайб, валиков, болтов, фланцев, тройников, крепежных деталей. Смесь резиновая 3465Н-4 – многокомпонентная эластомерная гомогенная система, предназначенная для рабочей среды уплотнительных материалов, которые контактируют с парами масла и топлива.

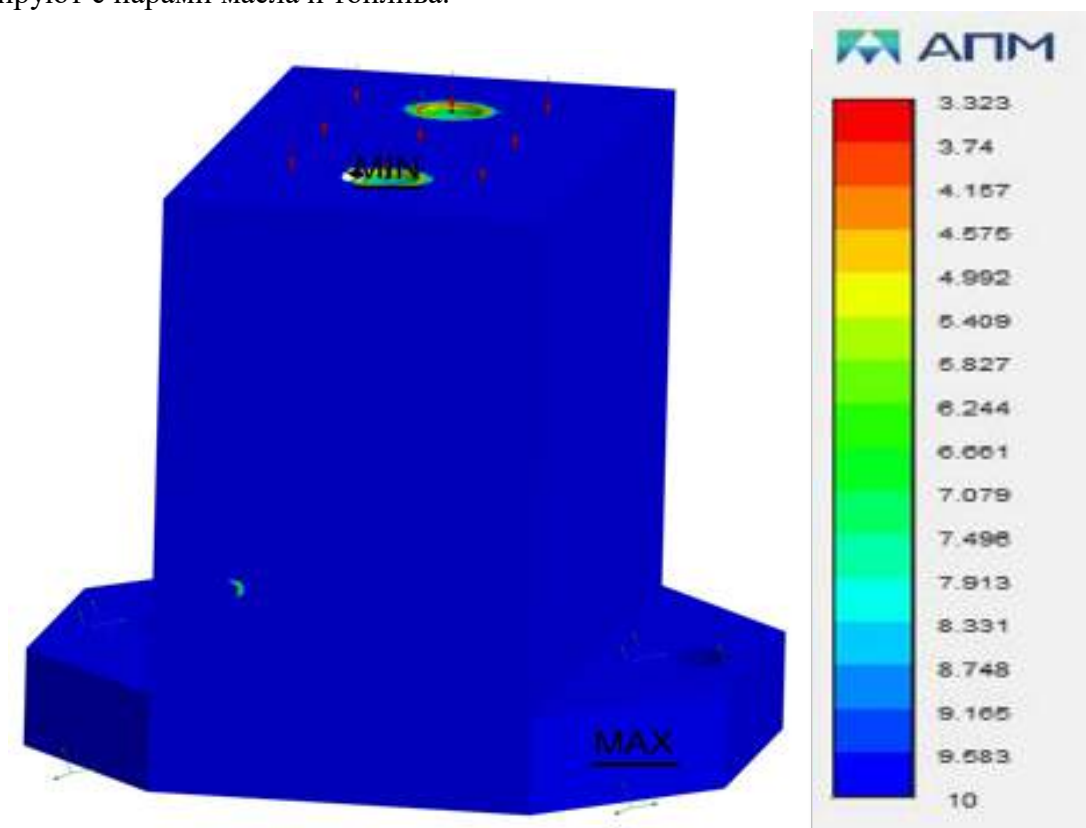


Рисунок 3 – Расчет коэффициента запаса по пределу прочности.

Для данного расчета была использована нагрузка в 500кН, как и предыдущем. Нагружая амортизатор с использованием материалов Сталь 25 ГОСТ 1050-2013 и Смесь резиновая 3465Н-4 ТУ 38-005-1166-98, были получены следующие показатели коэффициента запаса по пределу прочности и коэффициента запаса по пределу текучести, где $n=1.1$, что не удовлетворяет условию прочности $3 > n > 4$, а $q=0.63$, что не удовлетворяет условию текучести $1 > q > 2$. Результаты расчетов представлены на рисунках 5 и 6 соответственно. Делаем вывод, что Сталь 40ХГНМ и резина ИРП-1316 выдерживают данную нагрузку, тем самым в дальнейшем их можно использовать при создании амортизатора, но Сталь 25 ГОСТ 1050-2013 и Смесь резиновая 3465Н-4 ТУ 38-005-1166-98 можно использовать для нефтеперекачивающих насосов с наименьшей рабочей нагрузкой.

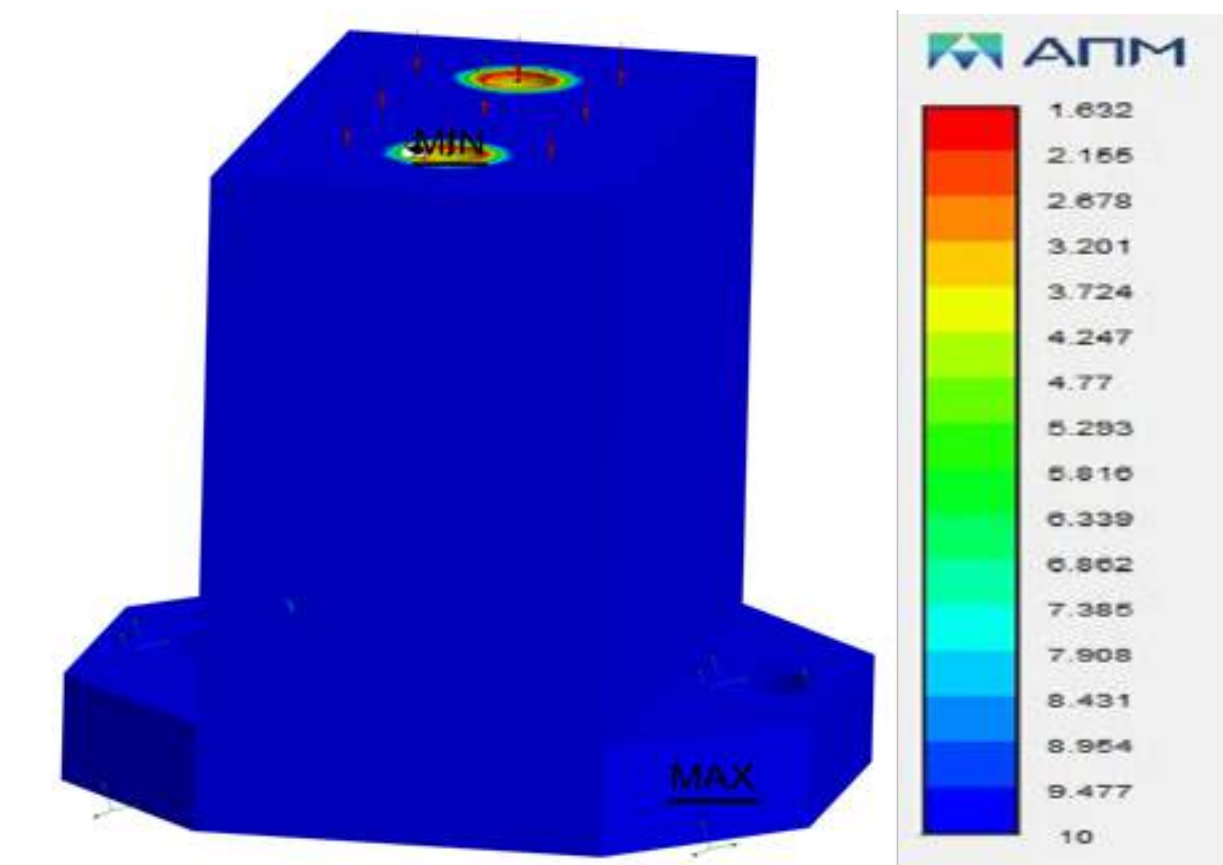


Рисунок 4 – Расчет коэффициента запаса по пределу текучести.

Таблица 3 – Исходные данные материала Сталь 25 ГОСТ 1050-2013.

Предел текучести [Н/мм ²]	324
Модуль упругости нормальный [Н/мм ²]	225000
Коэффициент Пуассона	0.17
Плотность [кг/мм ³]	0.000008
Температурный коэффициент линейного расширения [1/°C]	0.000012
Теплопроводность [Вт/(°C*мм)]	0.000055
Предел прочности при сжатии [Н/мм ²]	568
Предел прочности (Временное сопротивление) [Н/мм ²]	678
Предел выносливости при растяжении [Н/мм ²]	159
Предел выносливости при кручении [Н/мм ²]	100

Таблица 4 – Исходные данные материала Резина 3465Н-4 ТУ 38-005-1166-98.

Предел текучести [Н/мм ²]	245
Модуль упругости нормальный [Н/мм ²]	156000
Коэффициент Пуассона	0.22
Плотность [кг/мм ³]	0.000001
Температурный коэффициент линейного расширения [1/°C]	0.000012
Теплопроводность [Вт/(°C*мм)]	0.000034
Предел прочности при сжатии [Н/мм ²]	800
Предел прочности (Временное сопротивление) [Н/мм ²]	8
Предел выносливости при растяжении [Н/мм ²]	260
Предел выносливости при кручении [Н/мм ²]	157

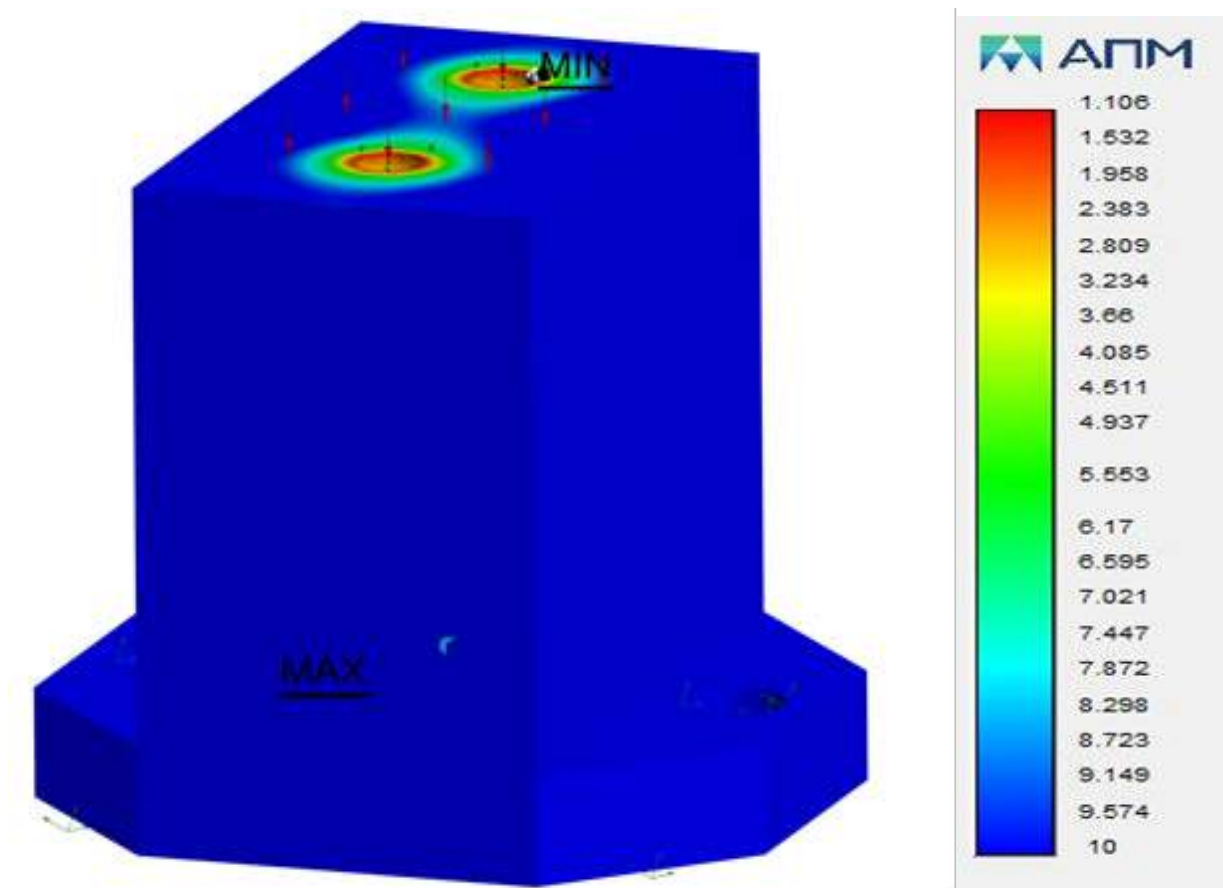


Рисунок 5 - Расчет коэффициента запаса по пределу прочности.

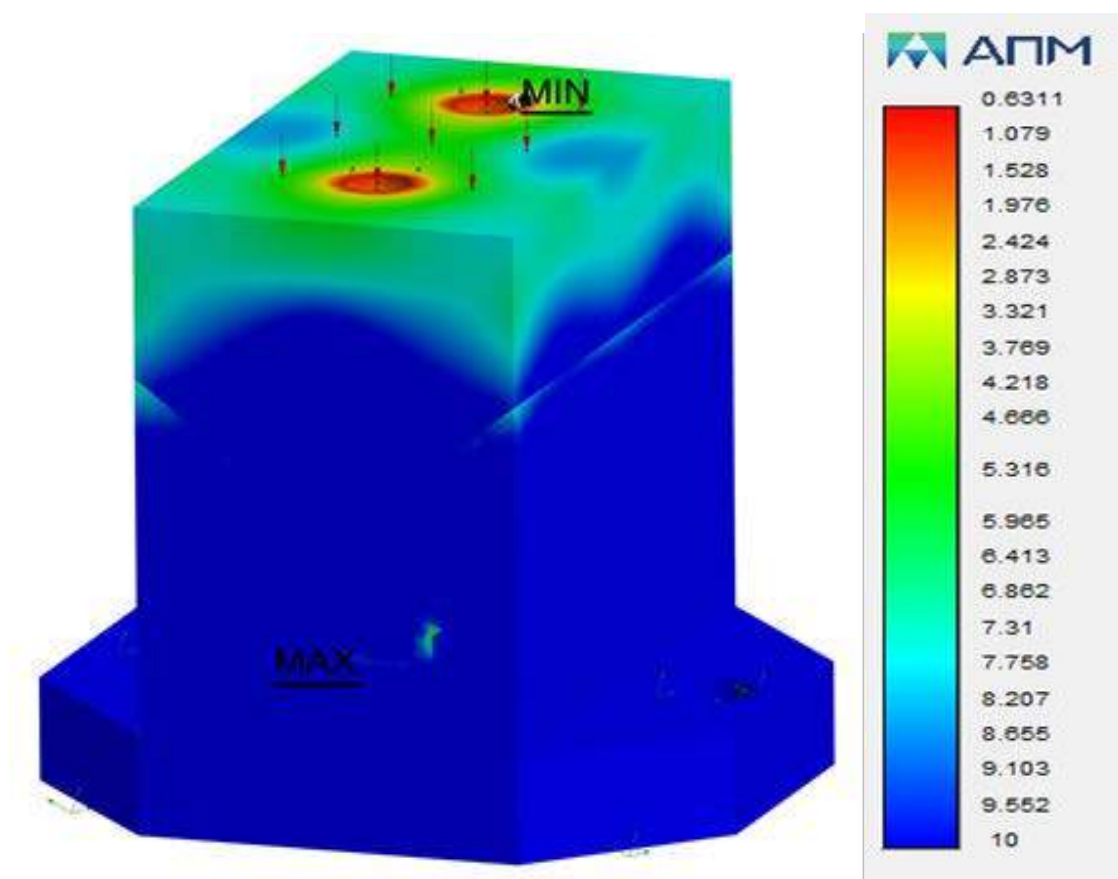


Рисунок 4 – Расчет коэффициента запаса по пределу текучести.

Анализ существующих виброизоляционных материалов и разработка эффективных амортизаторов для вибродемпфирующей рамы требует системного подхода, включающего в себя изучение свойств материалов, их применение в конкретных условиях эксплуатации и анализ полученных результатов. Проведенные расчеты показывают эффективность использования того или иного материала в зависимости от условий эксплуатации оборудования. На сегодняшний день программные комплексы для расчетов напряжений – это легкий способ произвести анализ и выбрать материал для разработки конструкции. На примере проделанной работы можно сравнить материалы и выбрать наиболее эффективный, в нашем случае материалы Сталь 40ХГНМ и Резина ИРП-1316 оказались прочнее и выдержали рабочую нагрузку без проблем, соответственно для создания амортизатора рекомендуется использовать именно их. Однако, в дальнейшем дополнительно будут проведены исследования на стойкость этих материалов к циклическим вибрационным нагрузкам.

Библиографический список:

1. Хабаров, М. В. Исследование системы с отрицательной жесткостью для снижения вибрации в магистральном нефтеперекачивающем насосном агрегате / М. В. Хабаров, Д. А. Борейко // Рассохинские чтения : Материалы международной конференции, Ухта, 02–03 февраля 2023 года / Под редакцией Р.В. Агинеи. – Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2023. – С. 434-440.
2. Перевощиков С.И. Снижение гидродинамической вибрации центробежных насосов // Известия вузов. Нефть и газ. – Тюмень: ТюмГНГУ, 1997. – №4. – С. 50-56.
3. Колпаков, Л. Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов. – М. : Недра, 1985. – 184 с.
4. Борейко, Д. А. Анализ методов моделирования элементов конструкций машин и агрегатов для автоматизации оценки их напряженно-деформированного состояния / Д. А. Борейко, Д. Ю. Сериков // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2021. – № 3(572). – С. 35-39.
5. Зотов, А.Н. Амортизаторы с квазинулевой жёсткостью / А.Н. Зотов // Вычислительная механика деформируемого твёрдого тела: труды международной научно-технической конференции. В двух томах. - М.: МИИТ, 2006. - С. 180183.

УДК 621.6-1:620.16

Диагностика и аналитика контроля работы динамического оборудования

Соловьев Н. А.

Территориально - производственное предприятие «ЛУКОЙЛ Ухтанефтегаз», г. Ухта, Россия

В настоящее время отсутствует возможность централизованного сбора и хранения, а значит и комплексного анализа данных, необходимых для построения эффективной стратегии ТОиР.

На актуальность темы указывают такие факторы, как число отказов оборудования, стоимость содержания оборудования, внеплановые простои, сроки службы оборудования.

Повышенная вибрация насоса напрямую указывает на развитие в нем дефектов, несвоевременное обнаружение которых является одной из главных причин аварийного выхода насоса из строя.

Основными причинами вибрации насосного агрегата могут являться различные дефекты оборудования. Основные группы дефектов, повышающих вибрацию насосного оборудования, являются: электрические (двойная жесткость ротора; перекос фаз напряжения; перемагничивание активного железа статора; эксцентриситет ротора и статора; пульсация магнитного потока), аэродинамические (пульсация воздушного потока), механические (неуравновешенность ротора, убыль материала, постороннее тело в колесе; прогиб вала, задевание подвижных элементов о не подвижные; трещина вала; несоосность

валов, дефекты подшипника качения), гидродинамические дефекты (кавитация, вихреобразование потоков нефти; неоднородность потока (неполностью заполненный насос); турбулентные пульсации), также на проявление вибраций действуют внешние влияния (вибрация, вызванная смежными машинами; вибрация, вызванная смежными машинами; вибрация, вызванная дефектом фундамента).

Мониторинг вибрационных характеристик машин даёт нам представление о техническом состоянии машины, и мы можем использовать эту информацию для выявления развивающихся проблем, планирования работ по ТОиР.

Обычно при анализе спектра различают 3 группы составляющих вибрации: гармоники, несинхронные составляющие и субгармоники.

Гармоники представляют собой пики на частотах, кратных частоте цикла действия (частоте вращения) машины; по ним можно делать выводы о дисбалансе, несоосности или ослаблении соединений.

Несинхронные составляющие наблюдаются на частотах, не кратных частоте вращения; анализ этой группы составляющих позволяет обнаруживать дефекты, например, элементов подшипников качения и ремней.

Субгармоники - составляющие, которые лежат ниже частоты вращения. Они могут быть обусловлены такими явлениями как вихри в масляном клине подшипника, дефекты ременной передачи, чрезмерное ослабление соединений или стук в машине.

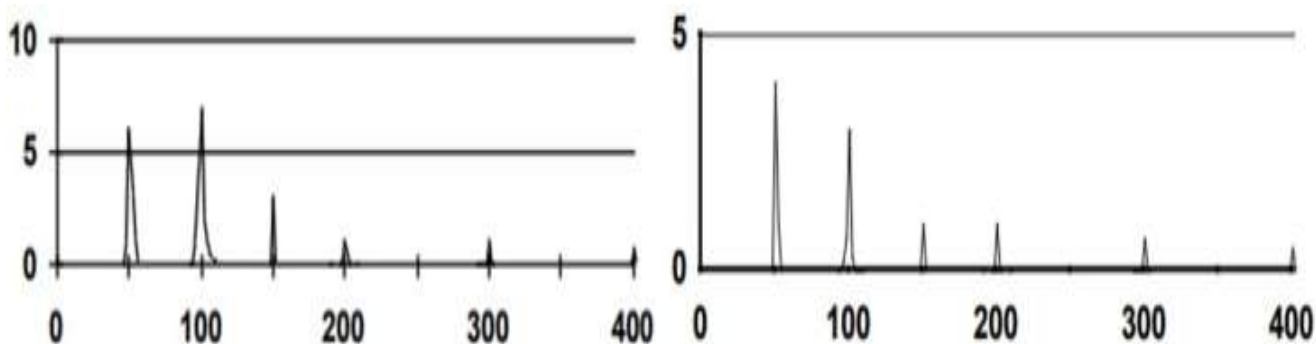
В практике измеряется обычно среднеквадратичное значение, СКЗ (RMS). Физическая суть параметра СКЗ виброскорости состоит в равенстве энергетического воздействия на опоры машины реального вибросигнала и фиктивного постоянного, численно равного по величине СКЗ.

Но такие измерения не могут спрогнозировать время выхода оборудования из строя до конкретного узла или локализовать дефект до его степени развития.

Для этого сигнал представляют в виде виброперемещения, виброскорости и виброускорения, преобразуют его в спектр. Спектральный анализ эквивалентен преобразованию сигнала из временной области в частотную.

На рисунке 1 представлены спектры вибраций с параллельной расцентровкой, которая является частой и распространенной причиной повышенной вибрации.

Основными диагностическими признаками наличия расцентровки в агрегате, появляющимися в спектре вибросигнала, является наличие трех основных гармоник оборотной частоты - первой, второй и, довольно часто, третьей. Но такой набор гармоник не является уникальным. Он появляется в спектре при ослаблении крепления агрегата к фундаменту, дефект посадки подшипника, изгиб вала и так далее.



а) вертикальная составляющая;

б) горизонтальная составляющая

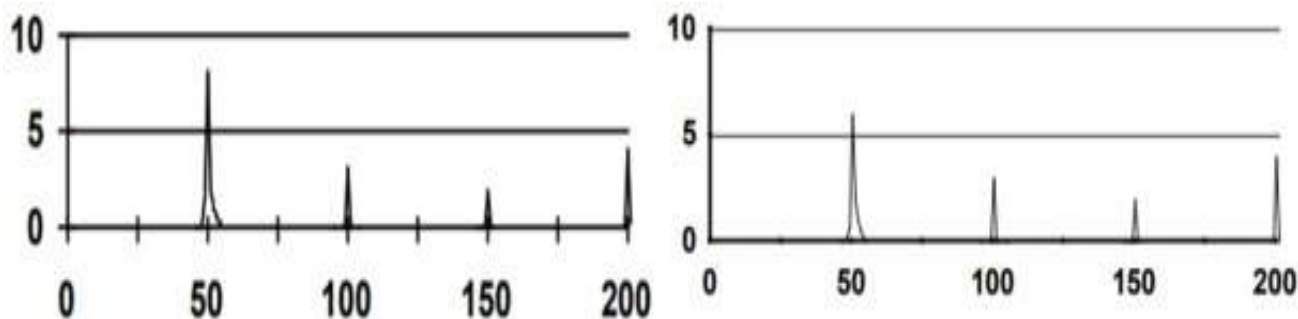
Рисунок 1 – Спектры вибраций параллельной расцентровки насосного агрегата.

Причин возникновения угловой расцентровки линии вала агрегата достаточно много, но чаще всего это связано с особенностями монтажа агрегата (неправильно смонтирована линия вала).

При угловой расцентровке наибольшие составляющие также соответствуют частоте вращения, но заметны и кратные составляющие, что показано на рисунке 2.

Особенностью угловой расцентровки является то, что максимум мощности осевой вибрации сосредоточен, чаще всего, или на первой или на второй гармониках частоты вращения ротора.

Также одним из самых распространенных дефектов, влияющим на повышение вибрации насосного агрегата, является разрушение подшипника.



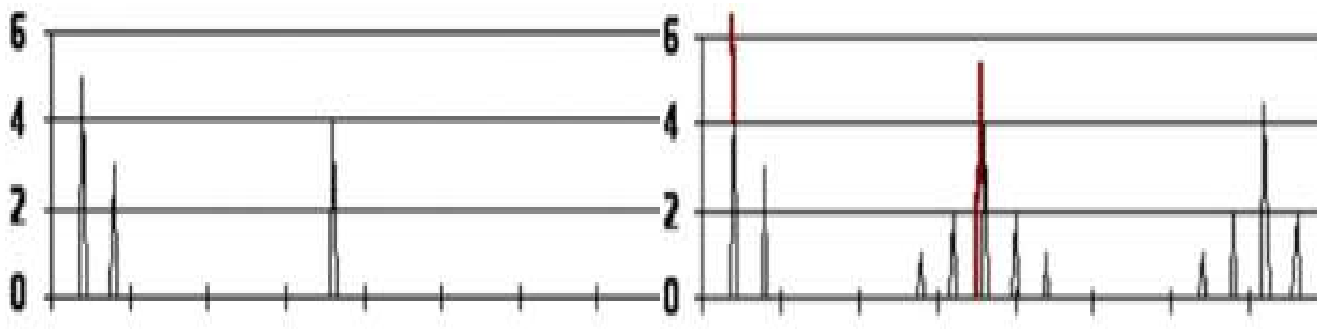
а) вертикальная составляющая;

б) осевая составляющая

Рисунок 2 – Спектры вибраций угловой расцентровки насосного агрегата.

Наиболее важным параметром, характеризующим степень развития дефекта подшипника, является амплитуда ударного импульса. Каждый такой ударный импульс обладает четырьмя основными диагностическими параметрами. Это максимальная амплитуда импульса, частота свободных (заполняющих) колебаний, скорость затухания амплитуды этих колебаний, и частота повторения импульсов.

На рисунке 3 показано, что при росте дефекта не только увеличивается амплитуда сигнала, но и появляются сигналы с новым частотами.



а) первая стадия диагностики дефекта;

б) вторая стадия диагностики дефекта

Рисунок 3 – Спектры вибраций при дефекте подшипника.

При работе подшипника с дефектами на поверхностях качения в спектре вибрационного сигнала появляются характерные составляющие, гармоники, с собственными частотами, по которым можно достаточно корректно выявить место нахождения дефекта.

Чтобы предугадать момент появления дефекта и избежать внеплановых остановок оборудования используют технологию предиктивного анализа.

Данная дисциплина является одной из самых востребованных на сегодняшний день. Она включает в себя анализ данных, используемый для прогнозирования будущего поведения оборудования, с целью принятия оптимальных решений.

При предиктивном анализе выделяют четыре основных этапа. Сбор данных, обработка данных, анализ данных и прогнозирование.

На первом этапе происходит получение максимально возможного количества независимых данных, представляющих ценность для оценки текущего состояния оборудования. Большинство предприятий производственного сектора уже имеют автоматизированное и полуавтоматизированное оборудование, но оно собирает разрозненные данные: датчики обеспечивают работу станка, но данные остаются в пределах этого же станка. В такой ситуации важна «открытость» оборудования, чтобы доступ к цифровым данным был беспрепятственным.

На втором этапе идет оценка данных на достоверность и состоятельность, исключение случайной составляющей, а также фильтрация и прореживание данных.

На третьем этапе начинается анализ данных, а именно: многофакторный анализ и кластеризация обработанных данных, построение математических моделей, экспертный анализ.

На завершающем четвертом этапе происходит выбор модели прогнозирования, получение прогноза, оптимизация существующих стратегий.

При внедрении мы получаем список оборудования, список выявленных дефектов, оценку степени критичности данных дефектов и прогнозную оценку безаварийной работы агрегата.

Каждый этап имеет свои особенности и подходы к реализации, выходящие за рамки данной публикации, однако, как ни парадоксально, в подавляющем большинстве случаев основные трудности возникают уже в начале пути. Использование «неверных данных» или «несостоятельной выборки» может привести к полной остановке проекта либо низкому качеству получаемых прогнозных моделей. И тот и другой варианты развития событий чреваты не только потерями значительных инвестиций, но и формированием негативного отношения к самой идее цифровизации, что в среднесрочной перспективе грозит существенным технологическим отставанием. Поэтому первостепенной задачей, предшествующей внедрению любых видов предиктивного анализа, является выбор данных, необходимых для построения состоятельных предиктивных моделей.

Сложность заключается в том, что все указанные системы оперируют сводными показателями или усредненными значениями – это общий уровень вибрации, усредненная сила тока, значение температуры в единичной точке и прочее. Наиболее важная информация о состоянии оборудования и дефектах его узлов содержится именно в гигабайтах и терабайтах динамических данных (формах сигналов, спектрах вибрации и тока, термограммах и прочее), которые хранятся в памяти специализированных переносных или стационарных диагностических приборов и программных комплексов, а в данных системах отсутствуют.

Общепринятая практика показывает, что для построения состоятельных предиктивных моделей, описывающих поведение большинства видов динамического оборудования, требуется совместный анализ следующей информации, сгруппированной по источникам:

1. АСУ ТП: сведения о технологическом процессе и текущих режимах работы – мгновенные дискретные значения вибрации, частоты вращения, температуры, тока, давления и прочее.

2. Мобильный ТОиР: результаты визуального контроля, дискретные значения вибрации и температуры, получаемые в ходе ежесменных инспекций технологическим или оперативным персоналом.

3. Переносные диагностические приборы: результаты периодических измерений различных динамических данных (сигналов и спектров вибрации, термограмм, карт УЗК и пр.) силами диагностических служб или цехового персонала.

4. Стационарные диагностические системы: результаты постоянных измерений различных динамических данных (сигналов и спектров вибрации и пр.) наиболее ответственного и критичного оборудования в режиме реального времени.

5. Модули ТОиР (общезаводские и цеховые): сведения о проводимых технических обслуживаниях и ремонтах, входном контроле, балансировках, центровках.

Перспективы развития в области исследования и разработки эффективных буровых растворов при проводке скважин в разрезах, представленных неустойчивыми глинистыми породами

Цуканова А. Н., Уляшева Н. М., Штоль И. Р.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Современный мировой нефтегазовый сектор является, практически, ключевой составляющей экономического влияния на все сферы жизни человечества. Уникальность географического положения России определяет ее лидирующее место по объему запасов газа и нефти. Учитывая сложность международных условий экономического взаимодействия, развитие нефтегазового сектора становится важнейшим вектором эффективной экономической модели.

Процесс проводки скважин требует значительных капитальных вложений, при этом, львиная доля расходов (по ряду источников, до 25%) приходится на непроизводительное время, связанное с ликвидацией осложнений геологического характера. Основной причиной возникновения и усиления осложнений обусловлено ошибками технологического характера, в частности, нерационального подбора оптимальных промывочных систем, без учета нюансов горно-геологических условий бурения, в том числе, осложненных. Под осложненными горно-геологическими условиями бурения подразумеваются разрезы, представленные глинистыми породами различного строения и состава, например, пластичные и хрупкие. Высокие коэффициенты гидратации, приводящие к нарушению устойчивости ствола скважины, его сужению, и, как следствие, возникновению различного рода прихватов, аварий с инструментом, оказывает колоссальное влияние на технико-экономические параметры бурения, увеличивая на порядок экономические расходы буровых подрядчиков. Именно по этой причине эффективность бурового раствора в таких условиях напрямую зависит от компонентного состава и легкой технологии регулирования его свойств.

Глинистые породы относятся к классу полиминеральных образований, представленных минералами класса силикатов, образованных под действием таких геохимических процессов, как физико-химическое выветривание, гидротермальные превращения и переосаждение.

Основные свойства, характеризующие данные породы, определяются присутствием глинистых минералов, относящихся к слоистым и слоисто-ленточным силикатам алюминия, железа и магния. Схематичное изображение глинистых минералов, на примере каолинита и монтмориллонита представлено на рисунке 1. При этом для таких частиц характерна пластинчатая форма, реже трубчатая и волокнистая [1].

История развития научных представлений о совершенствовании технологии проводки скважин в условиях неустойчивых глинистых отложений связана с такими именами, как Ангелопуло О.К., Грей Д.Р., Городнов В.Д., Дарли Г., Новиков В.С., Овчаренко В.Д., Жигач К.Ф., Киселев А.И., Кистер Э.Г., Липкес М.И., Ребиндер П.А., Ахмадиев Р. Г., Уляшева Н. М. и другими исследователями. Изучение природы осложнений, связанных с дестабилизацией глинистых пород, включает физико-химические методы их предупреждения. В частности, использование в составе раствора реагентов-ингибиторов, способных предотвращать гидратацию высококоллоидальных глинистых пород. Ингибирующие буровые растворы на их основе, достаточно успешно применяются, но тем не менее, в ряде случаев, не обеспечивают необходимой эффективности. Поэтому актуальность научных изысканий в области разработки систем буровых растворов с использованием реагентов, гарантирующих сохранность ствола скважины в устойчивом состоянии, неоспорима. Аналитический обзор применяемых буровых растворов для бурения скважин в интервалах неустойчивых глинистых пород показал, что наиболее широкое применение получили ингибирующие системы, такие как хлоркальциевые, гипсовые, силикатные, кальциевые буровые растворы. Применение данных систем на месторождениях Среднего и Нижнего Поволжья позволило уменьшить время на промывку и проработку скважин, благодаря снижению обвалообразований, осыпей, сужений ствола и кавернообразования [2].

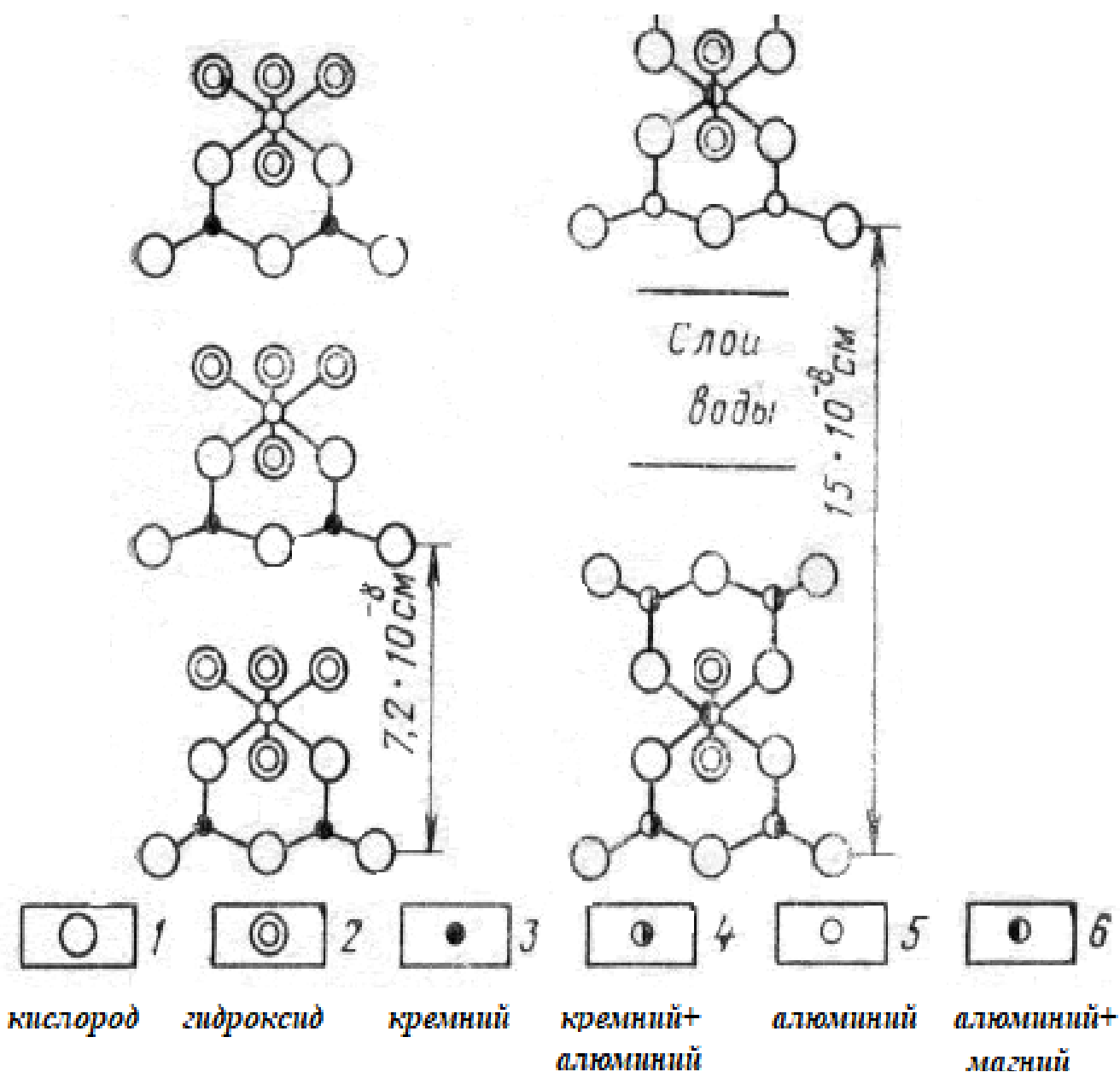


Рисунок 1 – схематическое изображение структуры каолинита и монтмориллонита.

При применении ингибированных систем стабилизация неустойчивых глин в разрезе обеспечивается процессом, связанным с сорбированием ингибирующих компонентов на частицах глин, модифицирующих ее поверхность, что приводит к коагуляции уже ранее увлажненных агрегатов частиц. В момент проникновения фильтрата вглубь породы происходит ее увлажнение, с одномоментным образованием конденсационно-кристаллизационных и коагуляционно-конденсационных структур, повышающих связанность глинистых частиц и агрегатов, с дальнейшим предупреждением их набухания и разупрочнения. Обеспечение осмотического равновесия промывочная жидкость - гидратные слои глинистых частиц, снижает уровень гидратации. Таким образом, мультикомпонентные растворы, включающие в себя комбинации полимеров различной природы, обладая широким спектром характеристик, обеспечивающих эффективную работу промывочной жидкости как на забое, так и в пристволенной зоне (оптимальное коркообразование, сохранность коллекторских свойств пласта и т.д.) гарантируют сохранность ствола скважины.

Для системного, комплексного решения проблематики стабилизации неустойчивых глинистых отложений требуется проведение экспериментальных исследований в области влияния различных добавок на технологические свойства систем буровых растворов. Как правило, исследования проводятся по следующей методике: из исследуемых (керна или комовая глина) глинистых пород изготавливаются пробники-образцы, путем предварительного требуемого увлажнения, дальнейшего прессования (с плавным набором давления до 40-45 МПа) и парафинизацией торцевых частей полученных образцов. После чего образцы погружают в различные среды, имитирующие контактную среду – буровой раствор, на определенный период времени (обычно 4 часа), а затем оценивают влажность образца, скорость увлажнения и показатель увлажнения. Расчетные формулы для данной методики следующие:

n – показатель увлажняющей способности, в зависимости от коэффициента коллоидальности k глинистых пород

$$n = (Vt/\tau) * (k - 0,85), \quad (1)$$

где Vt – текущая скорость увлажнения, % /час; τ – время выдерживания образца в буровом растворе, час.

W – влажность глинистой породы

$$W = 33,3 * k, \quad (2)$$

где k – предварительно увлажненный глинопорошок.
скорость увлажнения Vt

$$Vt = [(W_k - W)100]/W, \quad (3)$$

По наименьшему показателю увлажнения определяется состав раствора для конкретных условий бурения [3].

Анализ научно-исследовательских и экспериментальных исследований по взаимодействию компонентов буровых растворов с образцами неустойчивых глинистых пород направленных на изучение физико-химического взаимодействия глинистых пород с буровыми растворами, в том числе, изучение роли адсорбционных, диффузионных и осмотических сил, зависимость интенсивности диффузионно-осмотического массопереноса от степени увлажнения глинистых пород [4], несмотря на обширную базу проведенных исследований, выявил что проблема стабилизации остается не решенной. Учитывая специфику геологического строения крупнейших месторождений России и тот факт, что большая часть объемов эксплуатационного бурения представлена наклонным и горизонтальным способами бурения - устойчивость глинистых отложений остается одной из актуальнейших проблем.

Библиографический список:

1. Кузнецов В. Г. Глинистые породы. Состав, строение, происхождение, методы исследования [Электронный ресурс]: Электронная нефтегазовая библиотека РГУ им. И. М. Губкина. URL: <https://elibrary.gubkin.ru/content/16821> (дата обращения: 13.01.2024).
2. Чудинова И. В. Обоснование и разработка составов полимерных промывочных жидкостей для бурения разведочных скважин в неустойчивых глинистых породах. [Текст] : автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.14 / Чудинова Инна Владимировна ; ФГБОУ ВО “Санкт-Петербургский горный университет”. - СПб., 2020. - 20 с : ил. - Библиогр. : с.3-12.
3. Уляшева, Н.М. Технология буровых жидкостей [Текст]: учеб. пособие; в 2 ч.; ч. 1 / Н.М. Уляшева. – Ухта: УГТУ, 2008. – 164 с., ил.
4. Ивенина, И.В. Повышение эффективности ингибирования глинистых пород путем управления минерализацией буровых растворов: Текст: автореферат дис. канд. техн. наук: 25.00.15 / И.В. Ивенина. Ухта. - 2011. - 24 с.

Оптимизация дизайна конструкции скважин для предупреждения и ликвидации поглощений при бурении трапповой интрузии

Рожкова Д. С.

Тюменский индустриальный университет, г. Тюмень, Россия

Одна из крупнейших трапповых провинций расположена на Восточно-Сибирской платформе в Российской Федерации, ее зоны, представлены интервалами долеритов и, как правило, имеют аномально низкие пластовые давления и естественные трещины. Призабойная область скважины превращается в непористую породу, поскольку частицы нового бурового раствора имеют тенденцию блокировать поровое пространство. Теория пороупругости указывает на то, что давление разрыва увеличивается за счет уменьшения разницы между давлением бурового раствора и поровым давлением непосредственно за скважиной, которое для непористой породы равно нулю. Из-за этого засора возможно повышение прочности призабойной породы. Этот упрочняющий эффект увеличивает давление разрыва. Следовательно, бурение данных ловушек, связано с поглощениями промывочной жидкости вплоть до катастрофических, иногда с полной потерей циркуляции, и как следствие вероятны низкая скорость бурения, высокая степень износа долота и проч. осложнения [1].

Способ решения этой проблемы – комплексный подход с использованием всех технологий и технических средств. Рассмотрим методы, применяемые с целью оптимизации сроков и технологий строительства скважин на данном месторождении.

Текущая конструкция скважины была оптимизирована путем регулировки глубины башмака обсадной колонны на 245 мм, чтобы обеспечить дополнительную механическую изоляцию интервала трапповых интрузий [2].

Таким образом, альтернативный вариант конструкции скважины влечет за собой значительный потенциал для решения геологических проблем, которые не связаны с технологией.

Осинский горизонт содержит углеводороды и требует установки противовыбросового устройства в качестве дополнительного барьера перед бурением данного интервала. Для обеспечения надежности цементирования обсадной колонны диаметром 245 мм планируется двухэтапное цементирование с использованием ступенчатого цементирующего воротника.

К основным преимуществам этого решения можно отнести:

- разделение двух несовместимых интервалов бурения: трапповых интрузий и осинского горизонта [3];
- сокращение непроизводительного времени из-за потерь в интервале включений траппов (до семи дней);
- снижение затрат на скважину за счет снижения расхода цемента и бурового раствора;
- снижение гидростатического давления на пласт, представленный траппами, при высоких уровнях подъема цемента;
- уменьшение интервала цементирования обсадной колонны на 178 мм [4].

Основной недостаток: повышенная стоимость из-за удлинения обсадной колонны 245 мм и использование ступенчатого цементирования.

По вертикали скважины за 20 метров до вскрытия траппов до глубинной отметки 940 метров спускается кондуктор с наружным диаметром 245 мм, который перекрывает зону многолетнемерзлых пород, параллельно устанавливается противовыбросовое оборудование, данная конструкция обеспечивает надежность крепления скважины, ее устойчивость в интервале ММП, и как следствие помогает предотвратить растепление и последующее осыпание пород. Башмак кондуктора устанавливается в плотную часть (доломиты) чарской свиты.

Далее происходит цементирование обсадной колонны с подъемом цементной смеси до устья. Цементирование осуществляется двумя порциями тампонажного раствора. Первая порция – облегченный тампонажный раствор с плотностью 1440 кг/м^3 на основе тампонажного бездобавочного портландцемента класса G с высокой сульфатостойкостью. Вторая порция – тампонажный раствор плотностью 1870 кг/м^3 с тем же базовым цементом. Проектное решение по выбору глубины спуска башмака кондуктора и способу цементирования соответствует п.317 ПБ НПП [5] и п. 14.19.4 РД 39-00147001-767-2000 «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» [6].

Эксплуатационная колонна диаметром 178 мм спускается на глубину для перекрытия соленосных отложений и возможных зон поглощения (отмечены катастрофические поглощения промывочной жидкости, сложный геологический разрез, в том числе интрузии, представленные долеритами), а также последующего вскрытия продуктивного горизонта с использованием облегченного бурового раствора. Цементируется скважина двумя порциями, аналогично верхнему интервалу, с поднятием цемента до устья скважины. Первая порция – облегченный тампонажный раствор плотностью 1500 кг/м^3 на основе ПЦТ-I-G-СС-1. Вторая порция – тампонажный раствор плотностью 1870 кг/м^3 .

По результатам бурения двух скважин на опытной площадке в 2021 году, по сравнению с тремя скважинами, пробуренными в 2020 году, можно наблюдать следующую динамику:

- интервал бурения технической обсадной колонны сокращен на восемь дней;
- время бурения интервала между эксплуатационными колоннами сократилось на 2,6 дня, в то время как глубина эксплуатационного интервала обсадных колонн увеличилась на 230 м.

Поглощения промывочной жидкости в рассматриваемых районах зачастую масштабны, порой с полной потерей циркуляции. Учитывая физико-механические свойства разбуриваемых пород, в частности их повышенную прочность скорость проходки в данном интервале составляет от 0,3 до 3 м/ч. Анализ производственных данных бурения обнаружил связь между возникновением поглощений и соответственно, расположением ловушек в поперечном сечении. Более глубокие промежутки между расположенными ловушками зачастую приводят к более высоким потерям промывочной жидкости.

Как правило, к типам пластов, склонных к потере отдачи, относятся кавернозные, естественные или искусственные трещины, рыхлые пески, высокопроницаемые и сильно истощенные плотные опоки. Обычно с разной степенью успеха используются хорошо известные методы борьбы с потерей циркуляции, такие как закупоривание, гелеобразование и цементирование. Эти средства иногда могут усложнить проблемы, связанные с упущенной выгодой. Попытки устранить потерю циркуляции могут быть трудными и дорогостоящими, особенно если принять во внимание связанное с этим непроизводительное время. На рисунке 2 представлено непроизводительное время при бурении скважины.

Описанные выше предположения позволят существенно сократить сроки строительства скважин, а также снизить количество непроизводительного времени в интервале включений траппов (до семи-восьми дней).

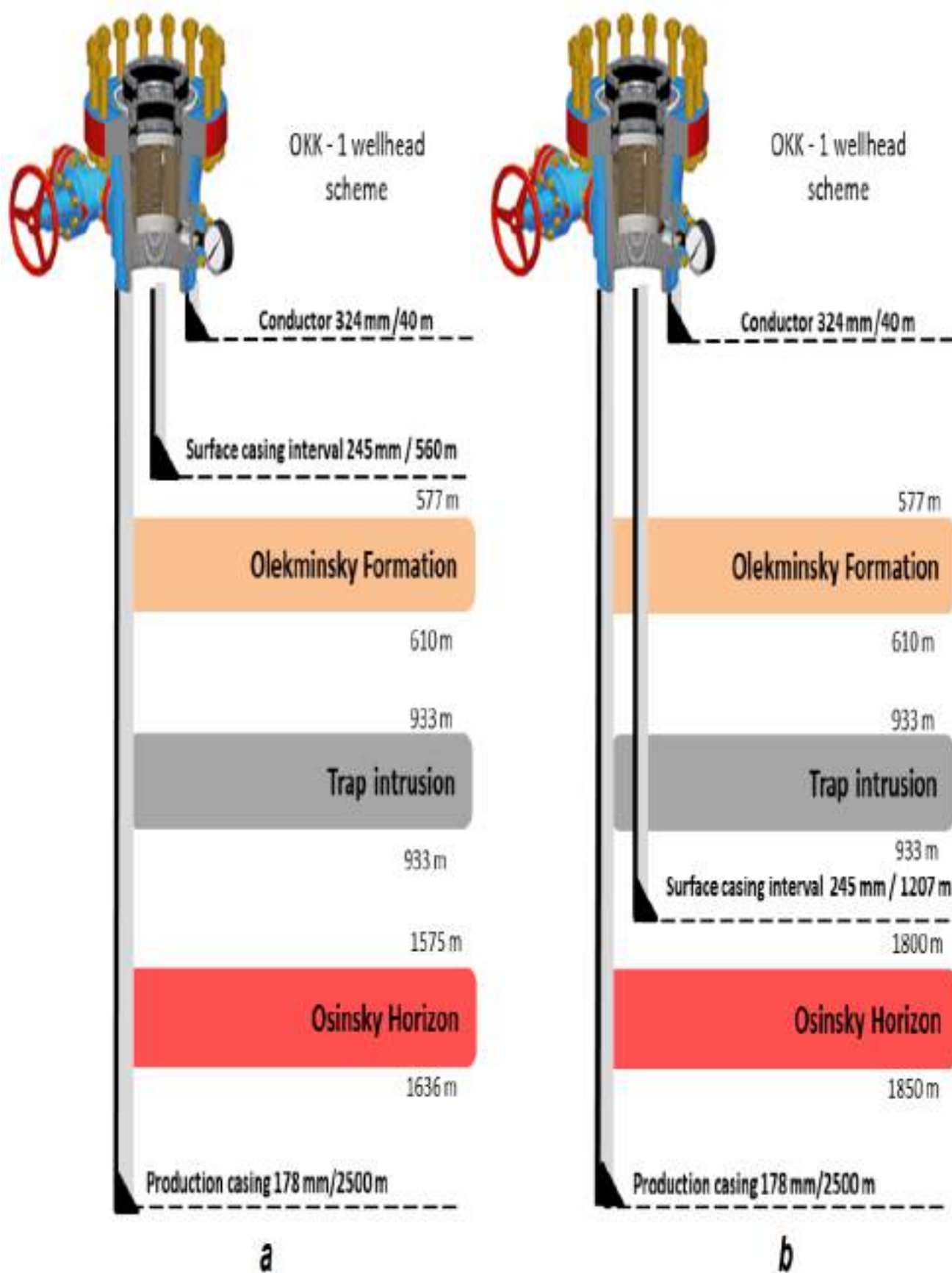


Рисунок 1 – Сравнение двух конструкций, применяемых на месторождении.

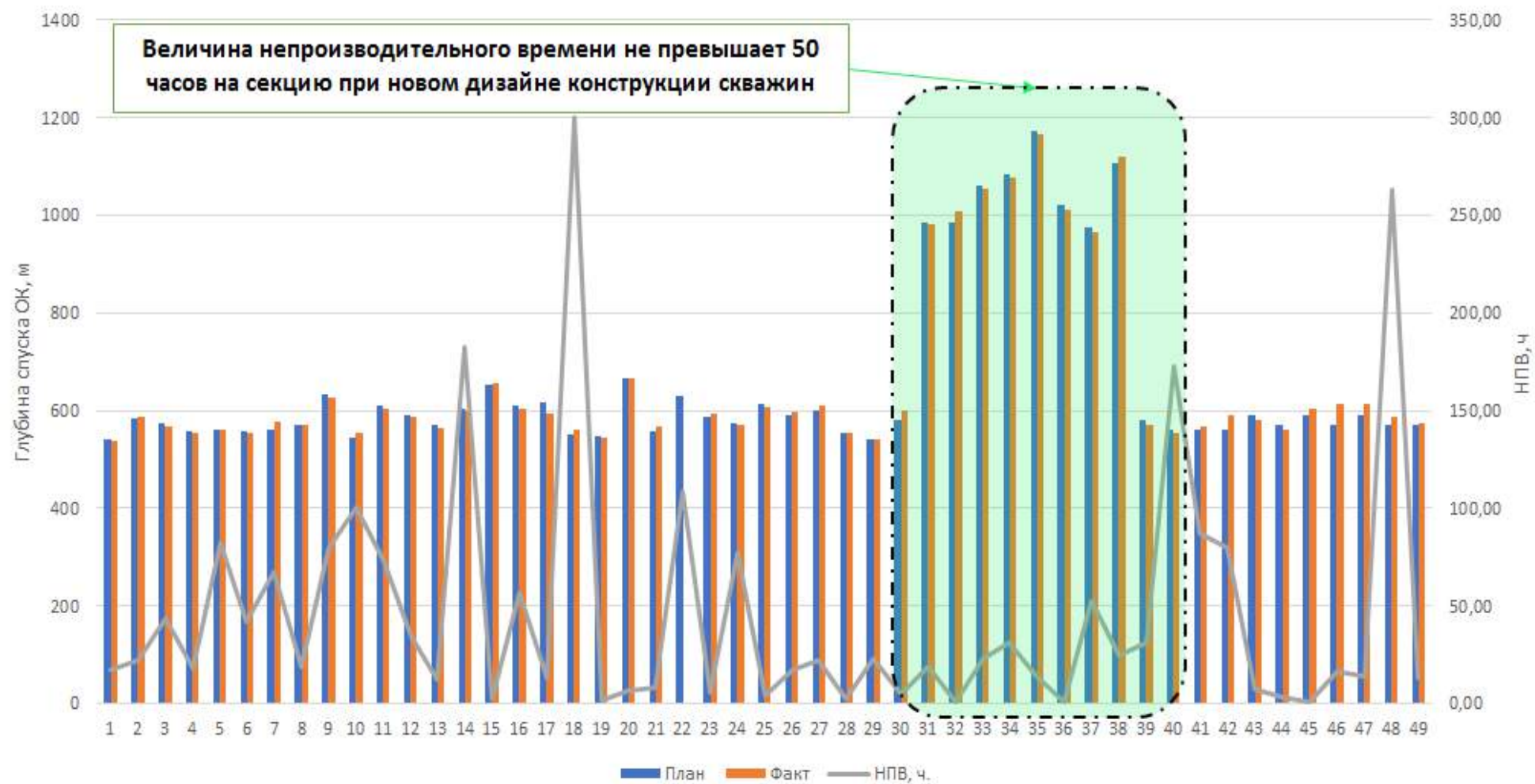


Рисунок 2 – Распределение НПВ в зависимости от глубины посадки башмака ОК-245.

Библиографический список:

1. Тузов Е. В., Кутузова Т. Ю. Технологические решения в бурении трапповой интрузии на Среднеботуобинском нефтегазоконденсатном месторождении (Восточная Сибирь). – Текст : электронный // Науки о Земле и недропользование, 2021. - 44(3). – С. 261-270. <https://doi.org/10.21285/2686-9993-2021-44-3-261-270>.
2. Мартынов Н. Н., Заливин В. Г. Технология ликвидации поглощений бурового раствора при бурении в интервалах трапповых интрузий. – Текст : электронный // Известия Сибирского отделения Секции наук о Земле Российской академии естественных наук. Геология, разведка и разработка месторождений полезных ископаемых, 2018. - 41(4). – С. 107–117. DOI: 10.21285/2541-9455-2018-41-4-107-117.
3. Тузов Е. В., Вахромеев А. Г. Обоснование альтернативной конструкции скважин (на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения) .- Текст : непосредственный // Вестник Северо-Восточного научного центра ДВО РАН, 2022. - № 1. - С. 61–65.
4. Томский К. О. Определение оптимального расположения многозабойной скважины FISHBONE с учетом особенностей среднеботуобинского нгкм при помощи гидродинамического моделирования. – Текст : электронный // К.О. Томский, М.С. Иванова, Н.С. Ощепков и др. // Журнал «Математические заметки СВФУ». - 2023. № 4 29. - 95-112. - <https://mzsvfu.ru/index.php/mz/article/view/422> (дата обращения: 11.01.2024). doi: 10.25587/SVFU.2023.68.12.008.
5. ФНиППБ "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности": Утв. приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020. - № 534: М., 2020. – 314 с. – Текст: непосредственный.
6. РД 39-00147001-767-2000 «Инструкция по креплению нефтяных и газовых скважин» / Вводится взамен Инструкции по креплению нефтяных и газовых скважин. - Москва - Краснодар (ВНИИКРнефть), 1975. – 99 с. – Текст : непосредственный.

УДК: 622.24

Особенности процесса выноса шлама из наклонных и горизонтальных скважин

Ширинов М. М., Омарова А. Ш.

*Азербайджанской государственной университет нефти и промышленности,
г.Баку, Азербайджан*

Бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин всегда сопровождается проблемами очистки горизонтальной и наклонной части интервалов ствола скважины.

Известные подходы, такие как применение бурового раствора с высокой вязкостью, увеличение скорости вращения бурильного инструмента, высокая производительность буровых насосов, частые спуско-подъемные операции могут помочь в решении проблемы.

Однако, в длинных интервалах необсаженного ствола очистка должна быть более эффективной, иначе можно столкнуться с множеством проблем.

Рассматриваемый в статье технико-технологический подход позволит эффективной очистки стволов наклонно-направленных и горизонтальных скважин со сверхбольшими отклонениями от вертикали в сложных геологических условиях.

К наиболее важным вопросам практики строительства наклонно-направленных и горизонтальных скважин относится проблема эффективного транспортирования из скважины частиц выбуренной породы. Качественная транспортировка частиц выбуренной породы на поверхность является важным фактором при бурении скважин с горизонтальным окончанием. [1].

Неэффективная очистка скважины от выбуренной породы приводит к накоплению частицы в стволе, служит причиной серьезных проблем, ликвидация которых потребуют больших затрат [2].

Одной из наиболее распространенных проблем, является механический прихват бурильной колонны связаны с проблемой очистки ствола (примерно- 30% всех прихватов в вертикальных скважинах, более 80% в скважинах с большим зенитным углом).

Бурение при неполном выносе шлама приводит к образованию шламовых подушек, которые при подъеме бурильной колонны перемещаются вместе с более «широкой» частью КНБК.

В результате чего происходит закупоривание затрубного пространства, которые могут привести к прихвату бурильной колонны [3].

Эффективность выноса шлама с ростом длины ствола скважины определяется многими факторами, качество очистки ствола скважин зависит от суммарного эффекта технико-технологических параметров, используемого оборудования и от гидравлических показателей промывки скважин (реология бурового раствора, потери давления в различных участках циркуляционной системы, форма течения и т д).

Эффективность транспорта шлама в наклонном и горизонтальном стволе ламинарным потоком повышается при вращении бурильной колонны.

При турбулентном режиме потока промывки скважины, вращение бурильной колонны практически не влияет на эффективность транспорта

В настоящее время выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить очистку ствола скважины от шлама.

Компании «Hulliburton» «Paradigm Oilfield Services», «Vam Drilling», поставляют специальные бурильные трубы с улучшенными гидравлическими характеристиками (рис.1).

Опыт применения данных труб показал, что устройства целесообразно применять на участках с большим зенитным углом ствола скважины (30-65°) и при значительных образованиях «шламовых подушек». Усовершенствованные бурильные трубы устанавливается вместо обычных толстостенных бурильных труб (ТБТ) и позволяют снизить крутящий момент и касательные напряжения.



Рисунок 1 - Усовершенствованные бурильные трубы с улучшенными характеристиками.

Выполненные на базе ТБТ усовершенствованные бурильные трубы с лопастными элементами представляются достаточно надежными для удаления шламовых подушек и поднятия шлама в область повышенных скоростей циркуляции.

В тоже время возникает вопрос об эффективности их работы в случае отсутствия вращения бурильной колонны, например, при работе с гидравлическими забойными двигателями (ГЗД).

По результатам проведенного анализа имеющихся способов, позволяющих повысить качество очистки ствола скважины, нами определены технические параметры специального устройства – вращающегося турбулизатора - которое бы позволяло поддерживать высокий уровень очистки скважины в отсутствии вращения бурильной колонны, и создавало бы более благоприятные условия для беспрепятственной транспортировки шлама на поверхность

В основе работы устройства лежит принцип течения Куэтта.

Рассмотрим его по подробнее. Представим две пластины: например наружную поверхность трубы, вращающуюся с некоторой скоростью U , и неподвижную поверхность стенки скважины. Жидкость между двумя пластинками приходит в движение (рис.2).

На рис. 2 приведена схема однородного вязкого течения слоя жидкости высотой h , заключенного между двумя твердыми параллельными стенками, на которых нижняя неподвижна, а верхняя движется с постоянной скоростью u ;

Движение жидкости между двумя пластинами описывается уравнением:

$$\frac{1}{\mu} \frac{dp}{dx} = \frac{d^2 V}{dy^2}$$

где, x – продольная координата, y – поперечная координата, p – давление, μ – вязкость, V – скорость жидкости

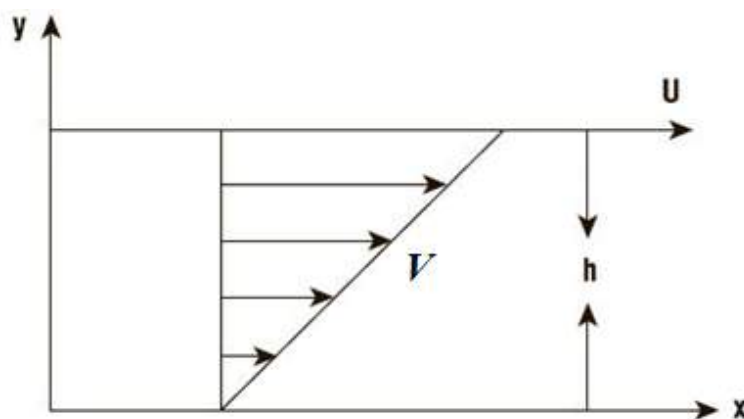


Рисунок 2 - Профиль скоростей течения жидкости между двумя пластинками.

Интегрирование уравнения при граничных условиях: при $y = 0$, $V = 0$, и при $y = h$, $V = U$, получаем значения скорости:

$$V = \frac{y}{h} U - \frac{h^2}{2\mu} \frac{dp}{dx} \frac{y}{h} \left(1 - \frac{y}{h}\right)$$

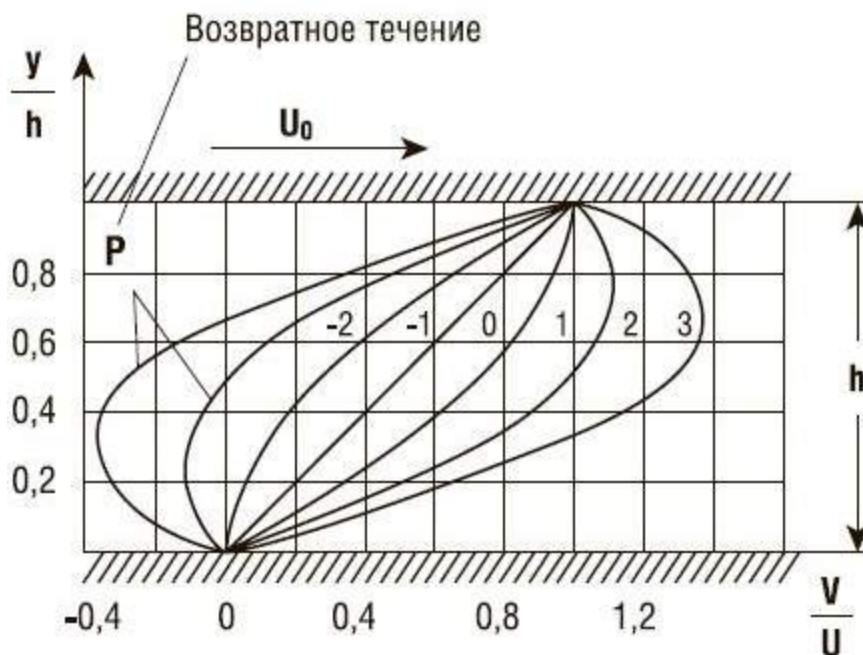


Рисунок 3 - Профиль скоростей течения жидкости между двумя пластинами.

В отсутствия перепада давления получается линейное распределение скоростей:

$$V = \frac{y}{h} U$$

Течение с таким распределением скоростей называют простым течением Куэтта.

При наличии перепада давлений происходит простое течение Куэтта или течения в канале. Форма кривой распределения скоростей определяется безразмерным градиентом давления при течении Куэтта

$$P = \frac{h^2}{2\mu U} \left(-\frac{dp}{dx} \right)$$

При $p > 0$, то есть при падении давления в направлении движения верхней стенки, скорость положительна по всей ширине канала.

При $p < 0$ в некоторой части поперечного сечения возможны отрицательные скорости, то есть возможно возвратное течение (рис.3)

Таким образом, вращающийся усовершенствованные бурильные трубы с рабочими лопастями позволяет воздействовать на поток за счет более высоких скоростей вращения, по сравнению с вращением бурильной колонны.

Основным положительным эффектом, можно достичь используя предлагаемое устройство – удаление шламовых подушек, которые образуются в скважине при возрастании зенитного угла наклона.

Вращающиеся лопасти смещают шлам и поднимают его верх, где беспрепятственно сможет дойти до поверхности.

Рассмотренные зависимости позволяют сделать вывод, что высокого качества очистки скважины от шлама будет являться наличие турбулентного потока в затрубном пространстве

Одним из немаловажных аспектов безаварийного бурения считается поддержание вращения усовершенствованных бурильных труб, тем самым снижая вероятность прихвата бурильной колонны [4].

Включение разработанного устройства, особенно в состав компоновок позволит обеспечить более надежные условия для транспортирования шлама.

Заключение

На основе проведенного анализа посвященных вопросам проблем очистки скважин от выбуренной породы можно сделать следующие выводы:

1. Совершенствование очистки скважины возможно за счет использования комплекса методов проектирования рецептуры бурового раствора.
2. Улучшение качества очистки скважины возможно путем механического воздействия на поток.
3. Вынос шлама на поверхность зависит от конструктивных показателей различных технических устройств и гидравлических показателей промывки.

Библиографический список:

1. Акбулатов Т.О., Хабибуллин И.А., Левинсон Л.М. Исследование процессов транспорта частиц шлама при промывке горизонтальных скважин // Повышение качества строительства скважин. Сборник научных трудов / УГНТУ; Международная научно-техническая конференция – Уфа: Монография, 2005. - 113-115 с.
2. Куликов В.В. Транспортирование шлама по стволу наклонной скважины // Ж. «Инженер-нефтяник» 2008. №3. – 18-19 с.
3. Горпинченко В.А., Дильмиев М.Р. Применение синтетического полимерного волокна для увеличения эффективности выноса шлама при бурении долотами PDC // Ж. «Бурение&Нефть», №6, 2010.
4. Хабибуллин И.А. Влияние вращения бурильной колонны на транспорт шлама в горизонтальном стволе скважины // Нефтегазовое дело.-2007, Т.5, №1.56-61.

Совершенствование конструкции шарошечного расширителя для бурения твердых и крепких пород при проходке скважин для нефтегазопроводов

Сериков Д. Ю.

Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) имени И. М. Губкина, г. Москва, Россия

При прокладке нефтегазопроводов нередко встает задача прохождения участков, требующих подземного размещения трубопровода [1]. К ним относятся различные водные преграды, горные массивы, строительные сооружения и т.д. Основным способом формирования таких переходов является наклонно-направленное бурение, включающее в себя несколько этапов: бурение пилотной наклонно-направленной (параболической) скважины, последующее ее расширение до требуемого диаметрального размера для размещения в ней трубопровода [2, 3]. Если бурение пилотной наклонно-направленной скважины параболического профиля осуществляются с помощью стандартных долот, используемых при бурении нефтяных и газовых скважин, то процесс расширения осуществляется с помощью специально разработанных шарошечных (или оснащенных другими видами породоразрушающих элементов) расширителей различных конструкций [4].

Так сложилось, что в нашей стране производству и совершенствованию данного вида бурового инструмента уделялось недостаточное внимание. И основные объёмы бурения, особенно под магистральные трубопроводы, осуществлялись с использованием иностранного оборудования и инструмента. На рисунке 1 представлен буровой снаряд для расширения наклонно-направленных скважин немецкой компании «HERRENKNECHT».

Он состоит из направляющего элемента, представляющего собой калибратор-центратор и шестишарошечного расширителя каркасного типа, оснащенного сменными одноконусными шарошками с твердосплавным зубчатым вооружением. Калибрующие конуса шарошек и периферийные поверхности корпуса, усилены твёрдосплавной наплавкой. Для очистки вооружения и забоя к каждому ряду венцов шарошек подводится буровой раствор, подающийся через гидромониторные насадки специальным образом ориентированными и зафиксированными в корпусе расширителя.

Данный снаряд безусловно обладает высокой работоспособностью и надежностью, однако его высокая стоимость, усугубленная санкционной политикой некоторых западных государств, делает использование его в наших условиях малоэффективным, с точки зрения экономической составляющей. В связи с этим многие отечественные предприятия, специализирующиеся на производстве бурового инструмента, стали проектировать и изготавливать свои собственные отечественные конструкции шарошечных расширителей, основанных на минимизации затрат на их изготовление. [4, 5]

Как правило в качестве основных породоразрушающих элементов эти конструкции включают в себя секции (лапа с шарошкой) стандартных шарошечных долот, шарошки которых имеют многоконусную геометрию, спроектированную специально для работы долота с образованием сплошного выпуклого забоя. Оснащение ими шарошечных расширителей, особенно большого диаметра (555 мм и более) приводит к значительному несоответствию геометрии их вооружения характеру и условиям разрушения породы кольцевых забоев больших диаметров. Особенно это критично при разбурировании твердых и крепких пород. Дело в том, что при разнесении секций (долота) на значительное расстояние от оси вращения инструмента, коренным образом меняется кинематика вращающихся шарошек. Возникает частичное проскальзывание зубьев вооружения отдельных венцов, в процессе перекачивания шарошек по кольцевому забою. Это существенно увеличивает абразивный износ зубчатого вооружения бурового инструмента. Именно по этой причине шарошки бурового снаряда компании «HERRENKNECHT» выполнены в виде одноконусной

конструкции, мгновенные оси вращения которых располагаются вдоль их нижних образующих (рисунок 1).

На рисунке 2 в двух ракурсах представлены фотографии разбуриваемого кольцевого забоя диаметров 555 мм в твердых породах сформированного буровым снарядом отечественного производства (рисунок 3.2), оснащённого секциями от долота П295,3ТЗ-ГНУ.

При расширении данной скважины до требуемого диаметра возникли значительные трудности, связанные с высокой твердостью и крепостью пород, обусловивших низкую скорость бурения и частые замены инструмента в связи с потерей его работоспособности. К наиболее характерным неисправностям можно отнести: заклинивание и слом шарошек, износ зубчатого вооружения периферийных венцов и калибрующих поверхностей.

Рассмотрим подробнее вероятные причины возникших в процессе бурения проблем. Первое на что нужно обратить внимание - это значительное количество заклинивших шарошек. Вероятно, это связано с тем, что использовались секции с маслonaполненными герметизированными опорами с подшипниками скольжения. Дело в том, что маслonaполненные герметизированные опоры, в особенности их уплотнительные элементы рассчитаны на использование в условиях низкооборотного бурения. При повышенных оборотах элементы уплотнений быстро изнашиваются, теряют герметичность и открывают доступ шламовой взвеси во внутреннюю полость подшипников скольжения, где зазоры в отличие от роликовых подшипников, минимальны. В связи с этим вероятность заклинивания опор скольжения при разгерметизации опоры значительно выше, чем у опор качения. Более того система подачи смазки из лубрикатора в данных условиях бурения практически не функционирует. Работа шарошек в расширителях сопровождается большими скоростями вращения, нежели в долотах, из секций которых они сделаны. Это связано с большим диаметром обрабатываемой шарошкой зоны забоя, а также с необходимостью увеличения скорости вращения инструмента с целью создания большей кинетической энергии удара зубьев вооружения о разрушаемую ими породу, с целью компенсации недостаточного осевого усилия на инструмент.

Так же анализ износа шарошечных расширителей после отработки свидетельствует о том, что данный инструмент работает в условиях сильного зашламления забоя. На это указывает целый ряд факторов: сильный износ армированных поверхностей направляющего аппарата, значительное число заклиненных шарошек с герметизированными маслonaполненными подшипниковыми узлами. Также обращает на себя внимание превалирующий износ зубчатого вооружения периферийных и калибрующих конусов шарошек, в то время как вершинные венцы изношены минимально. Это является очередным доказательством того, что геометрия вооружения шарошек не соответствует характеру и условиям разрушения породы при данном способе бурения. Выпукло вогнутый профиль образующих поверхностей многоконусных шарошек (рисунок 3), предназначенных для оснащения буровых долот для сплошного бурения, не подходит для эффективного использования их в шарошечных расширителях, в особенности при бурении параболических скважин. Смысл заключается в том, что при такой геометрии образующих шарошек основная нагрузка по разрушению породы перераспределяется на периферийные венцы шарошек, в то время как вершинные нагружаются значительно менее интенсивно.

Чтобы повысить эффективность работы расширителей данного типа при бурении твердых и крепких пород, необходимо внести некоторые коррективы в расположение секций основного (единственного) яруса расширителя. Нужно смешать секции через одну вперед и вовнутрь, то есть сделать двухъярусный расширитель (первый ярус – 4 секции, второй - 5), с таким расчетом, чтобы каждый из двух ярусов перекрывал (средними и периферийными венцами) половину кольцевого забоя делая его ступенчатым (рисунок 3.1). При этом величина смещения и соответственно уступа не должна превышать ширину калибрующих конусов используемых шарошек. Формирование ступенчатого забоя позволит зубьям

шарошек обоих ярусов более успешно скалывать породу в сторону свободного пространства, что значительно эффективнее, чем воздействовать на ее монолитный массив. В свою очередь, рассредоточение секций в рамках каждого из ярусов, позволит увеличить контактные давления зубьев вооружения всех шарошек на породу забоя, а также увеличит крутящее воздействие сил реакции забоя на шарошки, в особенности в нижней части скважины, тем самым снижая вероятность их заклинивания. Зубья шарошек, разрушающих забой в районах уступов, необходимо, по возможности ориентировать с таким расчетом, чтобы их режущие кромки (если рабочая головка выполнена в форме зубья) были ориентированы не вдоль образующей шарошек, а поперек. Это позволит вооружению более эффективно скалывать породу угловых участков забоя в направлении свободного пространства.

Применение предложенной конструктивной схемы шарошечного расширителя, обладающего большей разрушающей способностью зубчатого вооружения, позволит повысить проходку и скорость разбуривания кольцевых забоев параболических скважин большого диаметра, и тем самым снизить себестоимость проведения буровых работ.

Тем не менее данное техническое решение является лишь промежуточным этапом на пути по совершенствованию данного вида бурового инструмента, требующего более кардинальных технических и технологических решений, но в данных экономических условиях вынужденно постепенных и поэтапных. Так что на сегодняшний день стоит задача создания целой линейки шарошечных расширителей, не уступающих по своей работоспособности и надежности лучшим зарубежным образцам, полностью отечественного производства и по цене экономически привлекательной, как для отечественных, так и зарубежных сервисных компаний.



Рисунок 1 – Буровой снаряд немецкой компании «HERRENKNECHT».



Рисунок 2 – Фотографии двух ракурсов разбуриваемого кольцевого забоя диаметром 555 мм в твердых породах при расширении пилотной скважины.

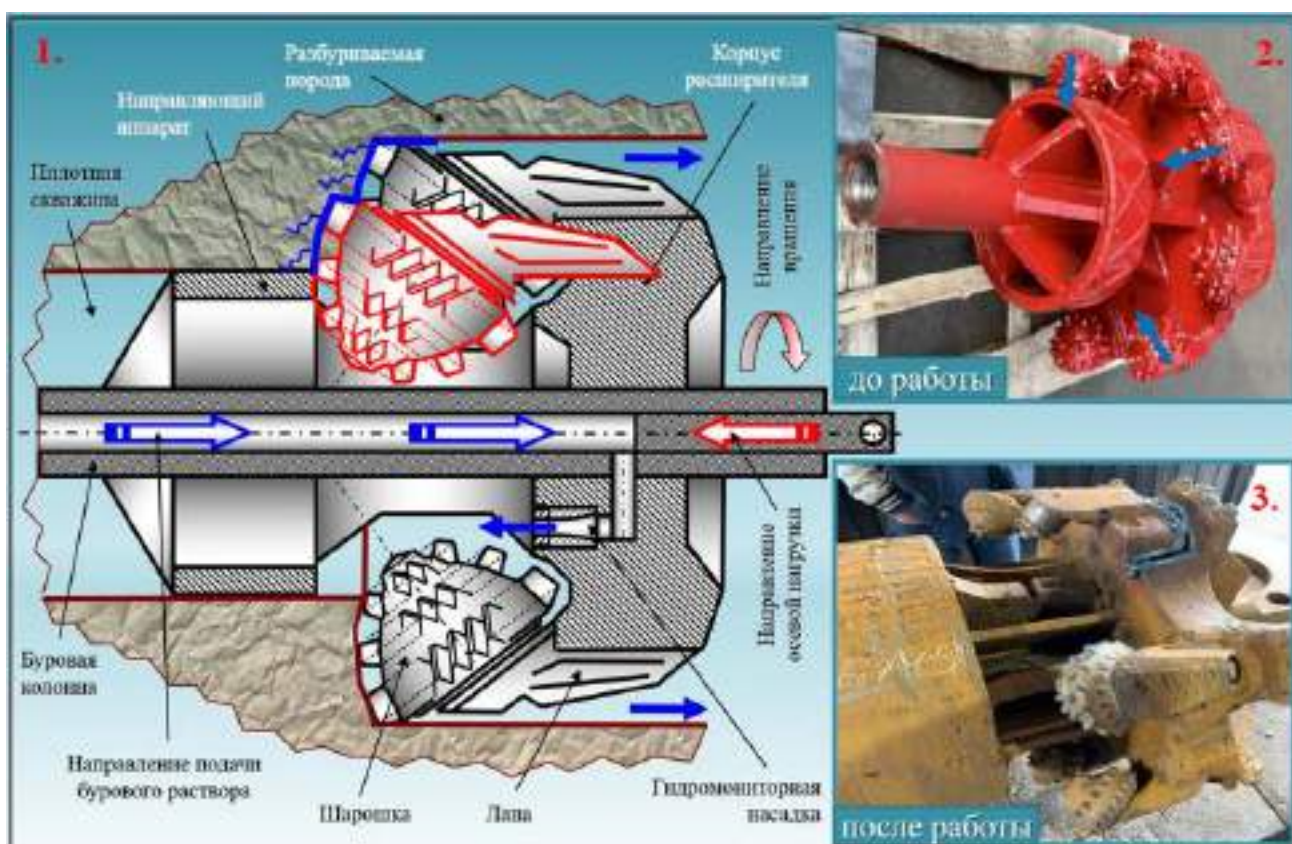


Рисунок 3 – Существующая отечественная конструкция шарошечного расширителя для проходки параболических скважин подземных переходов нефтегазопроводов.

Библиографический список:

1. Лурье М.В., Мастобаев Б.Н., Ревель-Муроз П.А., Сощенко А.Е. Проектирование и эксплуатация нефтепроводов. Учебник для нефтегазовых вузов. М.: Издательский дом Недра». 2019. 434С.
2. Технология сооружения газонефтепроводов / Ф. М. Мустафин, Л. И. Быков, Г. Г. Васильев [и др.]. Том 1. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2007. – 632 с.
3. Крапивский, Е. И. Физико–технические методы и средства диагностики оборудования при транспорте нефти и газа : учебное пособие / Е. И. Крапивский, М. Ю. Земенкова, Д. А. Борейко. – Тюмень : Тюменский индустриальный университет, 2020. – 229 с.
4. Борейко, Д. А. Исследование гидродинамических параметров работы калибратора-эжектора в составе бурового агрегата с использованием компьютерного моделирования / Д. А. Борейко // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 5(137). – С. 5-10.
5. Панин, Н. М. Совершенствование породоразрушающего инструмента для бурения с отбором керна / Н. М. Панин, Р. М. Богомоллов, Д. А. Борейко // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2020. – № 12(336). – С. 24-27.

УДК 622.276.5(470.111-25)

Анализ возможных причин нестабильности стенок скважины на Харьгинском месторождении

Политов Н. М., Хорошилов Р. А., Чубатюк К. С., Чеславский Я. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

В процессе строительства скважин на Харьгинском месторождении встречаются различного типа осложнения, такие как поглощения промывочной жидкости, нефтегазоводопроявления, дифференциальные прихваты, сальникообразование, желобообразование, нестабильность стенок скважины. Несмотря на то, что месторождение открыто в далеком 1970 году и, казалось бы, что изучено вдоль и поперек, в настоящее время с некоторым количеством осложнений не удастся справиться оперативно.

Достаточно серьезным и опасным осложнением, которое из скважины в скважину встречалось при бурении под обсадную колонну 245 мм, является нестабильность стенок скважины, представленное обвалами горных пород. Для предотвращения систематических осложнений, представленных обвалами стенок скважин, был проведен анализ возможных причин и составлены рекомендации, что представлено в данной работе.

Для проведения анализа изучена типовая конструкция исследуемых скважин на Харьгинском месторождении представлена в таблице 1

Таблица 1 – Типовая конструкция исследуемых скважин

Обсадная колонна	Плановая глубина спуска, м
Направление Ø 426 мм	30
Кондуктор Ø 324 мм	600
Эксплуатационная колонна Ø 245 мм	2398 (2291)
Хвостовик Ø 146 мм	1867(1800)-4096 (3860)

Литологическая характеристика разреза интервала бурения под ОК-245 мм представлена в таблице 2.

Основная проблематика состоит в том, что при достижении финального забоя под обсадную колонну 245 мм в процессе шаблонирования открытого ствола скважины фиксируются затяжки свыше собственного веса более 10%. Во время промывок отмечаются скачки давления при постоянной подачи буровых насосов, на виброситах выходит обвальный шлам, в основном представленный глиной аргиллитоподобной, алеровлитом размером 5-6 см,

реже глиной бурой, голубоватосерой, красной размером 6-8 см. Фото обвального шлама представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 – Фото обвального шлама.

Выделены следующие возможные причины обвального шлама:

- Некачественная очистка ствола скважины при бурении интервала под ОК-245 мм.
- Влияние нагнетального фонда скважин.

Некачественная очистка ствола скважины говорит о высоком содержании выбуренной породы. При шаблонировании открытого ствола скважины шламовая подушка нагребается, что приводит к сужению ствола и скачкам давления. Создание гидродинамических воздействий на стенки скважины могут спровоцировать обвалы горной породы.

Высокое содержание шлама в процессе бурения скважин с обвалами стенок подтверждается расчетами на финальный забой в ПО «Цифровая модель скважины», приведенных в таблице 3.

Как видно из таблицы 3 на четырех из пяти скважин, согласно результатов расчета, отмечено высокое содержание шлама в стволе скважины.

Причиной некачественной очистки ствола исследуемых скважин является следующее:

- Проведя анализ суточных рапортов подрядчика по буровым растворам были отмечены регулярные отклонения основных параметров бурового раствора. В таблице 4 приведены «пиковые» отклонения параметров промывочного агента на осложненных скважинах.

- Не соблюдение технологических решений. В процессе бурения игнорировалось прокачивание очищающих пачек, не соблюдались режимы проработки свежепробуренного интервала, отказывались от промежуточного шаблонирования ствола скважины. Все эти отступления от технологических решений негативно сказывались на очистке ствола скважины.

- Высокая механическая скорость в процессе бурения, анализ которой представлен на рисунке 2. В совокупности с недостаточной подачей буровых насосов еще более усугубляла ситуацию с очисткой скважины.

Как видно из таблицы 4 на двух из пяти скважин критически высокие показатели статического напряжения сдвига, что приводит к высоким пусковым давлениям, которые негативно сказываются на стабильности стенок скважины.

Таблица 2 – Литологическая характеристика разреза

Индекс стратиграф. подразделения	Интервал, м		Наименование ГП	% в инт-ле	Описание ГП
	от (верх)	до (инз)			
J ₂	600	729	Суглинок	50	Пески с редкими прослоями алевроитистых глин и алевролитов
			Песок	20	
			Глина	30	
J ₁	729	764	Глина	10	
			Алевролит	10	
			Песок	80	
T ₃ +2nm	764	974	Песчаник	60	Переслаивание полимиктовых песчаников, алевролитов и глин
			Глина	20	
			Алевролит	20	
T _{2an}	974	1109	Песчаник	60	
			Алевролит	20	
			Глина	20	
T _{1cb}	1109	1474	Песчаник	25	Переслаивание песчаников пестроцветных полимиктовых с прослоями глин и алевролитов
			Алевролит	40	
			Глина	35	
P _{2kz+t}	1474	1584	Глина	20	Песчаники полимиктовые сероцветные с прослоями глин и алевролитов
			Песчаник	50	
			Алевролит	30	
P _{2u}	1584	1779	Глина	5	Песчаники полимиктовые сероцветные с прослоями глин и алевролитов
			Песчаник	85	
			Алевролит	10	
P _{1k}	1779	1849	Аргиллит	75	Аргиллиты и алевролиты глинистые
			Алевролит	25	
P _{1ar+a+s}	1849	1969	Известняк	85	Известняки органогенные с прослоями глин
			Глина	15	
C ₃	1969	2011	Известняк	95	Известняки биоморфно-детритовые, органогенно-обломочные
			Аргиллит	5	
C _{1s2}	2011	2071	Известняк	95	Известняки биоморфно-детритовые, органогенно-обломочные с прослоями глин
			Глина	5	
C _{1s1}	2071	2121	Ангидрит	50	В верхней части Известняки биоморфно-детритовые, органогенно-обломочные с прослоями глин, в нижней части – ангидриты, чередование доломитов и известняков.
			Известняк	30	
			Доломит	20	
C _{1v}	2121	2291	Известняк	90	Известняки органогенно-обломочные, детритовые, в нижней части - глины
			Глина	10	

Таблица 3 – Результаты расчета зашламованности ствола скважины.

Осложненная скважина	Режимы бурения			Параметры раствора		Размер шлама, мм	Содержание шлама, %
	G, тонн	N, об/мин	Q, л/с	ДНС, фунт/100фт ²	ПВ, сПз		
1	18	80	55	10	38	10	5,1
2	16	80	53	20	40	12	16,8
3	12	80	45	20	26	12	19,2
4	18	60	55	14	29	13	4,8
5	15	65	55	21	35	11	8,7

Таблица 4 – «Пиковые» отклонения параметров бурового раствора.

Осложненная скважина	Плановые параметры БР/отклонения параметров БР					
	ДНС, фунт/100фт ²	СНС за 10с, фунт/100фт ²	СНС за 10м, фунт/100фт ²	ПВ, сПз	ЕС, В	НТНР, см ³ /30мин
1	20-35/6	10-20/6	15-30/12	≤40/51	>400/312	≤3,0/6,4
2	20-35/17	8-20/28	12-30/68	≤40/50	>400/350	-
3	-	-	-	-	>400/398	≤3,0/3,3
4	20-35/12	10-20/25	15-30/53	-	-	≤3,0/3,8
5	-	-	-	-	-	-

На трех из пяти скважин занижен показатель динамического напряжения сдвига, из-за чего вынос шлама из скважины ухудшается.

На трех из пяти скважин заниженный показатель электростабильности бурового раствора говорит о нестабильности эмульсии, что может привести к нестабильности стенок скважины.

На двух из пяти скважин завышенный показатель пластической вязкости ограничивает максимальную подачу буровых насосов, негативно сказываясь на очистке ствола скважины.

Как можно заметить из графика, на всех скважинах отмечено превышение проектной рекомендуемой механической скорости бурения в первые дни бурения интервала, что соответствует верхнему интервалу бурению под ОК-245 мм, предположительно откуда и обваливалась горная порода.

Второй возможной причиной нестабильности стенок скважин является возможное влияние нагнетательного фонда скважин. Для установления зависимости влияния нагнетательного фонда скважин проанализированы все скважины Харьгинского месторождения, пробуренные в 2023 году на наличие признаков обвального шлама. В таблице 5 приведены результаты анализа.

Для более объективного анализа был произведен расчет очистки ствола всех исследуемых скважин с помощью ПО «Цифровая модель скважины» на момент достижения финального забоя под ОК-245 мм. На рисунке 3 приведена гистограмма со сводными результатами расчетов по всем скважинам.

Исходя из полученных результатов можно заметить, что на скважинах №7-11 отмечено высокое содержание шлама, а также отклонения параметров БР, но на этих скважинах не было зафиксировано наличие обвального шлама. Шаблонирование открытого ствола скважины прошло штатно, без осложнений.

На всех скважинах, кроме №9-11, согласно схем размещения скважин на карте разработки месторождения, возможно влияния нагнетательных скважин. При этом на скважинах

№6-8 не отмечено наличие обвального шлама. Это может объяснять тем, что заблаговременно до бурения скважины №6 были отключены нагнетательные скважины, которые могли негативно сказываться в процессе бурения.

Таблица 5 – Пробуренные скважины Харьгинского месторождения за 2023 год

№ скважины	Тип БР	Отклонения БР (план/факт)	Мех. скорость, м/ч	Наличие обвального шлама	Возможное влияние нагнетательных скважин
1	РУО	ДНС: 20-35/6	4-57	+	+
		СНС за 10с: 10-20/6			
		СНС за 10м: 15-30/12			
		ПВ: ≤40/51			
		ES: >400/312			
		НТНР: ≤3,0/6,4			
2	РУО	ДНС: 20-35/17	26-79	+	+
		СНС за 10с: 8-20/28			
2*	РУО	СНС за 10м: 15-30/68	26-79	+	+
		ПВ: ≤40/50			
		ES: >400/350			
3	РУО	ES: >400/398	7-81	+	+
		НТНР: ≤3,0/3,3			
4	РУО	ДНС: 20-35/12	5-53	+	+
		СНС за 10с: 10-20/25			
		СНС за 10м: 15-30/53			
		НТНР: ≤3,0/3,8			
5	РУО	-	8-54	+	+
6	РУО	ПВ: ≤40/42	16-59	-	+
		ДНС: 14-35/6			
		ES: >400/350			
		СНС за 10м: 15-30/38			
7	РУО	СНС за 10с: 8-20/25	12-77	-	+
		СНС за 10м: 15-30/35			
8	РУО	СНС за 10с: 8-20/29	11-57	-	+
		СНС за 10м: 15-35/39			
9	РУО	СНС за 10с: 8-20/29	16-53	-	-
10	РУО	СНС за 10с: 10-20/25	13-57	-	-
11	РУО	СНС за 10с: 10-20/22	8-68	-	-

* - осложненные скважины

Также стоит отметить, что плотность бурового раствора на осложненных скважинах №1-5 была в диапазоне $1,30 \pm 0,03$ г/см³. На скважинах №6-11 плотность бурового раствора была в диапазоне $1,36 \pm 0,03$ г/см³. Увеличение плотности промывочной жидкости могло положительно сказаться на стабильности стенок скважины за счет большей репрессии.

Нагнетательные скважины могут оказывать влияние на стабильность стенок скважины в том случае, если на таких скважинах нарушена цементная крепь. В таком случае образуются заколонные перетоки и пути миграции нагнетаемой жидкости, которая в последствие оказывает за счет нагнетания дополнительное давление, которое может спровоцировать осыпи и обвалы стенок строящихся скважин. Фактически доказать наличие заколонных перетоков можно только при проведение геологических исследований нагнетательных скважин.

Исходя из анализа можно заметить зависимость влияния нагнетательных скважин на осложненные скважины. Это доказывается тем, что практически на всех скважинах наблюдаются отклонения параметров бурового раствора, превышение механической скорости бурения, не выполнение технологических решений по очистке ствола скважины, что приводило к высокой шламовой нагрузке ствола скважины. Но обвалы отмечены на скважинах с плотностью промывочного агента $1,30 \text{ г/см}^3$, на которые влиял нагнетательный фонд скважин. После увеличения плотности бурового раствора до $1,36 \text{ г/см}^3$, мероприятий по заблаговременному отключению нагнетательного фонда в процессе строительства секции под обсадную колонну 245 мм, обвальный шлам на строящихся скважинах больше не фиксировался.

При бурении последующих скважин рекомендуется принять следующее:

1. Механическая скорость бурения не должна превышать 42 м/ч.
2. После окончания бурения свечи, производить проработку пробуренного ствола скважины на длину свечи два раза на рабочем режиме, время проработки должно соответствовать выходу забойной пачки. Каждую третью пробуренную свечу после проработок перед наращиванием производить шаблонировку ствола без циркуляции и вращения (проверка качества хождения инструмента и оценка Ктр). В случае увеличения Ктр время проработки перед наращиванием увеличить.
3. Проводить прокачивание очищающих пачек через 200 метров проходки объемом 8-10 м³ с оценкой эффективности выноса шлама. Прокачивание пачек проводить при максимально допустимых оборотах ВСП и расходе бурового насоса.
4. Не допускать скачков давлений в процессе проработок ствола скважины. Увеличение производительности насосов возможно только после стабилизации давления и не выше рабочего давления при бурении интервала.
5. С глубины 1500 метров производить постепенно утяжеление бурового раствора до плотности $1,36\text{-}1,37 \text{ г/см}^3$.

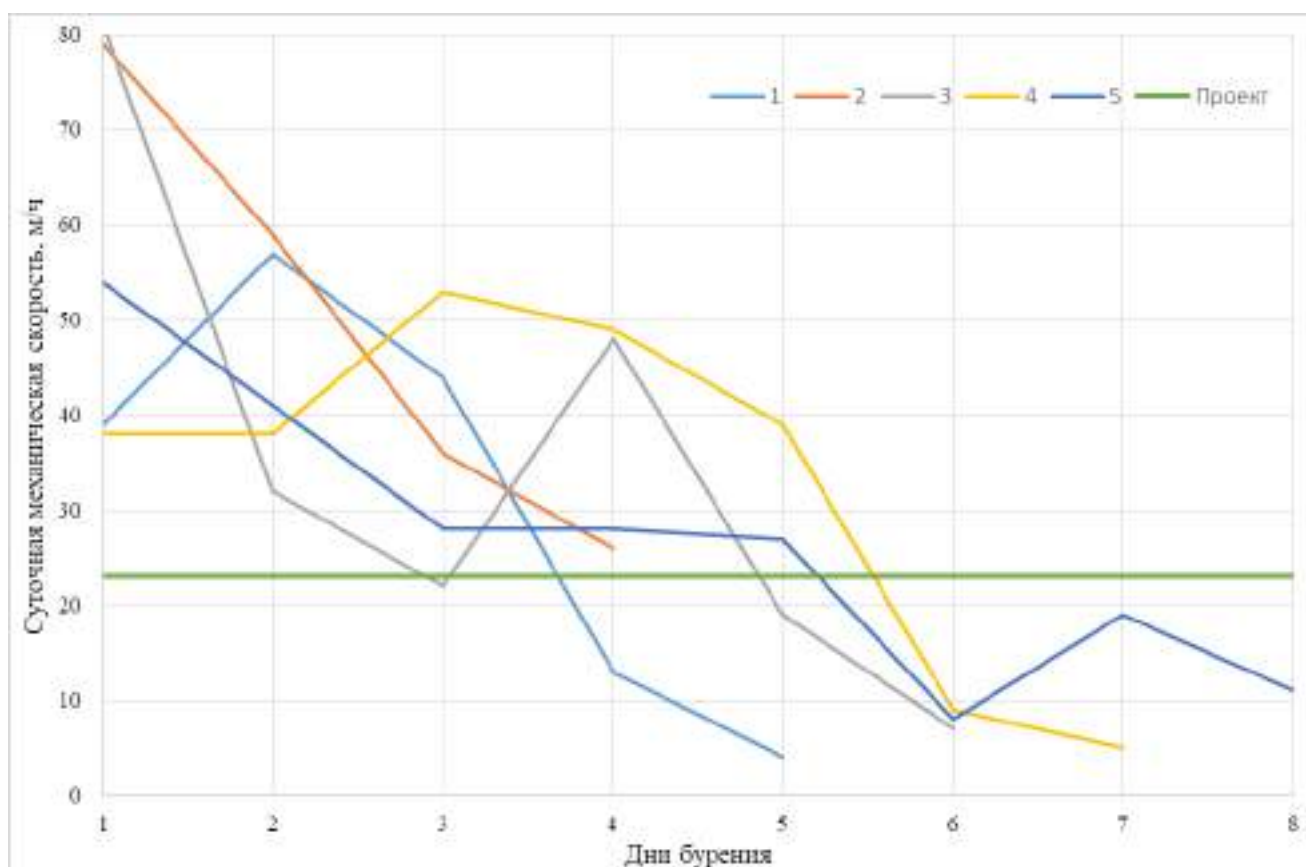


Рисунок 2 – Суточная механическая скорость бурения на осложненных скважинах.

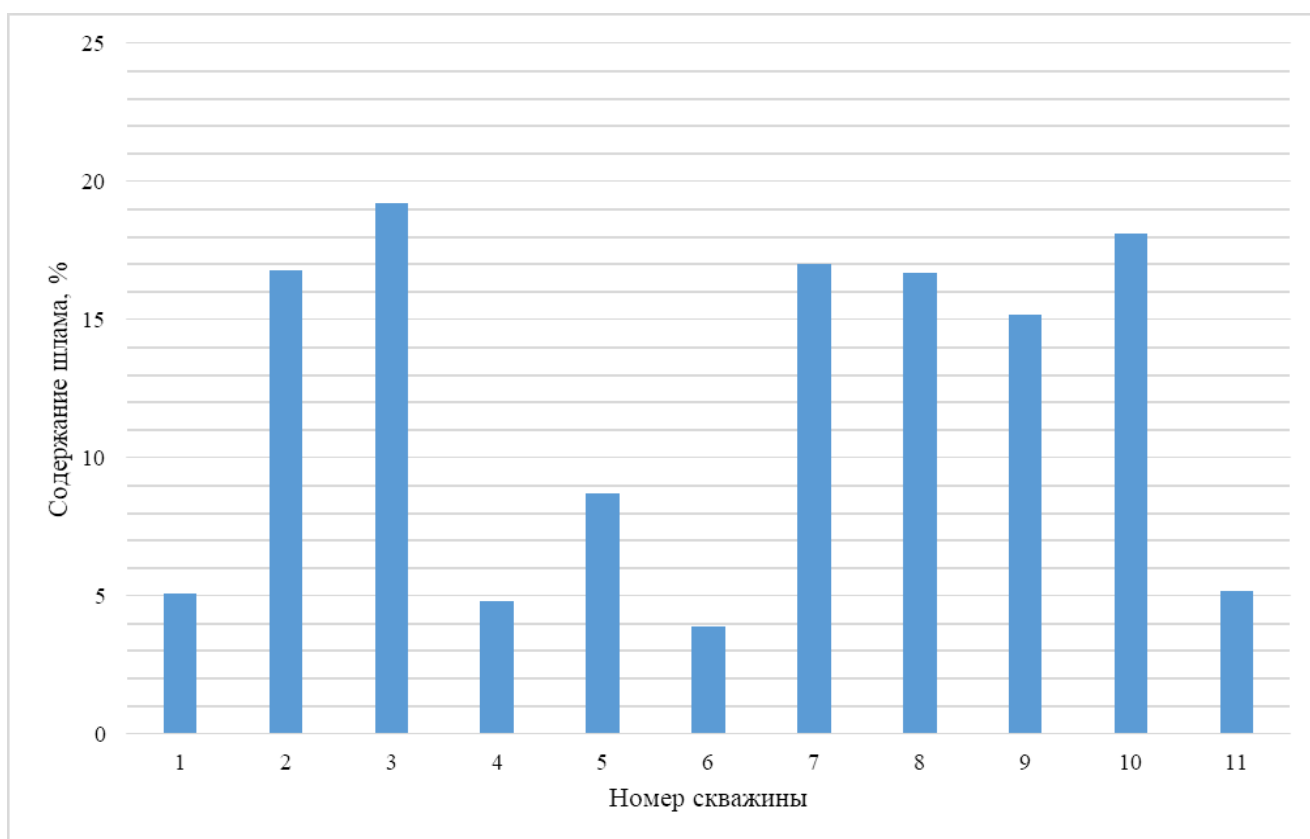


Рисунок 3 – График содержания шлама в стволе скважины на исследуемых скважинах.

УДК 62-133.3

Современные тенденции в области винтовых забойных двигателей: решения для улучшения производительности

Стрельский Д. А.

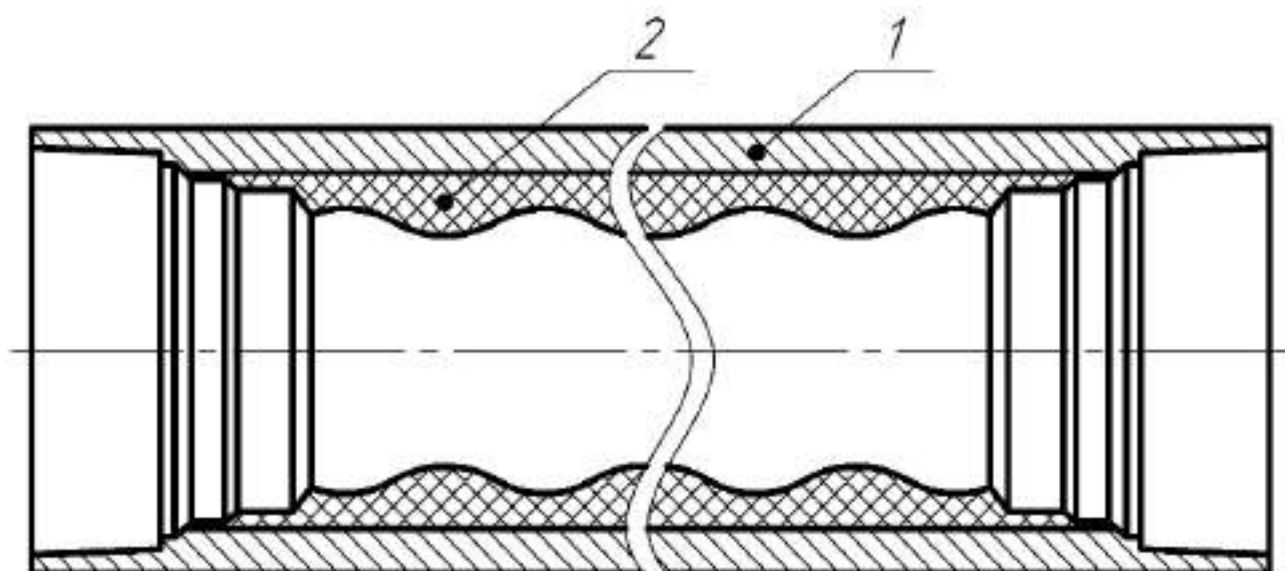
Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Основными состояниями, влияющими на выход из строя винтовых забойных двигателей (далее ВЗД), являются износ и отказы, они значительно влияют на работу ВЗД-снижают его работоспособность. Отказы возникают в области износа или вследствие плохо подобранного режима бурения, результатом отказа становится выход из строя рабочей пары и шпиндельной секции.

Целью исследования является анализ различных конструкций рабочей пары и разработка наиболее эффективного решения для ВЗД.

ВЗД оказывает значительное влияние на продвижение бурового промысла. Такие двигатели широко применяются для наклонно-направленного и горизонтального бурения.

Одна из основных причин отказа ВЗД представляет собой выход из строя рабочей пары. Главными повреждениями ВЗД считаются: коррозия основного материала двигателя (металла), нарушение целостности хромированного покрытия ротора, наиболее частый дефект – разрушение эластомера в зоне действия высоких температур. Винтовые забойные двигатели относятся к классу объемных двигателей и работают в результате наполнения рабочих камер жидкостью и перемещения вытеснителей. Под вытеснителем имеется ввиду рабочий орган, который совершает работу под действием на него давления жидкости. В процессе работы двигателя возникает сила трения в рабочей паре, которая приводит к нагреву эластомера. Повышенная температура значительно снижает срок службы резиновой обкладки.

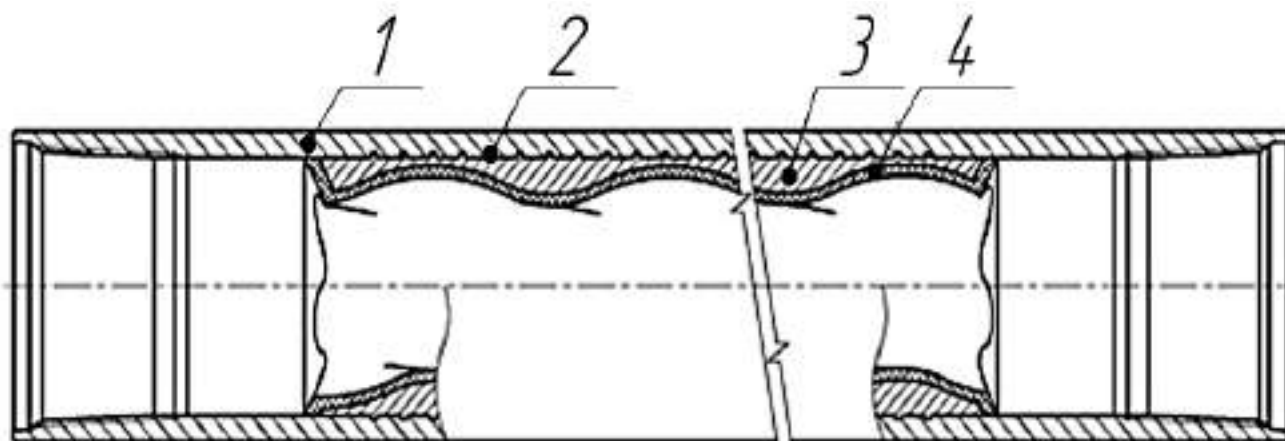


1 – корпус; 2 – эластомер

Рисунок 1 – базовая конструкция.

Базовая конструкция статора ВЗД состоит из циклоидальных профилей зубьев, которые обеспечивают внутреннее пространственное зацепление с ротором. Такой статор имеет стандартное исполнение и применяется для создания скважин различной глубины и направленности. На работу рабочей пары влияют такие факторы, как наличие абразивных твердых частиц, дополнительных примесей в рабочей жидкости и температуры, возникающая в процессе вращения рабочего органа.

В работе рассматривается усовершенствованная конструкция эластомера, используемого для снижения разрушения при нагревании. Конструкция увеличивает теплоотвод от резиновой части эластомера. Разработанная модель эластомера представлена на рисунке 2.



1 – стальной корпус; 2 – канавки; 3 – цинковый сплав; 4 – резиновая обкладка

Рисунок 2 – усовершенствованная конструкция.

Предложенная конструкция уменьшает натяг в рабочих органах ВЗД при неизменной длине зацепления и без потери силовых характеристик гидромашины.

Такое строение позволяет значительно уменьшить износ рабочих поверхностей деталей, снизить механические потери при трении в героторном механизме и, следовательно, повысить долговечность рабочих органов ВЗД. Особенностью данной конструкции является биметаллический остов. Остов изготовлен методом литья и имеет внутренние винтовые зубья. Необходимое сцепление цинкового сплава со стальным корпусом обеспечивается технологией

литья и специальными канавками, выполненными в корпусе. Резиновая обкладка приклеена к внутренней винтовой поверхности биметаллического остова с применением специальной технологии крепления. Зубья статора армированы цинковым сплавом, обладающим хорошим отводом тепла от резиновой обкладки.

Использование цинкового сплава способствует отводить тепло от резиновой обкладки наиболее эффективно, а равномерно покрытый слой резины охлаждается наиболее эффективно, что увеличивает срок службы данного узла. В работе представлен термический анализ конструкций, а также проведены расчеты термонагруженности узлов на базе программе SolidWorks.

«SolidWorks» – является ведущим поставщиком программного обеспечения для проектирования изделий в 3D CAD, которое предлагает различные инструменты и функции для создания, совместной работы и предоставления инновационных продуктов. Он предоставляет простые в использовании, но мощные инструменты для моделирования деталей и сборок, 2D-рисования, анализа конструкции, оценки затрат, рендеринга, совместной работы и многого другого. Один из наиболее эффективных наборов программного обеспечения - это SolidWorks, особенно его модуль Flow Simulation, который позволяет моделировать течение жидкостей и газов. Этот модуль позволяет рассчитать движение различных теплоносителей в каналах различной конфигурации и при обтекании твердотельных моделей, созданных в CAD-среде SolidWorks. В нем реализованы расчеты теплопередачи через конвекцию (естественную и принудительную), излучение и теплопроводность с помощью методов вычислительной гидродинамики.

Для первого расчета была использована базовая конструкция статора. Материалом для создания корпуса является сталь 09Г2С, резина ИРП – 1226 используется для изготовления эластомера. Сплав 09Г2С является конструкционной низколегированной сталью и при повышенных температурах сохраняет хорошие механические свойства. Резиновая смесь ИРП – 1226 относится к группе VII-2в-6 и имеет повышенную износостойкость и маслостойкость. Эта смесь предназначена для использования в различных промышленных и бытовых изделиях, а также в резиновых изделиях повышенной износостойкости. В таблице 1 представлены исходные данные для расчета на ЭВМ.

Таблица 1 – Исходные данные материалов.

	ИРП – 1226	09Г2С
Предел текучести [Н/мм ²]	9.24	295
Модуль упругости нормальный [Н/мм ²]	6,1	200000
Коэффициент Пуассона	0.49	0.29
Плотность [кг/мм ³]	1280	7900
Теплопроводность [Вт/(°С*мм)]	0.14	0,46

Для расчета определили рабочую температуру нагревания резиновой обкладки в процессе работы, которая составляла 70 °С. При данной температуре материалы сталь 09Г2С и резина ИРП-1226 выдерживают нагрузку, но при этом резина нагревается, обладая плохой теплопроводностью, медленно передает тепло в следствие чего происходит разрушение резиновой смеси рисунок 3.

На результатах расчета видно, что основная нагрузка распределяется на резиновую часть статора. Максимальная температура составила 65°С, минимальная находилась на отметке комнатной температуры 20°С.

При расчете усовершенствованной конструкции для статора и резины были выбраны материалы с базовой конструкции. В качестве остова выбран цинковый сплав ЦАМ 4-1. ЦАМ 4-1 — это цинковый литейный сплав, который состоит примерно из 4% алюминия, 1% меди и 95% цинка. Он также содержит небольшое количество магния (до 0,1%). Этот сплав отличается пластичностью и высокой теплопроводностью. Исходные данные для материалов, используемых при расчете приведены в таблице 2.

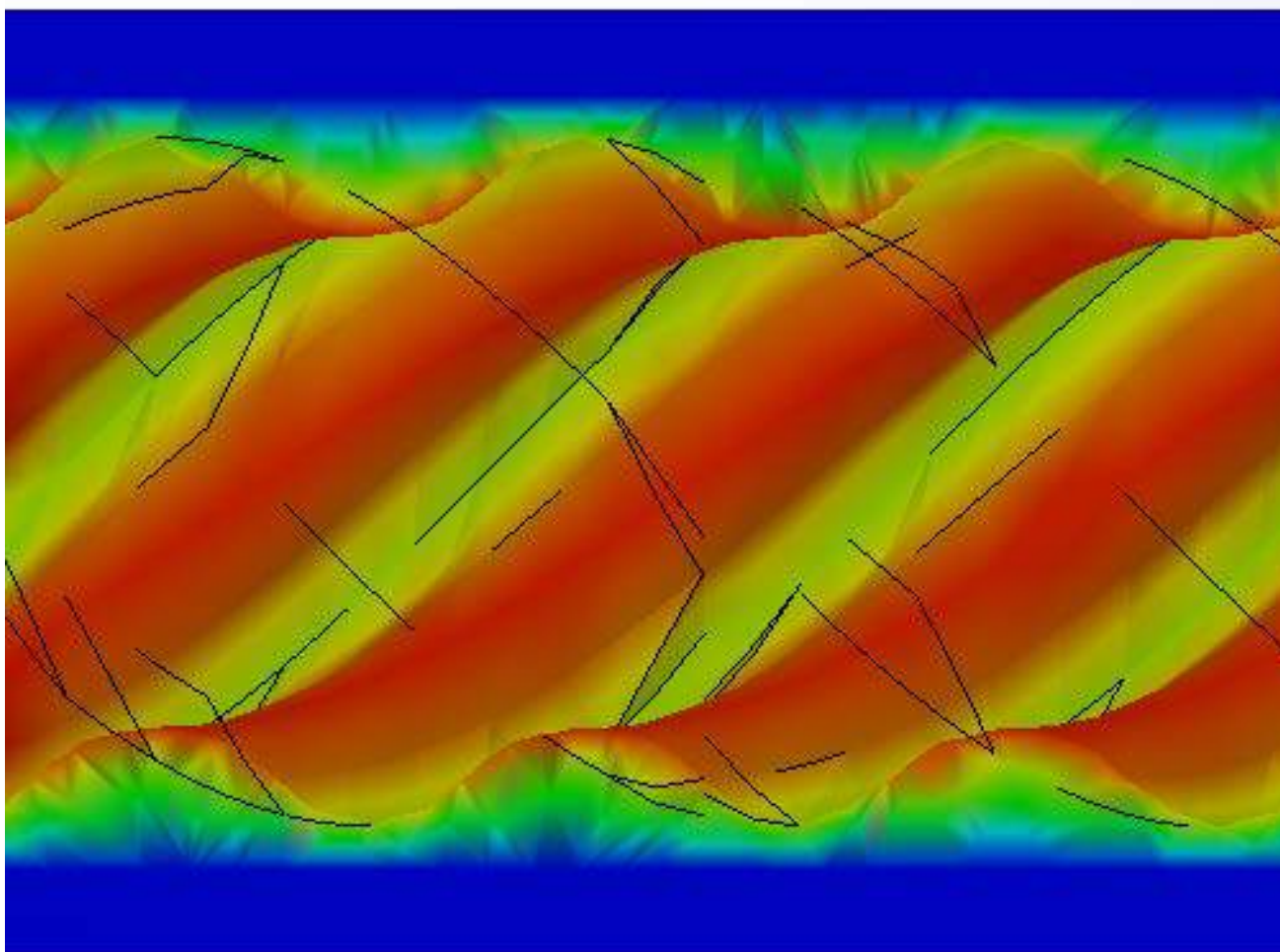


Рисунок 3 – термическая эпюра базовой конструкции.

Таблица 2 – Исходные данные материалов

	ИРП – 1226	09Г2С	ЦАМ 4-1
Предел текучести [Н/мм ²]	9.24	295	285
Модуль упругости нормальный [Н/мм ²]	6,1	200000	85000
Коэффициент Пуассона	0.49	0.29	0,3
Плотность [кг/мм ³]	1280	7900	6600
Теплопроводность [Вт/(°С*мм)]	0.14	0,46	1,13

Второй расчёт проводился при условиях, аналогичных базовой конструкции. На графике результатов, изображённом на рисунке 4, ясно видно, что температура равномерного слоя резиновой обкладки не превышает 40°C. Это объясняется отличной теплопроводностью цинковой детали, которая эффективно отводит тепло от резины.

Моделирование процессов теплообмена посредством SolidWorks дает возможность проанализировать параметры температуры в внутренней части статора ВЗД, а также на поверхности теплообмена в граничной зоне. Анализ картин представил, что в результате усовершенствования конструкции происходит теплоотвод от резиновой обкладки, температура которого ниже температуры рабочей среды. Новая конструкция статора позволяет снизить температуру от нагревания резины на 15°C за счет цинкового сплава.

В результате была доказана эффективность применения усовершенствованного узла рабочей пары.

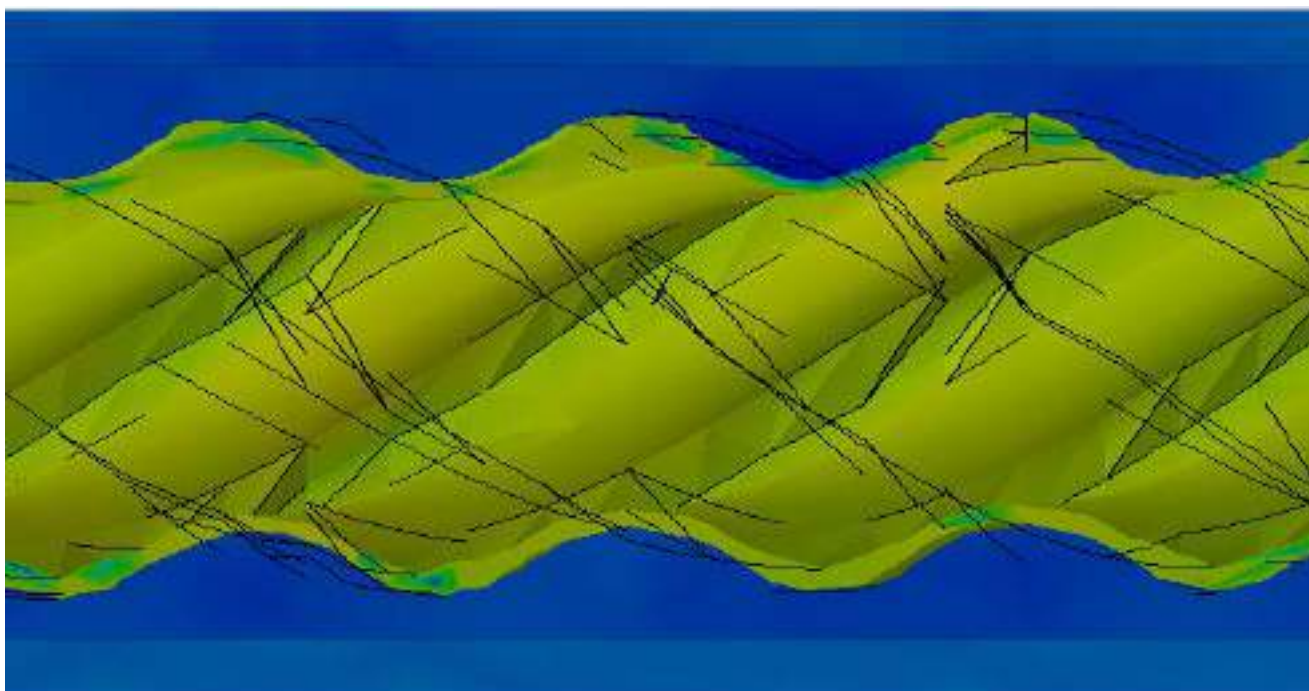


Рисунок 4 – термическая эпюра усовершенствованной конструкции.

Библиографический список:

1. Ясов В.Г., Мыслюк М.А. Осложнения в бурении: Справочное пособие. Москва: Недра, 1991. 333 с.
2. Сугаков И.А., Дунаев С.И., Сулейманов К.Ш., Курносых И.А. Оперативная оценка состояния скважины, как способ обнаружения и принятия решения о необходимости ликвидации ГНВП // Студенческий. Новосибирск, 2019. № 3-3 (47). С. 67-69.
3. Дунаев С.И., Сулейманов К.Ш., Курносых И.А., Сугаков И.А. Современное состояние проблемы предупреждения ГНВП // Студенческий. Новосибирск, 2019. № 3- 3 (47). С. 61-63.
4. Нурутдинов А.А., Ирниченко О.А., Тухватуллин М.Ф. Предупреждение проявления ГНВП на скважинах // Научные технологии в решении проблем нефтегазового комплекса в год экологии в России. материалы VII Международной научной конференции. отв. редактор К.Ш. Ямалетдинова. 2017. С. 37-42.
5. Кафтин Д.Ю. Газонефтеводопроявления: признаки и причины возникновения ГНВП. Трибуна ученого. 2020. № 12. С. 157-162.
6. Нугаев Р.Я., Байтурина С.Р., Гимадисламов С.И. Предотвращение газонефтеводопроявлений скважин при их эксплуатации и ремонте // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. 2008. №2 (72). С.18-23.

УДК 331.087

Методы исследования адсорбционной установки для осушки природного газа

Старинец А. Н., Бобылева Т. В.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия

Природный газ - смесь различных углеводородов, основным компонентом является метан (97 - 98%). В природном газе в небольших количествах содержатся двуокись углерода, азот, пыль и водяной пар, механические примеси. В некоторых природных газах присутствует сероводород (3 - 4%). В соответствии со стандартами содержание примесей в природном газе для газоснабжения городов, не должно превышать: сероводород - 0,02г/м, органическая сера - 30-50Мг, механические примеси - 0,001г/М3, диоксид углерода - не более 2%, кислород-не более 1% по объему [1].

В последние десятилетия наблюдается тенденция к увеличению добычи и переработки природного газа из числа газоконденсатных месторождений со сложным компонентным составом, содержащим жидкие углеводороды, влагу, углекислый газ, сероводород, серосодержащие соединения и другие примеси. Наиболее эффективными процессами осушки и очистки газа сложного химического состава являются адсорбционные процессы. Глубина процесса осушки газа зависит от нескольких факторов: от качества адсорбента, от равномерности распределения газового потока по сечению адсорбера, термодинамических параметров адсорбции, от состава, влажности и наличия примесей в осушаемом газе, степени регенерации адсорбента. Неравномерное распределение потока газа приводит к неодинаковой выработке адсорбента и избыточной нагрузке определенных зон в адсорбере, а также к уменьшению срока службы адсорбента [2].

Эксплуатация оборудования, трубопроводных систем несёт риски безопасному функционированию предприятий. Технологические трубопроводы, участвующие в системе адсорбционной установки для осушки природного газа, перекачивают взрывоопасные, а также пожароопасные вещества. Эрозионный и коррозионный износ оборудования, трубопроводов является причиной аварий и происшествий.

Основные причины роста аварий и катастроф является критический уровень износа оборудования, нарушение производственного и технологического процесса, ослабление государственных органов контроля и управления, а также недостаточный уровень производственной и экологической культуры. Для обеспечения безопасного производства и эксплуатации оборудования, трубопроводов проводится их диагностика и своевременный ремонт. Обеспечение безопасности важная задача в нефтедобывающих и газодобывающих, а также перерабатывающих отраслях промышленности РФ.

Методика проведения исследования адсорбционной установки для осушки природного газа состоит в комплексном подходе применения следующих методов: системной оценки, группирования теоретических основ адсорбционного процесса, планирования и осуществления экспериментов [3].

Совершенствование адсорбционной установки для осушки природного газа заключается в следующем:

- сбор исходных данных;
- оценка текущего технологического режима работы установки, чтобы выявить отклонения от норм и оценить степень влияния негативных факторов;
- анализ режима работы оборудования;
- установление количественных, качественных показателей поступающего сырья;
- определение рационального режима работы оборудования расчетным путем;
- разработка программ стендовых испытаний и опытно-промышленных работ;
- рекомендации по совершенствованию технологического режима адсорбции газа.

Совершенствование адсорбционной установки для осушки природного газа предполагает исследование режима работы оборудования для распознавания осложнений технологического процесса, создание методов улучшения технологического режима.

При разработке компоновки оборудования для адсорбционной установки для осушки природного газа используются следующие принципы:

- оценка механизмов регулирования производительности адсорбера (диапазон и точность регулирования, простота и надежность работы устройства, совместимость с управляемым оборудованием);
- приспособление режима работы оборудования для адсорбции газа к негативно влияющим на процесс осушки газа факторам;
- максимальное использование имеющегося на объекте оборудования [4].

При исследовании газовой смеси до и после адсорбции применяют следующие методы анализа:

- температуру точки росы газа по влаге измеряют двумя методами: конденсационным с помощью прибора точки росы на серебряном зеркале (ТУ 2163-003-15285215-2006) и кулонометрическим методом прибором ИВГ-1 МК- С-2А;

- пробы газов технологического процесса блока осушки исследуют хроматографическим методом по ГОСТ Р 50802-95 Нефть. Метод определения сероводорода, метил- и этилмеркаптанов. Анализ проводят на газовом аналитическом хроматографе Agilent 6890 N с пламенно-фотометрическим детектором с фильтром на серу и капиллярной колонкой с метилсилоксановой жидкостью.

В таблице 1 представлены методы определения физических, механических, адсорбционных характеристик адсорбентов.

Таблица 1 – Методы определения физических, механических, адсорбционных характеристик адсорбентов

№ п/п	Показатель	ГОСТ, ОСТ, ТУ
1	Насыпная плотность	ТУ 2163-003-15285215-2006
2	Массовая доля потерь при прокаливании	ТУ 2163-003-15285215-2006
3	Адсорбционная способность при 50% и 10% относительной влажности	МИ-61 ЦЗЛ-ОТК-2008
4	Прочность на истирание	МИ-74 ЦЗЛ-ОТК-2009
5	Механическая прочность на раздавливание	МИ - 83 ЦЗЛ-ОТК- 2006
6	Массовая доля крошки и пыли	ОСТ 38.01130-5
7	Динамическая ёмкость по парам воды	ТУ 2163-003-15285215-2006

Метод определения потерь при прокаливании заключается в оценке избыточного веса исходного адсорбента в сравнении с прокаленным при повышенной температуре. Массу навески цеолита в количестве около 2-3 г взвешивают с точностью до четвертого десятичного знака, помещают в предварительно прокаленный и взвешенный фарфоровый тигель и прокаливают в печи при температуре 800-820 °С до постоянной массы.

Влагоёмкость цеолита (адсорбционная способность при 50% и 10% относительной влажности) определяют путем пропускания воздуха с определённой относительной влажностью через навеску цеолита до насыщения и определения привеса.

Механическую прочность на раздавливание гранул определяют на приборе ИПГ-1М (измеритель прочности гранул), принцип действия которого основан на измерении силы, необходимой для разрушения гранул цеолита путем сжатия его между параллельными плоскостями. Определение проводят в автоматическом режиме, гранулу цеолита помещают в кассету блока подачи гранул на испытание, раздавливание производят при горизонтальном положении гранул (по «образующей»), когда усилие направлено перпендикулярно оси образца и раскалывание происходит в вертикальной плоскости. Прочность цеолита характеризуют средним значением механической прочности, т.е. величиной нагрузки, необходимой для раздавливания гранулы цеолита, вычисленной по результатам испытаний 24-х гранул.

Прочность на истирание определяют по механическому истиранию навески сорбента в течение заданного времени при помощи микродробилки. Отрегенерированный и высушенный цеолит (температура регенерации 450- 550°С) помещают в микродробилку и по истечении 5 минут содержимое дробилки просеивают и взвешивают. Скорость истирания определяют как отношение убыли массы навески образца (за счет образования пыли) ко времени воздействия механического истирания.

Содержание крошки и пыли по ОСТ 38.01130-5. Метод заключается в разделении образца цеолита на отдельные фракции в соответствии с размерами зерен путем просеивания его через набор сит с отверстиями определенных размеров и последующим вычислением их массового содержания.

Динамическую ёмкость цеолита по парам воды определяют весовым методом и оценивают по привесу сорбента за время адсорбции до момента появления проскока паров сорбата, и определяют по точке конденсации сорбата, соответствующий температуре не выше минус 60°С.

Диагностика оборудования адсорбционной установки для осушки природного газа заключается в выполнении комплекса мероприятий по дефектоскопии, техническому обследованию, обработке полученной информации, составлению заключения о техническом состоянии оборудования и выдаче рекомендаций по дальнейшему его использованию.

В различных требуемых ситуациях (плановый осмотр, перед ремонтом и т.д.) осуществляется методика дефектоскопического контроля оборудования адсорбционной установки для осушки природного газа.

Все обнаруженные особенности адсорбционной установки для осушки природного газа и выявленные дефекты фиксируются с указанием размеров, места расположения и прочих важных характеристик.

На осматриваемой поверхности металла, которая предварительно очищена от грязи, выявляется наличие царапин, коррозионных повреждений, трещин, задигов, неметаллических включений, расслоений, закатов и других дефектов. Все выявленные дефекты подлежат измерению протяженности, по глубине залегания и в масштабе наносятся на карту осмотра. Глубину дефекта измеряют штангенциркулем, длину - линейкой с ценой деления 1 мм.

В соответствии с требованиями ГОСТ 7512-82 производится контроль сварных соединений методом гаммарентгенографии. Характер дефекта, их количество, его размеры по длине, ширине и глубине определяют по гамма- или рентгено- снимку.

Перед просвечиванием внешнему осмотру подвергаются сварные швы. До просвечивания должны быть устранены обнаруженные поры, подрезы, незаваренные кратеры. При обнаружении трещин границы их должны быть определены просвечиванием или любым другим методом (травлением, засверловкой, применением цветной или ультразвуковой дефектоскопии).

Наличие дефектов приводит к возрастанию степени коррозионного износа оборудования адсорбционной установки для осушки природного газа, поэтому дефекты должны быть выявлены и устранены.

В России сегодня открыто и разведано более 15 газовых месторождений, при этом в них входят несколько уникальных месторождений: Уренгойское, Ямбургское; и ряд крупнейших: Бованенковское, Штокмановское, Заполярное, Ленинградское и т.д. Именно из-за таких объемов природного газа Россия считается одним из лидеров по разработке, добыче и поставкам газа на мировой рынок [5].

На сегодняшний день, возрастает количество месторождений находящихся на 3 стадии разработки (стадия падающей добычи), что говорит о низком пластовом давлении и повышенной обводненности продукции, именно поэтому разрабатываются различные виды осушки газа. Также разрабатывается огромное количество схем установок осушки и модернизаций конструкций (адсорберов).

Осушка газа уменьшает гидравлические потери в трубопроводе, и пропускная способность его сохраняется на высоком уровне, замедляет процесс коррозии и увеличивает срок службы трубопроводов и аппаратуры. За счет более полного использования адсорбента увеличивается срок его эксплуатации, улучшается качество товарного газа.

Библиографический список:

1. Афанасьев А.И., Афанасьев Ю.М., Бекиров Т.М. и др. Технология переработки природного газа и конденсата. – М.: ООО «Недра – Бизнесцентр», 2002. – Ч.1. – 517 с.
2. Бекиров Т.М. Первичная переработка природных газов. – М.: Химия, 1987. – 256 с.
3. Бекиров Т.М. Промысловая и заводская обработка природных и нефтяных газов. – М.: Недра, 1980. – 193 с.
4. Мирзанжанзаде А.Х. Основы технологии добычи газа / А.Х. Мирзанжанзаде, О.Л. Кузнецов, К.С. Басниев, З.С. Алиев. – М.: ОАО Изд-во «Недра», 2003. – 880 с.
5. Тараканов Г.В. Основы технологии переработки природного газа и конденсата: учеб. пособие / Г.В. Тараканов, А.К. Мановян; под ред. Г.В. Тараканова; Астрахан. гос. техн. ун-т. – Изд. 2-е, перераб. и доп. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2010. – 192 с

Совершенствование технологии пиролиза для конверсии отходящего газа в товарную продукцию на примере ООО «ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА» - Сосногорский ГПЗ

Белякова А. А., Борейко Д. А.

Ухтинский государственный технический университет, г. Ухта, Россия.

В рамках выполнения реализации распоряжения правительства Российской Федерации от 5 августа 2021 г. по развитию отрасли водородной энергетики. Планируется к 2050 году за счет водорода покрывать 25% энергетических затрат и в ходе наращивания объемов производств водорода снизить его стоимость до уровня рыночной цены за газ. Помимо положительного экономического эффекта, данное направление развития производства вносит глобальный вклад в защиту экологических ресурсов. Поскольку отказ от масштабного использования углеводородного топлива, поможет снизить на 80% выброс углерода в атмосферу. Таким образом, проблемы добычи и переработки природного газа в коммерческий водород приобретают особую важность. Кроме того, существует важный вопрос, касающийся хранения и транспортировки коммерческого водорода [1].

На сегодняшний день одной из наиболее актуальных проблем для Сосногорского газоперерабатывающего завода является сжигание отходящих газов, которые содержат значительный процент массовой доли – водород.

Таблица 1 - Компонентный состав отходящего газа

Компонент отходящего газа	Состав отходящих газов пиролиза, %	
	Сухой газ	Влажный газ
Водород (H ₂)	87,34	51,89
Углекислый газ (CO ₂)	0,05	0,03
Угарный газ (CO)	1,21	0,72
Азот (N ₂)	5,30	3,15
Метан (CH ₄)	4,36	2,59
Этен (C ₂ H ₄)	0,30	0,18
Этин (C ₂ H ₂)	0,52	0,31
Кислород (O ₂)	0,91	0,54
Водяной пар (H ₂ O)	-	40,60

Установка по производству термического технического углерода (далее УПТТУ) на Сосногорском газоперерабатывающем заводе введена в эксплуатацию в 1949 году. Производственная мощность УПТТУ - 10,0 тыс. тонн техуглерода в год. В качестве сырья используется газ горючий природный с Вуктыльского месторождения. УПТТУ состоит из: пирометрического отделения; отделения улавливания; транспортной галереи; отделения обработки; складов готовой продукции; системы нейтрализации отходящих газов.

По способу получения водород делится по классификации на цвета, согласно ГОСТ 34723-2021, рисунок 1.

Основной моделью, по извлечению водорода, признана - конверсия природного газа на газоперерабатывающих заводах. Конверсия – это процесс, в ходе которого под действием высоких температур природный газ смешивают с водяным паром, вследствие, происходит комплексное изменение составов исходных газовых смесей. Полученный водород относят к классу «серый» по ГОСТ Р 51673-2000 «Водород газообразный чистый. Технические условия». Данный процесс признан наиболее дешевым, но менее экологически чистым. В результате конверсии образуется большое количество нежелательного диоксида углерода. Данный процесс описан уравнением 1.





Рисунок 7 - Способы производства водорода.

На рынке большим спросом пользуется «бирюзовый» водород. Который получают на газоперерабатывающих заводах по методу пиролиза. Данный процесс сопровождается образованием технического углерода, который находит широкое применение в промышленности и легко утилизируется, уравнение 2 [2].



В настоящее время в газовой промышленности широко используется два типа установок для улавливания водорода из многокомпонентных газов: мембранная и адсорбционная. Каждая из них имеет свои особенности, достоинства и недостатки при прочих равных условиях эксплуатации. В мембранной установке разделение газа происходит в процессе прохождения смеси газов через пористое волокно. За счёт различной скорости проникновения отдельных компонентов газа условно к таким газам применяют термины «быстрые» и «медленные». Для создания тока газа применяется перепад парциальных давлений с разных сторон мембраны. Правильный выбор оптимального рабочего давления и температурного режима мембранной установки по выделению водорода зависит от исходного состава перерабатываемого газа. В промышленном масштабе газоразделения необходимо учитывать этап подготовки газа перед подачей в установку. Эта необходимость возникает из-за содержания в дисперсном состоянии молекул воды. Если пренебрегать осушкой газа, то возможно скопление углеводородов на стенках мембраны. Исходная температура газа должна превышать точку росы на 10...11 °С [1]. Под понятием «точка росы» следует принимать температуру при заданном давлении, до границ которой должен охладиться газ, чтобы содержащаяся в нем влага (H₂O) достигала полного насыщения и конденсировалась.

Мембранная установка наиболее перспективна в применении для разделения водородсодержащего газа с содержанием водорода в пределах 40...80 %. Данной границе соответствуют 8 из 10 газоперерабатывающих заводов. Упрощённая принципиальная технологическая схема работы мембранной установки представлена на рисунке 2.

Однако, помимо преимуществ данные установки имеют ряд существенных недостатков, представленных в таблице 2.

Также применение в газоперерабатывающей промышленности для концентрирования водорода нашли установки короткоциклового адсорбции (КЦА). Принцип работы установки КЦА основан на различной скорости поглощения отдельных компонентов газовой смеси, пропускаемой под давлением через адсорбент. Последовательные стадии поглощения компонентов разделяемой газовой смеси и регенерации адсорбента осуществляются путём изменения давления в двух адсорберах – сосудах, содержащих адсорбент. Эти стадии протекают при температуре, близкой к комнатной ($t \approx 25 \pm 2^\circ\text{C}$). На стадии поглощения, проходящей при повышенном давлении, происходит улавливание адсорбентом преимущественно одного из компонентов газовой смеси с получением продуктового газа с концентрацией 98...99,9% (рисунок 3). [6]

Таблица 2 – Преимущества и недостатки мембранной установки.

Преимущества технологии	Компактность, позволяющие установке быть мобильной при перемещении с объекта на объект. Чистота выхода очищенного газа 90...99,5%. Непрерывный процесс. Быстрый пуск в рабочий режим.
Недостатки технологии	Чувствительность мембраны к наличию паров компрессорного масла и температуре подаваемого газа. Ограниченный срок службы установки из-за естественной деструкции мембран (до 5 лет) и малая ремонтпригодность. Высокая энергоемкость. Чувствительность установки к температурным режимам окружающей среды ниже (-19°C).

Блок КЦА предназначен для очистки водородсодержащего газа, который производят нефтегазоперерабатывающие заводы. Процесс короткоциклового адсорбции основан на поглощении газов с большей молекулярной массой (CO , CO_2 , CH_4 , N_2 и др.) адсорбентом с использованием функции давления, при этом только неадсорбированный с низкой молекулярной массой водород способен проходить через блок КЦА, вследствие чего происходит разделение газовой смеси и концентрирование водорода. Главная особенность технологии заключается в необходимости поддержания постоянного равновесия между двумя циклическими процессами: адсорбции и десорбции (регенерации). Процесс адсорбции установки КЦА строится на том, что в генераторы адсорбции при высоком рабочем давлении поступает смесь газов, после чего осуществляется поглощение адсорбентом адсорбируемых веществ, а именно газов с высокой молекулярной массой, а те газы с меньшей молекулярной массой, что остаются после адсорбции, переходят в специализированные накопители, где осуществляется дальнейший процесс разделения. Строительство блока КЦА позволяет решить проблемы: потребности водорода на газоперерабатывающих и газохимических производствах в качестве топливного сырья; подготовки газа, содержащего водород, до требования топливной продукции чистотой выхода не менее 99,5% исходного сырья; улучшения экологических условий на территории предприятия за счёт применения в качестве топлива водорода с блока КЦА. Результаты анализа достоинств и недостатков установок КЦА представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Преимущества и недостатки установки КЦА

Преимущества	Себестоимость адсорбента ниже, чем мембраны. Установка малочувствительна к температуре исходного газа. Высокий диапазон работоспособности и безопасности установки. Более высокая степень выхода очищенного газа 98...99,9%. Низкие затраты на себестоимость и обслуживание агрегатов.
Недостатки	Чувствительность установки к содержанию влаги в «сыром» газе. Ограниченная производительность. Низкая мобильность, из-за больших габаритных параметров.

С учетом всех параметров, достоинств и недостатков технологий концентрирования водорода, в качестве возможных вариантов совершенствования производства товарного водорода на газоперерабатывающих заводах предлагается комбинация оборудования двух типов установок.

Мембранная технология не предусматривает концентрирования водорода на 99,(9)%, а ее номинальная мощность имеет границы 90...99,5%, данный факт не обеспечивает выход водорода по требованиям ГОСТ 3022-80 «Водород технический». В связи с этим, предлагается внедрение одноступенчатой мембранной установки, установленной на потоке водородсодержащего газа, после предварительной подготовки газа, и установки КЦА.

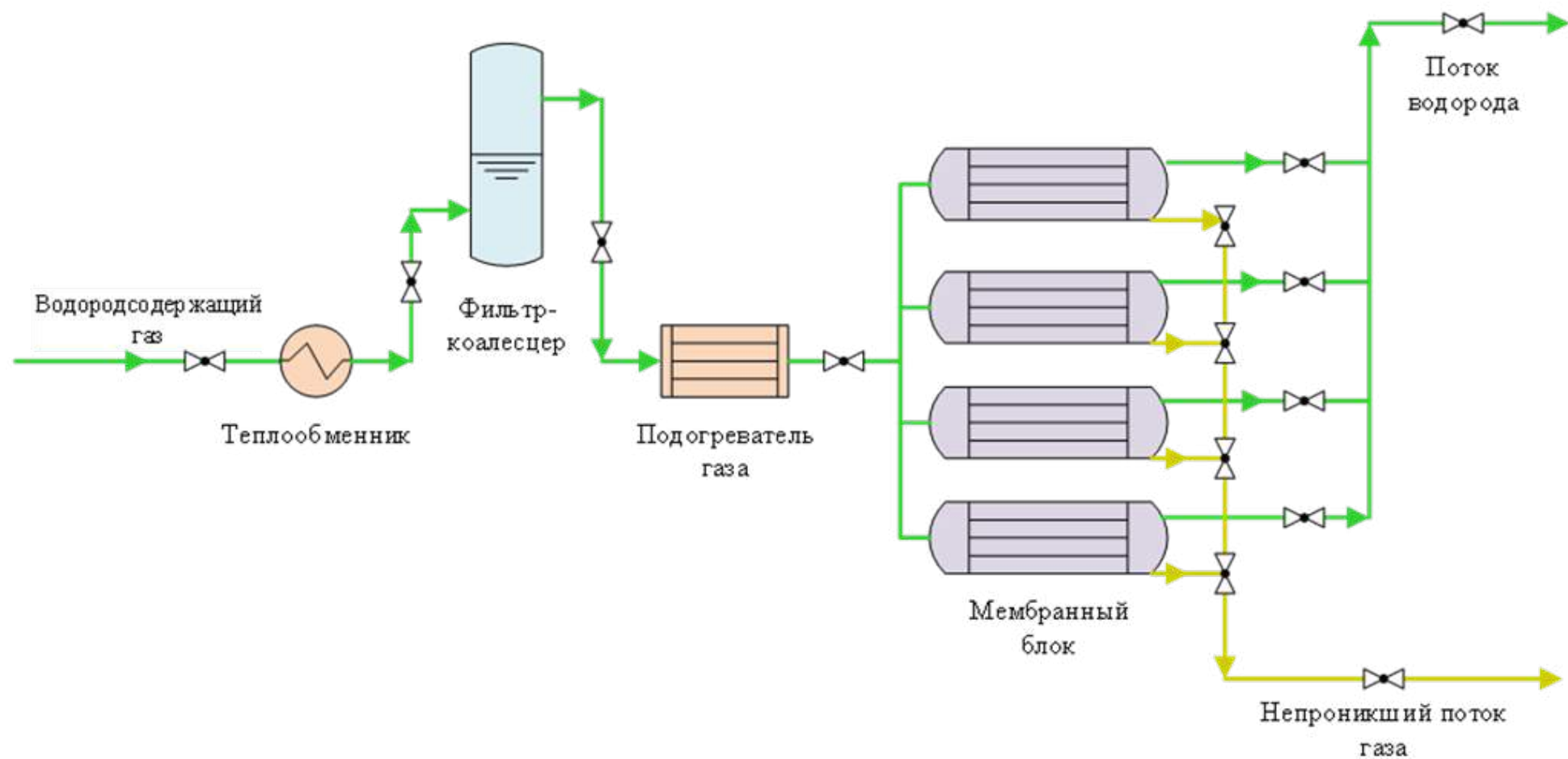


Рисунок 2 – Простейшая схема мембранной установки.

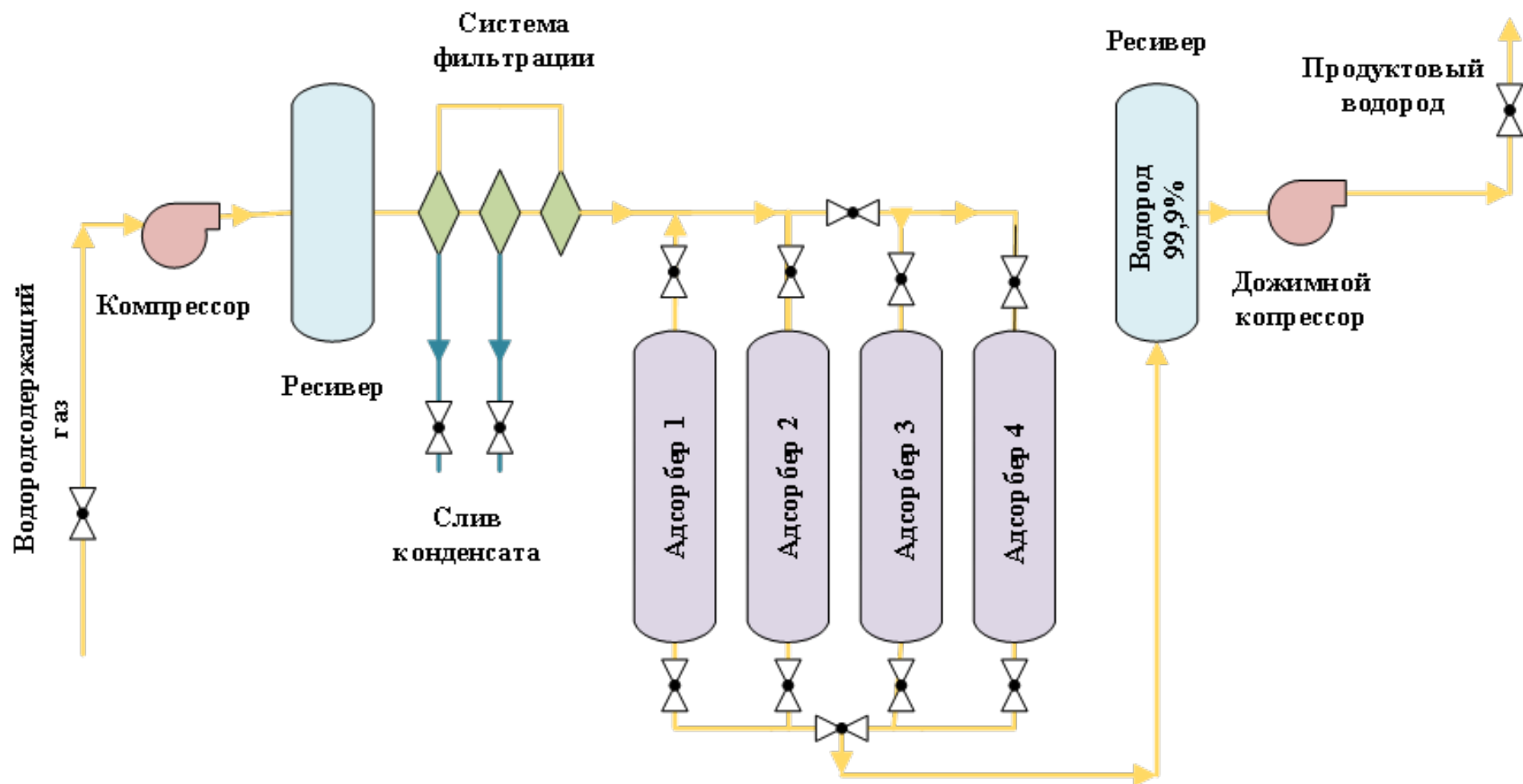


Рисунок 3 – Схема блока КЦА.

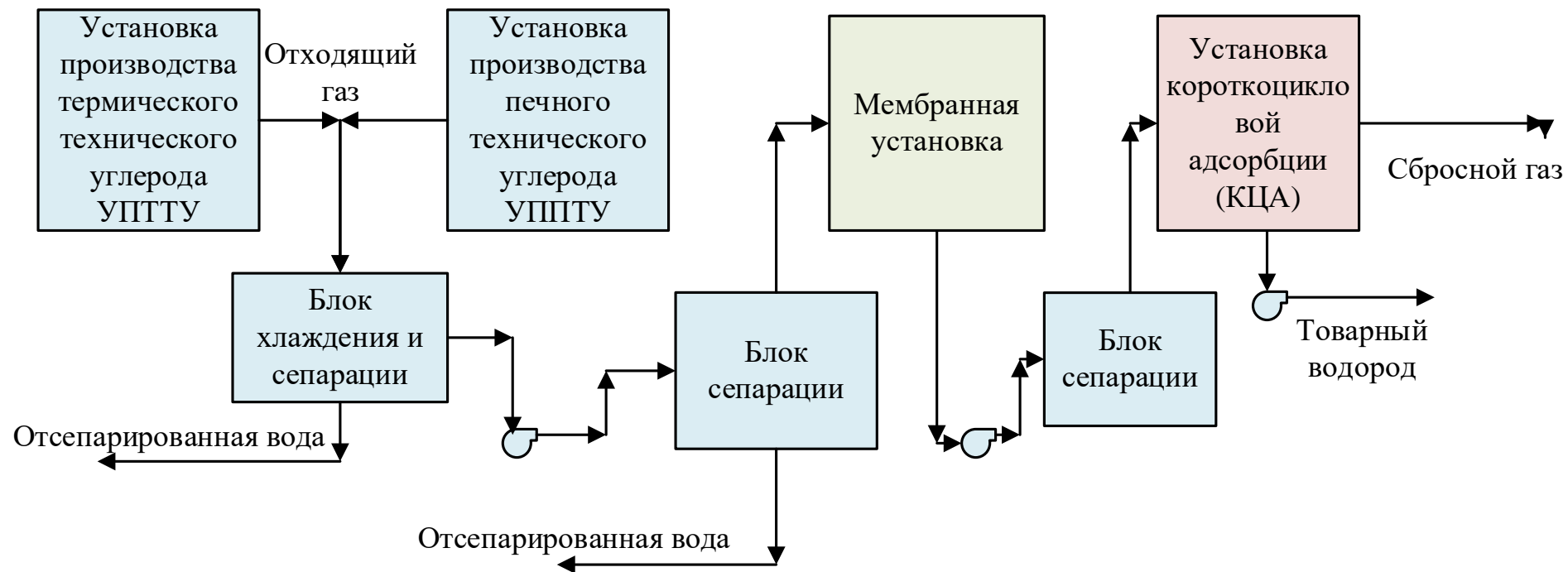


Рисунок 4 – Принципиальная схема технологии получения товарного водорода по комбинации мембранной установки и КЦА.

Известны различные физические методы хранения водорода:

- сжатый газообразный водород: газовые баллоны; стационарные массивные системы хранения; хранение в трубопроводах; стеклянные микросферы.

- жидкий водород: стационарные и транспортные криогенные контейнеры.

Рассмотрим способ хранения, в жидком агрегатном состоянии в криогенных сосудах. Данная технология доступна и при температуре 20,4 К достигается достаточно высокая плотность водорода $\approx 71,2 \text{ кг/м}^3$. Однако, для реализации необходимо строительство суперизоляционных хранилищ, а также внедрение специально предназначенных заправочных станций. Кроме того, сам процесс сжижения водорода весьма энергозатратный. Установлено, что от 26 до 48 % энергии жидкой фазы водорода приходится на процесс сжижения, что эквивалентно 11-17 кВт*ч затрат электроэнергии на производство 1 кг жидкого водорода. Поэтому в данный момент чаще применяется способ хранения газообразного водорода в баллонах под давлением, которые не требуют дополнительных экономических затрат [3].

В ходе развития технологии создания баллонов для хранения и транспортировки газообразного водорода, была выведена их классификация, учитывая применяемые материалы, конструкцию технику исполнения. Выделяют пять типов конструкций баллонов по ГОСТ 949 – 2023: тип I – цельнометаллические баллоны; тип II и тип III – металлокомпозитные; тип IV – полимер-композитные; тип V – безлейнерные композитные баллоны [4].

Газообразный водород принято хранить и перевозить в баллонах из конструкционной легированной или из высокоуглеродистой стали, под давлением до 20 МПа. Это самый предпочтительный метод хранения, потому как водород в данном состоянии при температуре окружающей среды ведет себя подобно модели идеального газа, то есть соответствует уравнению Менделеева-Клапейрона, уравнение .

$$PV = \frac{m}{M} RT, \quad (3)$$

где P – давление газа, V – объем, m – масса газа, M – молярная масса газа, T – температура (К), R – универсальная газовая постоянная 8,31 Дж/(моль*К).

Таблица 5 - Характеристика баллонов для хранения водорода 40 литров по ГОСТ 949-73.

Объем, л.	40				
Материал	Углеродистая сталь			Легированная сталь	
Обозначение	40-100У	40-150У	40-200У	40-150Л	40-200Л
Рабочее давление, МПа	9,8	14,7	19,6	14,7	19,6
Диаметр цилиндрической части, мм.	219				
Длина корпуса баллона, мм.	1350	1370	1430	1350	1350
Масса баллона, кг.	51,5	58,5	76,5	51,5	51,5
Толщина стенки баллона, мм.	5,2	6,8	8,9	5,2	6,0

Баллоны допускается перевозить потребителю на автомобильном или железнодорожном транспорте. Они достаточно компактны и просты в конструкции, но обладают существенным минусом.

Для хранения в таких сосудах 1 кг газообразного водорода необходимо баллон около 34,5 кг. Однако, прогресс не стоит на месте и ученым удалось добиться снижения массы баллона до 10 кг, где масса водорода составляет около 3 % от массы всего сосуда. Не смотря на то что данный способ широко применяется, его сложно назвать надежным и практичным. Поскольку сосуд выдерживает относительно малое давление водорода, как следствие при своей высокой массе

вмещает в себя небольшой объём газа, а также в подобных по составу сосудах существует высокая степень потерь продукта, поскольку у водорода весьма малый радиус молекулы, всего ≈ 18 нм (атом водорода ≈ 9 нм), средняя степень потерь для больших сосудов изменяется от 0,08 % в день, а для мелких до 3,5 % в день. При длительном хранении водорода в металлических емкостях, они теряют свою прочность, корродируют и некоторые металлы переходят в гидридное состояние, такое явление носит название «водородное охрупчивание металла». С повышением давления в металлических баллонах скорость диффундирования водорода в стенки металла возрастает. Основные физические показатели водорода представлены в таблице 6 [3].

Таблица 6 – физические свойства водорода.

Состояние водорода, H ₂	Газообразный			Жидкий
Давление, МПа	0,1	20,27	70,93	0,1
Температура, °С	26,85			-253,15
Расстояние Н-Н, нм.	3,3	0,54	0,45	0,36

Очевидно, что для увеличения объема содержания водорода в баллоне, необходимо повышать давление с 20 МПа до 70 МПа. Изучены составы (таблица 3), характеристики, механические свойства нескольких видов аустенитических нержавеющей сталей при давлении 40 МПа и температуре – 50.С в газовых средах (гелия). Анализ образцов сталей выбран по гелию, поскольку у гелия (He) радиус молекулы ≈ 11 нм, что приближено по значениям радиуса молекулы водорода [4].

Таблица 7 – компонентный состав изученных образцов стали.

№	Марка материала	Состав, %								
		C	S	P	Mn	Si	Ni	Cr	Mo	Ti
1.	1.4435	0,019	0,019	0,025	1,57	0,52	12,6	17,01	2,51	-
2.	1.4306	0,018	0,002	0,033	1,52	0,38	10,18	18,04	-	-
3.	1.4429	0,021	0,0003	0,025	1,14	0,58	12,74	17,79	2,55	-
4.	A286	0,04	0,0004	0,018	1,12	0,33	24,93	15,01	1,19	1,96

Стали 1.4435, 1.4306, 1.4429 - общего назначения. Широко применяются для изготовления морских модулей, цистерн, резервуаров хранения химических веществ, сосудов высокого давления для наземной транспортировки химических реагентов. Сталь A286 находит свое применение в строении авиационных и газовых турбин, реактивных двигателях. Основные характеристики выбранных образцов представлены в таблице 4 [5].

Таблица 7 – данные показателей растяжения в газовых средах (гелия) при давлении 40 МПа, температуре – 50 °С.

№	Марка материала	Среда	Характеристики механических свойств			
			σ_B МПа	$\sigma_{0,2}$ МПа	δ_5 %	Ψ %
1.	Сталь 1.4435	He	724	320	73,8	83,38
2.	Сталь 1.4306		859	320	58,8	17,3
3.	Сталь 1.4429		838	447	63,8	80,8
4.	A-286		1125	720	30,4	56,8

* σ_B – временное сопротивление разрыву; $\sigma_{0,2}$ – условный предел текучести; δ_5 – относительное удлинение после разрыва; Ψ – относительное сужение.

По результатам из таблицы 5 видно, что наиболее чувствительными к воздействию гелия, являются характеристики пластичности стали (δ_5 , Ψ). Для полной оценки сталей и правильных заключений, следует провести данные испытания на образцы в газовой среде водорода [6]. Полученные данные внести в таблицу и выявить влияние водорода на механические свойства образцов по формуле 4:

$$\Delta X = \frac{X(\text{He}) - X(\text{H}_2)}{X(\text{He})} \times 100\%, \quad (4)$$

где $X(\text{He})$ и $X(\text{H}_2)$ – характеристика, полученная при исследованиях образцов стали в газовой среде гелия и водорода.

Выводы:

1. В ходе анализа действующей технологии производства технического углерода на газоперерабатывающих производствах РФ был установлен основной компонент побочных газов – водород (89,42%), который в результате газоразделения смеси может стать товарной продукцией.

2. По предварительным оценкам, наиболее предпочтительной схемой для выделения товарного водорода из водородсодержащего газа является применение одноступенчатой мембранной установки в комбинации с установкой КЦА.

3. Для более точных прогнозов требуется детальная проработка капитальных вложений в рамках отдельного технико-экономического сравнения, а также анализ конструктивного исполнения и эффективности используемого оборудования с целью его совершенствования для дальнейшего внедрения, а также оборудования для хранения и транспорта товарного водорода.

4. Исходя из выше перечисленных характеристик баллонов предназначенных для хранения водорода, можно будет оценивать и степень надежности применения данного состава для создания сосуда. Чем меньше показатели пластичности, тем менее выражена чувствительность к водородному охрупчиванию. Также соотнести полученные результаты с компонентным составом сталей, выявить зависимость, дать необходимые заключения и рекомендации.

Библиографический список:

1. Письмен, М. К. Производство водорода в нефтеперерабатывающей промышленности / М. К. Письмен. - Москва : Химия, 1976. - 208 с.
2. Борейко, Д. А. Анализ существующих технологий конверсии отходящих газов газоперерабатывающих производств в товарный водород / Д. А. Борейко, А. А. Белякова // Сфера. Нефть и Газ. – 2023. – № 2(89). – С. 46-50.
3. Борейко, Д. А. Совершенствование технологии извлечения товарного водорода из отходящих газов на установках получения технического углерода отечественных газоперерабатывающих производств / Д. А. Борейко, А. А. Белякова, Д. Ю. Сериков // Инженер-нефтяник. – 2023. – № 2. – С. 50-55.
4. Совершенствование технологического комплекса производства технического углерода для конверсии отходящих газов в товарный водород (на примере Сосногорского газоперерабатывающего завода) / Д. А. Борейко, Е. В. Беляков, В. Д. Литин, Д. Ю. Сериков // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2023. – № 2(134). – С. 20-26.
- Чернов И.И., Калинин Б. А. Радиационные повреждения в металлах, облученных ионами гелия. Атомн. техн. за рубежом, 1986, № 9, с. 9-19.

Аудит системы управления промышленной безопасностью

Миндубаев Р. Г.¹, Шаяхметов А. З.¹, Борейко Д. А.²

1 - ООО «ИНТЕРПРОМ», г. Ижевск, Россия

2 - Ухтинский государственный технический университет. г. Ухта, Россия

Промышленная безопасность — это состояние защищенности жизненно важных интересов человека и общества от аварий на опасных производственных объектах и последствий указанных аварий. Основы безопасной эксплуатации опасных производственных объектов (далее — ОПО) изложены Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» № 116-ФЗ [1].

К числу основных направлений реализации государственной политики в области промышленной безопасности, учитывающих накопленные в экономике структурные проблемы и пути их решения, относятся:

- совершенствование нормативного правового регулирования и государственного управления в области обеспечения промышленной безопасности;
- выявление, анализ, прогнозирование и внедрение единых критериев оценки и ранжирования рисков аварий на опасных производственных объектах;
- усиление защиты опасных производственных объектов от возможного вредного воздействия техногенного, природного факторов, а также террористических проявлений;
- поддержание в постоянной готовности профессиональных аварийно-спасательных служб и аварийно-спасательных формирований к действиям по локализации и ликвидации последствий аварий на опасных производственных объектах;
- обеспечение комплексной защиты и противоаварийной устойчивости опасных производственных объектов и их инфраструктуры;
- повышение эффективности федерального государственного надзора в области промышленной безопасности, использование новых технологий при осуществлении мероприятий по контролю;
- сокращение количества бесхозных производственных объектов;
- эффективное кадровое обеспечение деятельности в области промышленной безопасности, а также государственное регулирование промышленной безопасности;
- повышение культуры промышленной безопасности при осуществлении деятельности в этой области;
- развитие международного сотрудничества в области промышленной безопасности.

В государственном реестре опасных производственных объектов зарегистрированы сведения по более чем **180 тыс. опасных производственных объектов**, эксплуатируемых в составе около 120 тыс. организаций, поднадзорных Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору (далее — Ростехнадзор). Около 100 миллионов человек, или 70% населения страны, проживают на территориях, где жизнь и здоровье людей находятся под непосредственной угрозой в случае техногенной аварии или катастрофы [2].

В результате несоблюдения этих требований на ОПО ежегодно происходит около 200 аварий и тяжелых несчастных случаев. Анализ причин аварий и несчастных случаев на объектах, проверенных Ростехнадзором, показывает, что значительная часть (до 80%) причин аварий и несчастных случаев на производстве носит организационный характер.

Основными причинами несчастных случаев и травматизма являются неорганизованность и отсутствие морального духа сотрудников, невнимательность и равнодушие руководителей предприятий различного уровня, а также серьезные нарушения требований безопасности, связанные с неэффективностью систем управления производством. Существующие нарушения не подлежат тщательному анализу со стороны владельцев и руководителей бизнеса, а меры профилактики не разрабатываются. По прогнозам МЧС РФ на ближайшую перспективу, весьма

вероятно увеличение количества чрезвычайных ситуаций (ЧС) в техносфере и ущерба от их воздействия. На увеличение вероятности возникновения чрезвычайных ситуаций техногенного характера будут влиять следующие обстоятельства:

- неизбежный рост технологического производства в связи с полноценной работой крупнейших промышленных комплексов страны, увеличение объемов перевозок опасных грузов и хранения опасных веществ;
- появление в результате научных разработок соединений и веществ с новыми свойствами, в том числе токсичностью;
- повышение вероятности совершения террористических актов на радиационных, химических, взрывопожароопасных объектах.

Основная задача руководителей предприятий и экспертов по промышленной безопасности заключается прежде всего в создании необходимых служб в рамках системы управления промышленной безопасностью и организации промышленной безопасности.

Полноценная стратегия управления рисками на промышленных предприятиях должна охватывать более широкий круг вопросов, чем просто соблюдение свода правил и норм. Существующие риски должны оцениваться не только с технической точки зрения, но и с экономической, политической, правовой и экологической. Одним из первых шагов на этом пути должно стать создание на предприятии работоспособной системы управления промышленной безопасностью.

Система управления промышленной безопасностью — это комплекс взаимосвязанных организационных и технических мероприятий, осуществляемых организацией, эксплуатирующей опасные производственные объекты, в целях предупреждения аварий и инцидентов, локализации и ликвидации последствий таких аварий.

Организации, эксплуатирующие ОПО I или II класса опасности, **обязаны создать системы управления промышленной безопасностью и обеспечивать их функционирование.**

Системы управления промышленной безопасностью должны обеспечивать:

- определение целей и задач организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, в области промышленной безопасности, информирование общественности о данных целях и задачах;
- идентификацию, анализ и прогнозирование риска аварий на опасных производственных объектах и связанных с такими авариями угроз;
- планирование и реализацию мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах, в том числе при выполнении работ или оказании услуг на опасных производственных объектах сторонними организациями либо индивидуальными предпринимателями;
- координацию работ по предупреждению аварий и инцидентов на опасных производственных объектах;
- осуществление производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности;
- безопасность опытного применения технических устройств на опасных производственных объектах;
- своевременную корректировку мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах;
- участие работников организаций, эксплуатирующих опасные производственные объекты, в разработке и реализации мер по снижению риска аварий на опасных производственных объектах;
- информационное обеспечение осуществления деятельности в области промышленной безопасности.

В соответствии с п.7 ФЗ №637 «О внесении изменений в Федеральный закон «О Промышленной безопасности опасных производственных объектов» и отдельные законодательные акты Российской Федерации» от 25.12.2023 г. «Организации,

эксплуатирующие ОПО I класса опасности, **обязаны обеспечить проведение аудита СУПБ** и предоставить результаты до 1 апреля коллегиальным органам управления данных эксплуатирующих организаций и их учредителям».

В соответствии с п.35 Приказа Ростехнадзора от 09.03.2023 N 103 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические рекомендации по разработке систем управления промышленной безопасностью в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты " при анализе СУПБ, рекомендуется рассматривать следующее:

- результаты выполнения решений предыдущего анализа;
- степень достижения целей в области промышленной безопасности;
- тенденции аварийности и количества инцидентов на эксплуатируемых опасных производственных объектах;
- результаты выполнения законодательных требований в области промышленной безопасности;
- изменения требований в области промышленной безопасности;
- результаты оценки риска аварий;
- достаточность имеющихся ресурсов;
- действия по дальнейшему снижению риска аварий на опасных производственных объектах.

Методик проведения этого анализа, методов оценки функционирования не предложено, но мы разберемся поэтапно с анализом функционирования СУПБ.

Тенденции аварийности и количества инцидентов на эксплуатируемых опасных производственных объектах

Для начала обозначим определения аварии и инцидента.

Авария — разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемые взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Инцидентом считается отказ, поломка, повреждение устройств, применяемых на опасных производственных объектах, любое отклонение от штатного техпроцесса.

Сведения по авариям и инцидентам подаются не реже раза в квартал и отправляются в местное управление Ростехнадзора. Такая периодичность сдачи документа установлена в п. 32 Порядка, утв. приказом Ростехнадзора от 08.12.2020 № 503. В документе в табличной форме следует перечислить сведения о произошедших за отчетный период авариях и других проблемах, указать факторы, приведшие к поломке, и принятые меры. Собирает данные и оформляет отчет об авариях на ОПО сотрудник, ответственный за производственный контроль в организации. Требования к нему установлены в Правилах, утв. Постановлением Правительства РФ от 18 декабря 2020 г. № 2168.

Анализ тенденции аварийности и количества инцидентов фактически уже готов, необходимо соотнести количество аварий (инцидентов) к предыдущему году, составить в процентном отношении динамику роста (падения).

Результаты выполнения законодательных требований в области промышленной безопасности; изменения требований в области промышленной безопасности.

Выполнение законодательных требований в области промышленной безопасности являются одной из основных задач СУПБ. Силами отделов ПБиОТ и руководящего состава, рассматриваются нововведения в законодательстве, вносятся коррективы в эксплуатационные документы, устраняются выданные предписания надзорных органов. Составляется отчетность про проделанной работе, указываются достижения, устраненные недостатки. Данный этап при реализации сложных (затратных) нововведений, необходимо выполнить в виде календарного графика.

Результаты оценки риска аварий

Анализ опасностей и оценка риска аварий на ОПО (далее - анализ риска) представляет собой специальные научно-технические методы исследования опасностей возникновения, развития и последствий возможных аварий.

Процедура анализа риска может включать планирование работ, идентификацию опасностей аварий, оценку риска аварий, установление степени опасности возможных аварий, а также разработку и своевременную корректировку мероприятий по снижению риска аварий. Оценка риска аварии может являться частью анализа риска, состоящей в определении качественных и (или) количественных показателей риска.

Достоинства :

- выявление «слабых мест» математическими средствами;
- сравнение различных опасностей по единым показателям;
- наглядность результатов.

Ограничения /недостатки :

- Большой объем необходимой информации и расчетов;
- Существенная зависимость результатов расчета от достоверности исходных данных и допущений;
- Возможность «подгонки расчетов» под результат.

Результаты анализа рисков рекомендуется обосновывать и представлять таким образом, чтобы сделанные расчеты и выводы могли быть проверены и повторены экспертами, не принимавшими участие в первоначальном анализе рисков. Объем и вид отчета с результатами анализа рисков зависят от целей и задач анализа рисков и оценки рисков. Однако современные методы оценки риска не учитывают показателей прочности, надежности и срока службы оборудования, хотя такой тип взаимодействия важен.

Достаточность имеющихся ресурсов.

Под **ресурсом** понимается «сущность (объект) предприятия, обеспечивающая определенную или всю способность, необходимую для выполнения деятельности предприятия и (или) бизнес-процесса».

Обычно выделяют следующие виды ресурсов:

- производственные ресурсы — станки, оборудование, транспорт, здания и сооружения;
- материальные ресурсы — материалы, комплектующие, энергетические;
- информационные ресурсы — данные, документы, информация и информационные системы;
- человеческие ресурсы — участники процесса.

При анализе необходимо оценить, насколько объем привлеченных ресурсов соответствует целям процесса и его совершенствования.

Анализ достаточности ресурсов необходимо проводить на уровне функций процесса. Если анализ показал недостаточность ресурсов для реализации процесса или их избыток, то разрабатываются изменения в процессе в части его ресурсного обеспечения и предложения по требуемому количеству ресурсов для реализации процесса.

**Действия по дальнейшему снижению риска аварий
на опасных производственных объектах**

Меры по уменьшению риска могут носить технический и(или) организационный характер. При выборе мер решающее значение имеет общая оценка действенности и надежности мер, оказывающих влияние на риск, а также размер затрат на их реализацию.

При разработке мер по уменьшению риска необходимо учитывать, что вследствие возможной ограниченности ресурсов в первую очередь должны разрабатываться простейшие и связанные с наименьшими затратами рекомендации, а также меры на перспективу.

В большинстве случаев первоочередными мерами обеспечения безопасности, как правило, являются меры предупреждения аварии. Выбор планируемых для внедрения мер безопасности имеет следующие приоритеты:

- меры по уменьшению вероятности возникновения аварийной ситуации, включающие:
- меры по уменьшению вероятности возникновения инцидента,
- меры по уменьшению вероятности перерастания инцидента в аварийную ситуацию,

- меры по уменьшению тяжести последствий аварии, которые, в
- свою очередь, имеют следующие приоритеты:
- меры, предусматриваемые при проектировании опасного объекта (например, выбор несущих конструкций, запорной арматуры),
- меры, относящиеся к системам противоаварийной защиты и
- контроля (например, применение газоанализаторов),
- меры, касающиеся готовности эксплуатирующей организации
- к локализации и ликвидации последствий аварий.

Степень достижения целей в области промышленной безопасности.

В этом разделе анализируется исполнение плана мероприятий по обеспечению промышленной безопасности, который включает такие мероприятия, как:

- Организация подготовки и аттестации персонала в области промышленной безопасности
- Проведение проверок соблюдения требований ПБ
- Разработка графиков технического освидетельствования, диагностирования
- Проведение экспертиз промышленной безопасности
- Организация разработки декларации промышленной безопасности
- Страхование ответственности за причинение вреда при эксплуатации ОПО
- Разработка обоснования безопасности ОПО
- Контроль над выполнением мероприятий по актам и предписаниям Ростехнадзора
- Расследование аварий, инцидентов и НС на ОПО и т.д.

Результаты выполнения решений предыдущего анализа

При документарном оформлении результатов анализа функционирования СУПБ, если он выявил какие-то провалы или несоответствия в функционировании СУПБ, принимаются технические и/или организационные решения для приведения функционирования СУПБ в удовлетворительное состояние.

Первое, что делают при анализе СУПБ, — проверяют, выполнены ли решения предыдущего анализа. Это один из ключевых аспектов работоспособности СУПБ. Если система способна выявлять в своей работе недостатки — это положительный фактор. А если СУПБ не может устранить выявленные недостатки, это показатель ее несовершенности.

Соответственно, если анализ функционирования СУПБ за текущий год не выявил больше проблем при первичной аттестации вновь принятых сотрудников, то СУПБ работоспособна, если нет — система управления несовершенна.

Заключение

В качестве заключения выделим основные моменты, которые «мешают» полноценно провести анализ СУПБ, а именно:

1. Отсутствует нормативная база для последовательности проведения анализа СУПБ
2. Отсутствуют критерии качества проведенного анализа СУПБ
3. Для положительных результатов анализа необходима качественная «отправная точка»
4. Анализ функционирования системы СУПБ должен рассматривать совокупность факторов, а не разрозненно оценивать показатели.

ООО «ИНТЕРПРОМ» разработало и утвердило методику ИНТП-001-01-2023 «Методика аудита промышленной безопасности опасных производственных объектов»

Положения Методики применимы при:

- приведении ОПО к требованиям норм и правил промышленной безопасности;
- аудите СУПБ;
- оценке возможности увеличения интервала между капитальными ремонтами (увеличение межремонтного периода);
- проведении работ при энергетическом аудите;
- анализе риска на ОПО;
- перед проведением работ по реконструкции, техническом перевооружении ОПО.

Библиографический список:

1. Федеральный закон от 21 июля 1997 г. N 116-ФЗ "О промышленной безопасности опасных производственных объектов" (с изм. Федеральный закон от 25 декабря 2023 г. N 637-ФЗ);
2. Приказ Ростехнадзора от 15.12.2023 №457 «Об утверждении Программы профилактики рисков причинения вреда (ущерба) охраняемым законом ценностям при осуществлении федерального государственного надзора в области промышленной безопасности на 2024 год»;
3. Приказа Ростехнадзора от 09.03.2023 №103 "Об утверждении Руководства по безопасности "Методические рекомендации по разработке систем управления промышленной безопасностью в организациях, эксплуатирующих опасные производственные объекты»;
4. ИНТП-001-01-2023 «Методика аудита промышленной безопасности опасных производственных объектов».
5. Опыт исследования неисправностей и дефектов скважинных штанговых насосных установок на основе данных экспертизы промышленной безопасности / Р. Я. Соснин, А. З. Шаяхметов, Д. А. Борейко, В. Ю. Близиюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2023. – № 4(364). – С. 16-23.



АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

W		В		Жевнеренко В. А.	444
Wang Jiao Jiao	162	Вагина Т. И.	104	Желудова М. С.	104
А		Величко Е. И.	259	Журихина А. В.	308
Абасов В. В.	320	Вержбицкий В. В.	261	З	
Аббасова С. В.	162	Верисокин А. Е.	261	Заборовская В. В.	81
Агафонов Е. Д.	156	Вишератина Н. П.	55	Закиров Т. Р.	451
Александров А. А.	51	Волков А. Н.	144,	Засовская М. А.	382,
Александрук Б. С.	410		199		385
Алиева О. А.	158	Волков Д. С.	302	Земенкова М. Ю.	286
Алирзаев С. Ш.	175	Волосов К. А.	30,	Зимбурский Е. В.	338
Алхасов Ф. Д.	237		63,	Зотов Ю. Л.	382
Андрианов Н. И.	483		414,	И	
Анисимов И. Е.	190,		419	Иванов Э. С.	369
	253	Волосова А. К.	30,	Ивенина И. В.	423
Антонова К. Ю.	341		63,	Игнатик А. А.	311
Асадова Г. Ш.	179		414,	Игнатская Л. Я.	135
Б			419	Ильин Д. М.	270
Багаутдинов Р. В.	290	Волосова Н. К.	30,	Инякина Е. И.	228
Багаутдинова Р. Р.	390		63,	Исмагилов М. И.	224,
Баратов А. Н.	32		414,		253
Барахнина В. Б.	190		419	Исмагилова С. М.	190,
Барахнина С. Д.	224,	Вороник А. М.	459		224,
	253	Воронцов А. А.	117		253
Безбородов Ю. Н.	212	Выдренков А. Д.	286	Исмаилов Р. А.	320,
Белая И. В.	92	Г			365
Беляев С. Н.	444	Гаррис Н. А.	308	К	
Беляева Е. П.	212	Гельванов И. Р.	13	Кадильников Я. С.	283
Белякова А. А.	571	Гиниятуллина Р. А.	224	Казакова Т. И.	357,
Бембель С. Р.	13,	Гобанов Л. А.	81		360
	16	Годовский Д. А.	369	Казарцев Е. В.	523
Берг Н. В.	39	Головань Е. В.	293	Калининский А. А.	334
Бешенцев В. А.	51	Голубев И. А.	334	Каменских С. В.	514
Близнюков В. Ю.	259,	Григорьев Л. Ю.	426	Канева Х. Ф.	493
	261,	Грунковой Т. В.	437	Киян П. И.	199
	398	Гулиев А. Ш.	130	Кобозев Д. И.	372
Блинов П. А.	468	Гусев М. Ю.	279	Кобякова Ю. С.	256
Бобылева Т. В.	493,	Д		Кольчугин А. Н.	20
	567	Даутов А. Н.	20	Кондрашов М. П.	472
Богаткина Ю. Г.	244	Джаббарова Г. В.	130	Кореньков Б. Д.	382
Богданов Б. П.	81	Дорфман М. Б.	216	Коробов Г. Ю.	117
Богданов Н. П.	444	Дубовец А. В.	406	Королев Э. А.	20
Борейко Д. А.	571,	Дудников В. Ю.	48	Кочкина Ю. В.	55
	580	Е		Ксёنز Т. Г.	270
Борисов А. В.	410	Елизаренко И. И.	187	Кузнецов В. А.	34
Борисова О. В.	324	Ельцов Е. П.	305	Кузнецова Г. Я.	239
Буриков С. А.	224	Есаулов П. С.	149	Кузнецова Д. С.	468
Буслаев Г. В.	117	Ескин А. А.	20	Кузьбожев А. С.	302
Бязров Р. Р.	139	Ж		Кузьбожев П. А.	302
		Жданов К. Ю.	203	Кунцев В. Е.	440

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Куранов А. В.	104, 113	Осадчая Г. Г.	48	Смирнов Ю. Г.	423
Куранова Т. И.	113	П		Соловьев Н. А.	538
Кутовой А. С.	261	Павлова П. Л.	472	Сорокина А. А.	220
Л		Панфёрова М. Ю.	170	Сотникова А. Г.	76
Лачинов М. Н.	152	Пастухов А. Ю.	30, 63, 414, 419	Соходон Г. В.	266
Лещев В. И.	372			Старинец А. Н.	567
Локшина Е. А.	345			Старинец М. В.	385
Лукьянов В. Д.	504	Пастухов Д. Ф.	30, 63, 414, 419	Степин Ю. П.	398
Лысенко А. С.	459			Стрельский Д. А.	563
Любович М. Е.	126			Султанова А. В.	167, 194
М				Т	
Макаров А. И.	533	Пастухов Ю. Ф.	30, 63, 414, 419	Талибуллин Р. Н.	518
Малинин В. В.	376			Тартышев О. И.	330
Малинин В. Г.	376			Ташбулатов Р. Р.	279
Малинин Г. В.	376			Токаренко А. В.	279
Малинина Н. А.	376	Першин Н. А.	187	Трохов В. В.	459
Мамедли С. В.	365	Петрова А. Ю.	67	Трошин К. А.	350
Мамедов А. В.	167, 248	Пильник Ю. Н.	88	Труфанов С. В.	121
Мамедов И. П.	248	Подопригора Д. Г.	139	У	
Мамедов Р. М.	194, 248	Политов Н. М.	557	Угланов К. Д.	293
		Поляков А. В.	338	Уляшева Н. М.	463, 542
Мамедова Г. Г.	209	Попов А. О.	509		
Мамедова Е. В.	183	Приходько М. Г.	338	Ф	
Мастобаев Б. Н.	278	Пунанова С. А.	44	Федоров В. Т.	283
Матейчук Л. В.	199	Путилов И. С.	70	Федотова А. И.	487
Медведев А. В.	24	Р		Филиппов К. В.	468
Медведев Н. Р.	16	Рекова Е. В.	88	Фомин В. В.	487
Мелентьев В. А.	394	Рожкова Д. С.	545	Фролов Ю. А.	290, 390
Мехтиева Н. Ф.	231	Ростовщиков В. Б.	92, 96	Х	
Миндубаев Р. Г.	580	Рочев А. Н.	144	Хайруллин А. А.	220
Михайлина И. С.	338	Ряховских И. В.	487	Хамза Х. А.	259
Михайлов В. А.	477	С		Хан К.	324
Михеев Д. М.	372	Сабитов М. И.	328	Харитонов Е. В.	341
Михеев М. А.	463	Савинов С. Г.	487	Хаюзкин А. С.	451
Мустафаев А. А.	152, 231	Савич В. Л.	376	Хозяинов В. П.	406
Мустафаев В. Т.	320	Сайдинов А. У.	32	Хорошилов Р. А.	557
Мухторов Ш. З.	32	Сайфуллина А. И.	369	Христодуло В. А.	190
Н		Саприн С. В.	48	Хузина Л. Б.	518
Наджафзаде Т. Э.	167	Сарданашвили О. Н.	244	Ц	
Неволин А. И.	70	Сардарова Т. Н. к.	220	Цуканова А. Н.	542
Нефедов С. В.	487	Саяпов А. В.	253	Цыпленков С. В.	156
Низамов Н. И.	278	Сбитнева Я. С.	96	Ч	
Никитина В. С.	410	Семенченко А. А.	206	Чернов С. В.	30, 63, 414, 419
Никишин В. В.	468	Сенин С. В.	109, 113		
О		Сенина О. А.	109	Чеславский Я. В.	509, 557
Овчарова Т. А.	92	Сериков Д. Ю.	553		
Омарова А. Ш.	549	Сивкова М. В.	187, 328		
Онацкий В. Л.	334				

АЛФАВИТНЫЙ УКАЗАТЕЛЬ

Чижевская Е. Л.	286, 330	Шиков И. А.	144, 199, 203	Ю Юринов А. И.	341
Чипизубова Т. К.	228			Я	
Чубатюк К. С.	557	Ширинов М. М.	549	Яворская Е. Е.	324
Чувашов А. А.	394	Шишкин И. В.	302, 357, 360	Янчук В. М.	302
Чувашов Н. А.	440			Яраханова Д. Г.	206, 237, 242, 256
Ш					
Шаммазов И. А.	410	Шмелев В. А.	398		
Шарифуллин А. В.	341	Шрам В. Г.	350		
Шаяхметов А. З.	580	Штоль И. Р.	542		

