



МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО
ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
ФЕДЕРАЛЬНОЕ ГОСУДАРСТВЕННОЕ
БЮДЖЕТНОЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ
УЧРЕЖДЕНИЕ ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
«САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ
ТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Кафедра «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Самара

Самарский государственный технический университет

2021

Издаётся по решению учёного совета СамГТУ (протокол №8 от 28.03.2019)

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

Ашировские чтения [Электронный ресурс]: сб. трудов Всероссийск. Науч.-практ. Конференции / Отв. Редактор *В.В. Живаева*. – Самара: Самар. Гос. Техн. Ун-т, 2021. – 1 электрон. Опт. Диск.

ISBN 978-5-7964-2234-2

Представлены труды Всероссийской научно-практической конференции, которые отражают результаты исследований и разработок сотрудников ВУЗов, НИИ и предприятий нефтяной и газовой промышленности Российской Федерации.

Сборник предназначен для научных работников, аспирантов, студентов, представителей производств.

Минимальные системные требования:

Windows XP, MS Office, Adobe Acrobat Reader

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

A98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2021

©Самарский государственный
технический университет, 2021

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

Условия формирования и нефтегазоносность северного блока вала сорокина 14
М.А. Нуртазаева

Этапы формирования бассейновых рифовых залежей восточной части оренбургской области волостновского лицензионного участка..... 18
А. В. Рагулин, В. В. Силецкая, А. М. Зиновьев

Применение метода Монте-Карло при анализе данных микросейсмического зондирования..... 23
К.В. Сюраева, Р.А. Еремин, А.А. Подъячев

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Повышение стойкости твердосплавных породоразрушающих зубков шарошечных буровых долот 30
Р.М. Богомоллов

Основные принципы оптимизации рецептур буровых технологических жидкостей в условиях многофакторной геологической осложненности 43
И. Ю. Быков, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева

Совершенствование методологии определения состава промывочных жидкостей для первичного вскрытия пласта 48
Р.А. Исмаков, О.А. Заляев, В.Р. Рахматуллин, К.Т. Суфьянов

Резьбовые смазки для труб нефтяного сортамента с нанопорошками ... 53
Л.Х. Асфандиаров, В.Р. Рахматуллин, О.А. Заляев, К.Т. Суфьянов

Анализ качества крепления эксплуатационных колонн и корректирующие мероприятия для повышения качества 56
О. А. Грибенников¹, Е.В. Черкасова²

Рекомендации недопущения осложнения и аварии при строительстве скважин..... 61
Г.С. Мозговой¹, В.И. Зенин², С.А. Шерер³, А.В. Пискеев⁴

Геополимерная система повышенной прочности для крепления высокотемпературных и глубоких скважин 68
А.А.Алиев, Н.В.Нагиева*

Подбор напряженности магнитного поля для обработки жидкости с целью повышения эффективности промывки песчаной пробки в скважине	72
<i>Д.А. Искандеров</i>	
Оптимизация конструкции скважин на месторождениях	77
<i>Г.С. Мозговой¹, С.А. Шерер², Н.Д. Южеев³</i>	
Модернизация метода прогнозирования и предупреждения поглощений на месторождениях Самарской области.....	82
<i>К.А. Шиповский¹, М.Е. Коваль^{1,2}</i>	
Анализ работы винтовых забойных двигателей с гидроимпульсной секцией.....	90
<i>Е.Ю. Биктимиркин^{1,2}, Е.А. Демьянов¹, Г.С. Мозговой²</i>	
Методика оценки влияния условий проводки скважины на усталостную прочность бурильных труб	97
<i>В.Н. Гнибидин</i>	
Анализ влияния осмотических перетоков на устойчивость ствола скважины	105
<i>Л.В. Ермолаева</i>	
Результаты исследований аргиллитов на тестере линейного набухания	109
<i>Е.О. Игнатьева, О.А. Нечаева, В.А. Капитонов, К.О. Ковалева</i>	
Построение алгоритма для определения времени эксплуатации цементной оболочки.....	114
<i>Д.Р. Камаев, В. В. Живаева, Д.Н. Цивинский</i>	
Порядок расчёта эквивалентной циркуляционной плотности.....	119
<i>М. Е. Коваль, В. А. Капитонов</i>	
Оптимизация строительства горизонтальной части скважин длиной более 2000 метров.....	132
<i>А.В. Липатов, И.М. Ибятуллин, Б.К. Малков</i>	
Методы оптимизации скоростей бурения горизонтальных скважин средствами телеметрических систем, на примере Ковыктинского ГКМ	137
<i>С.А. Лукьянов^{1,2}, В.В. Живаева¹, А.А. Дорофеев^{1,2}</i>	

Анализ методов измерения свойств силикатных гелей, используемых для проведения водоизоляционных работ	142
<i>В.Ю. Роднова, А.Ю. Царьков*, О.А. Нечаева, В.А. Бойко, Ю.Ш. Тихонова</i>	
Моделирование профиля скоростей при движении буровых промывочных жидкостей в скважине	154
<i>В.И. Никитин, В.В. Живаева, М.Г. Казазян, Д.А. Кабаева</i>	
Определение изменения фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта в зависимости от подвижности фильтрата промывочной жидкости.....	160
<i>В. И. Никитин, А.Е. Коновалова, Д.А. Климанова</i>	
Определение эффективной вязкости буровых промывочных систем...	165
<i>В. И. Никитин, С.Ю. Милькова, К.В. Парфенов</i>	
Компьютерное моделирование напряжений прижимных элементов в установке для моделирования горных напряжений.....	170
<i>А.А. Подъячев., П.Н. Букин, К.В. Сюраева</i>	
Этапы реализации предынвестиционной фазы проектирования.....	176
<i>Л.Н. Смирнова</i>	
Применение Функционально-структурного моделирования для выбора оптимальной комплектации буровой установки	184
<i>В.А. Шмелев</i>	
Повышение стойкости опор шарошечных долот с бессепараторными роликами.....	202
<i>Р.М. Богомолов¹, Г.С. Мозговой²</i>	

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Применение технологии NIWAY на газоконденсатных месторождениях	212
<i>О.А. Грибенников, А.А. Андриевский</i>	
Тепловая обработка призабойной зоны скважины	216
<i>Е.А. Косарева, Ю.В. Великанова</i>	
Анализ эффективности работы УЭЦН на самотлорском месторождении	222
<i>В.С. Гаврилов, О.А. Грибенников</i>	

Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях	226
<i>В.С. Гаврилов, О.А. Грибенников</i>	
Способы решения проблемы высокого затрубного давления, создаваемого попутным нефтяным газом, в скважинах, эксплуатирующихся УЭЦН	233
<i>Г.Г. Гиляев</i>	
Анализ эффективности геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающем и нагнетательном фонде пласта Б2 Богатыревского месторождения	237
<i>Ю.А. Головина</i>	
Мероприятия по осуществлению контроля за процессом разработки пласта Б2 Озеркинского месторождения	244
<i>Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая</i>	
Методы воздействия на призабойную зону продуктивных пластов серноводского месторождения	250
<i>Ю.А. Головина, Е.И. Соболева</i>	
К вопросу промывки и первичного вскрытия пласта при строительстве наклонно направленных скважин	257
<i>В.В. Дуркин</i>	
Исследование способов защиты резервуаров от коррозии	262
<i>В.А. Егоров, М.А. Истомова</i>	
Обработка призабойной зоны пласта глинокислотным материалом	267
<i>Г.А. Ковалева, Д.В. Ефремов</i>	
Солеотложения, как причина выхода на отказ скважин, эксплуатируемых УЭЦН	272
<i>М.В. Жидкова, Ю.П. Борисевич*, Н.Ю. Хохлова*</i>	
Анализ эффективности проведения ГТМ на кудиновском месторождении	276
<i>М.В. Жидкова, Ю.П. Борисевич*, Н.Ю. Хохлова*</i>	
Технологии восстановления и регулирования профиля приёмистости на нагнетательных скважинах	280
<i>И.Д. Зюзин, Д.А. Финошин, К.И. Бабицкая</i>	

Оценка влияния и определение глубины ледового пропахивания дна морского ГКМ Каменномысское море	284
<i>Е.В. Игнатьев</i>	
Методы увеличения нефтеотдачи с применением потокоотклоняющих систем	292
<i>К.И.Бабицкая, Г.Ф.Ишмухаметова</i>	
Повышение энергоэффективности насосных установок внутрипромысловой перекачки.....	296
<i>Е.В. Алекина, В.И. Кнейб</i>	
Методика оценки эффективности составов технологических жидкостей для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта	300
<i>Е.А. Рогов¹, А.А. Контарев¹, С.А. Пискарев²</i>	
Особенности текущего состояния разработки глиносодержащих коллекторов Самарской области.....	304
<i>Н.М. Данилова, К.И. Бабицкая, А.А. Мезенцев</i>	
К вопросу увеличения обводненности продукции скважин месторождения N.....	309
<i>О.А. Миклина¹, П. Е. Козлова²</i>	
Классификация методов ГРП	313
<i>А.И. Мирасов</i>	
Обоснование способа разработки трудноизвлекаемых запасов пласта АВ ₁ ¹⁻² Самотлорского нефтяного месторождения	316
<i>А.И. Нафиков, Г.А. Ковалева</i>	
Определение механических примесей в скважинной продукции	322
<i>К.И. Бабицкая¹, А.С. Паутова²</i>	
Особенности разработки оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....	334
<i>В.О. Поляков, А.М. Зиновьев</i>	
Способы добычи сверхвязкой нефти на Карабикуловском месторождении Самарской области	337
<i>А.М. Зиновьев^{1,2}, В.Е. Попов^{1,2}</i>	
Разработка и применение интеллектуальных алгоритмов с целью повышения эффективности процессов добычи нефти	343
<i>К.И.Бабицкая^{1,2}, Я.Н. Решетникова¹</i>	

Анализ эффективности применения технологии резки бокового ствола	346
<i>А.А. Ронжин, К.И. Бабицкая</i>	
Исследования температуры и давления ЭЦН на нестационарных режимах	349
<i>С.В. Кузьмичев</i>	
Определение запаса стабильности рабочей жидкости для успешного проведения грп на месторождении им. О.А. Московцева	358
<i>А.Ю. Сафронов; А.М. Зиновьев</i>	
Регулирование энергетического состояния залежи в условиях высокой трещиноватости, расчлененности пласта и вязкости нефти	365
<i>С.В. Ситников, М.О. Гурьянов, К.И. Бабицкая</i>	
Анализ эффективности выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах енорускинского месторождения	368
<i>О.А. Грибенников, П.С. Спиридонов</i>	
Оценка фильтрационно – емкостных свойств трещиноватых коллекторов, рифейских отложений юрубчено – тохомского месторождения.....	371
<i>Р.И. Степанов</i>	
Анализ фонда скважин осложненного АСПО	379
<i>С.А. Булгаков, О.А. Грибенников, Е.О. Тягаев</i>	
Дисперсные гелевые частицы для увеличения нефтеотдачи пласта	386
<i>Н.В. Нагиева *, А.А. Алиев</i>	
Пенная система на основе аминсмолы для химического закрепления песка.....	389
<i>Э.Ф. Велиев</i>	
Разработка растворителя АСПО Даниловского месторождения.....	394
<i>Г.Ю. Лукашов, В.Ю. Соколов, П.В. Склюев, И.В. Царьков</i>	
Оценка применения анионных ПАВ, полученных из растительного сырья, в составах для интенсификации добычи нефти.....	400
<i>Ю.М. Ярочкина, П.В. Склюев</i>	

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Применение криогелей при прокладке магистральных трубопроводов в мерзлых грунтах	408
<i>Е.В. Никулин¹, П.В. Бурков¹, М.С. Фуфаева², В.П. Бурков¹</i>	
Применение газо-жидкостных струйных компрессоров с целью утилизации попутного нефтяного газа низкого давления	412
<i>Е.В. Павлова¹, Л.А. Шацкая², Г.Г. Гиляев³</i>	
Резервуар вертикальный стальной с модернизированным соединением стенки и днища	415
<i>Д.В. Семькина, Н.И. Садыков</i>	
Выбор метода и технологии переработки (утилизации) ПНГ и его кислых компонентов по результатам анализа продукции сважин командиршорской группы месторождений	418
<i>А.В. Стаценко, Ю.П. Борисевич</i>	
Преимущества использования нефтегазоводораспределителя с прямым подогревом для промысловой подготовки нефти	426
<i>Н. А. Тамуркин, Е. В. Алекина</i>	
Применение противотурбулентных присадок, как способ повышения производительности магистральных нефтепроводов	431
<i>В.В. Чертыковцев</i>	
Модернизация системы подготовки нефти к транспорту на нефтегорской ДНС	436
<i>П.А. Головкин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
Инновационные технологии по реконструкции резервуарных парков на примере УПН радаевская.....	440
<i>А.А. Егармин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
Модернизация системы подготовки продукции скважин на Покровском месторождении	448
<i>Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, С.А. Канищев</i>	
Внедрение энергосберегающих технологий при реконструкции покровской УПСВ самарской области	453
<i>М.В. Касьянов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова</i>	
Анализ осадконакопления в оборудовании Софьинско – Дзержинской УПСВ	455

М.А. Нефедов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Реконструкция системы сбора попутного газа на Вахитовском
месторождении 460

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.Н. Полухин

Реконструкция системы сбора продукции скважин на Мухановском
месторождении 464

Д.А. Пономарев, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Анализ работы узла регенерации абсорбента установки осушки газа на
Ямбургском месторождении 468

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.А. Симакова

Внедрение методов неразрушающего контроля на центральной трубной
базе ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ» 474

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, М.Б. Смоленцев

Применение плоско сворачиваемого рукава большого диаметра при
аварийных и плановых работах на нефтепроводах 481

А.А. Ташлин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Организация раннего сброса пластовой воды 484

А.В. Трофимова, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Оптимизация контроля коррозии шлемовых трубопроводов и
оборудования колонн К-1 и К-2 на ЭЛОУ-АВТ-6 487

А.С. Янковский, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

Варианты решения проблемы коррозионной защиты резервуаров 491

Н.Г. Кац, В.В. Живаева, С.Н. Парфенова

Применения пожаротушения на основе углекислоты на вертикальных
стальных резервуарах 498

А.Д. Свистунов; А.А. Гончаров; К.С. Цепкова

Повышение надежности эксплуатации центробежных насосов 501

М.С. Коновалов, Ю.В. Великанова

МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Уточненный расчет валов с учетом сочетания концентраторов
напряжений 516

И. А. Кокорев

ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Повышение энергетической эффективности станций управления погружными насосами с частотными преобразователями 525
А.В. Стариков, О.С. Беляева, В.А. Кирдяшев

Динамические характеристики электропривода буровой лебедки с асинхронным исполнительным двигателем..... 535
А.В. Стариков, Д.В. Канунников

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Экологические проблемы, возникающие при добыче трудноизвлекаемых углеводородов 545
А.Г. Задкова

Оценка качества отходов бурения скважин 550
Е.А. Рогов¹, А.А. Контарев¹, С.А. Пискарев²

Особенности использования микрогелей для ликвидации аварийных разливов нефти с водной поверхности 552
А.Н. Сухоносова, Г.С. Мозговой, К.А. Куличков

ОХРАНА ТРУДА

Методология оценки риска для персонала работающего на опасном производственном объекте 562
Д.А. Уваров¹, Р.Н. Сергеев¹

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ

К вопросу изучения различных классификаций в системе ДПО Нефтегазового образования..... 572
Миклина О. А.

Совершенствование стратегии профессионального развития персонала предприятий нефтегазовой отрасли..... 577
В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Л.В. Климина

Вовлеченность персонала промышленной организации 584
В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Л.В. Климина

СОДЕРЖАНИЕ

Построение математической модели количества выпускников университета	591
<i>П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова</i>	

ГЕОЛОГИЯ И ГЕОФИЗИКА

УДК 553.98:551.761.

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
СЕВЕРНОГО БЛОКА ВАЛА СОРОКИНА***М.А. Нуртазаева**ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический
университет,**г. Ухта, Россия,**E-mail: mnurtazaeva@ugtu.net***Аннотация**

Южно-Наульская структура расположена в новом нефтегазодобывающем районе с развитой нефтегазотранспортной сетью, в которой имеются разведанные запасы нефти.

Ключевые слова

Нефтегазоносность, природные резервуары, геологические задачи, скважина, горизонты, разработка, поисковый объект.

Вал Сорокина является юго-восточной пограничной структурой Варандей-Адзвинского краевого авлакогена.

На формировании его повлияли как вертикальные движения, так и взаклучительные стадии (пермь, триас) и горизонтальные. Последние имели подчиненный характер, т.к. были спровоцированы тангенциальными напряжениями со стороны Пай-Хойской складчатой системы.

Но тем не менее в образовании вала четко прослеживается его надвиговая природа.

В заключительные стадии тектонической активности вал был расколот на два блока.

Южный блок испытал значительную инверсию, о чем говорит отсутствие значительной части пермско-триасового разреза по отношению к северному блоку.

Такая тектонодинамическая модель формирования вала Сорокина предопределила значительно более широки й стратиграфический диапазон нефтегазоносности северного блока по отношению к южному.

На северном блоке установлена промышляная нефтеносность пермско-триасового терригенного комплекса. Причем залежи тяжелой нефти в триасовых отложениях имеют единый контакт и объединены в одну

крупнейшую Северо-Сорокинскую залежь тяжелой нефти, куда входят такие месторождения, как Варандейское, Торавейское, Южно-Торавейское.

Характерной особенностью нефтегазоносности северного блока вала Сорокина является изменение физико-химических свойств нефтей триасовых отложений на Арктическом шельфовом продолжении.

В тектоническом отношении Южно-Наульская структура расположена на валу Сорокина Варандей-Адъзвинской структурной зоны, в нефтегазогеологическом отношении – в Сорокинском нефтегазоносном районе Варандей-Адъзвинской нефтегазоносной области.

В результате переобработки в системе Promax и переинтерпетации сейсмических материалов 3D уточнено структурно-тектоническое строение вала Сорокина. В пределах вала Сорокина интерпретация более качественных временных разрезов позволила с большей однозначностью выполнить корреляцию отражающих горизонтов и тектонических разломов в комплексе со скважинными данными.

В пределах вала Сорокина между Наульской и Лабоганской структурами выявлена новая перспективная приразломная структура Южно-Наульская (по верхнесилурийско-нижнекаменноугольным отложениям).

Южно-Наульская структура подготовлена к глубокому бурению, в ее контуре планируется пробурить первоочередную скв. № 1. В зависимости от результатов бурения скв. № 1, будет опоискован северный купол скважиной № 2.

В процессе поискового бурения на Южно-Наульской структуре должны быть решены следующие геологические задачи:

- вскрытие продуктивных на нефть нижедевонских и нижнекаменноугольных карбонатных отложений;

- выделение и оценка продуктивности пластов по совокупности геолого-геофизических данных;

- испытание выделенных по материалам ПГИ продуктивных пластов, получение притоков нефти;

- определение физико-химических свойств флюидов в пластовых и поверхностных условиях;

- изучение физических свойств коллекторов по данным лабораторных исследований и по материалам ГИС и определение их параметров для подсчета запасов;

- обоснование уровня ВНК, площади нефтеносности, типа залежи;
- подсчет запасов выявленных залежей по категории C_{1+2} .

По результатам выполненных работ, рекомендуется:

Бурение двух поисково-оценочных скважин на Южно-Наульской структуре в пределах самостоятельных куполов по отражающим горизонтам $III_1(D_1)$ и $IV(C_1V)$ с целью изучения разреза осадочного чехла и оценки нефтегазосности нижнедевонских и нижнекаменноугольных карбонатных отложений. Рекомендуемая глубина скважин составляет 4200 м.

1. Наиболее перспективные коллекторские уровни в палеозойской части разреза в районе исследований связаны с овинпармским горизонтом нижнего девона, турнейским и визейским ярусами нижнего карбона глубина залегания не превышает 4200 м.

2. Природные резервуары оптимального строения в нижнедевонских и нижнекаменноугольных карбонатных отложениях распространены в центральной части вала Сорокина, где под зональные покрывки выходят мелкокавернозные, пористые и сильно трещиноватые доломиты.

3. Улучшение фильтрационно-емкостных свойств нижнедевонских и нижнекаменноугольных коллекторов предполагается за счет широкого развития тектонической трещиноватости, которая обеспечит повышенную проницаемость продуктивных толщ.

4. Флюидопорами для возможных залежей УВ нижнего девона, турнейского и визейского ярусов нижнего карбона являются глинисто-карбонатные отложения с отъемкыртинского горизонта, аргиллитоподобные глины визейского возраста и доломито-ангидритовая толща серпуховского яруса.

Заложение первой скважины на данной структуре проводится ввиду ее геологического и тектонического строения, так как структура представляет собой брахиантиклинальную складку северо-западного простирания, осложненную с запада и востока тектоническими нарушениями, то заложение первой поисково-оценочной скважины предполагается в северном куполе структуры с амплитудой 280 м на самой высокой гипсометрической отметки 3680 м. Заложение второй поисково-оценочной скважины, зависящей от результатов бурения первой, предполагается в южном куполе структуры с амплитудой 240 м на самой высокой гипсометрической отметки 3680 м.

Площадь продуктивности Южно-Наульской структуры по овинпармским отложениям рассчитана по структурной карте кровли отложений нижнего девона (ОГ Ш₁). Размеры структуры в контуре изогипсы минус 3720 м составляют 13.0 × 1.5 км, амплитуда 35м. Западное крыло структуры оборвановзбросо-надвиговым нарушением. Свод структуры очерчен изогипсой минус 3680 м.

Перспективы Южно-Наульской структуры, имеющей морфологию приразломной антиклинальной складки, в пределах которой может быть сформирована сводовая тектонически ограниченная ловушка, связываются в первую очередь с нижнедевонскими и нижнекаменноугольными карбонатными отложениями.

Прогнозируемая залежь нефти на Южно – Наульской структуре в D₁₀р отложениях.

Залежь нефти является пластовой сводовой, тектонически экранированной взбросо-надвигом, приуроченной к овинпармским отложениям нижнего девона. Литологически продуктивные отложения лоховского яруса представлены чередованием доломитов темно- и коричневато-серых, мелко-среднекристаллических, мелкокавернозных, пористых, нефтенасыщенных, сильно трещиноватых с тонкими прослоями глин и гнездами доломитов, и известняков в различной степени глинистых. Этаж нефтеносности по нижнедевонской залежи составил 35 м. Покрышкой залежи является глинисто-карбонатная пачка сотчемкыртинского горизонта нижнего девона.

Выводы

1. Континентальная часть северного блока вала Сорокина имеет продолжение на Арктическом шельфе. Здесь находится в разработке единственное на Арктическом шельфе Приразломная нефтяное месторождения с залежами в карбонатах пермско-каменноугольных отложений.
2. Для наращивания сырьевой базы в пределах Арктического шельфа опoискованию подлежат терригенные отложения верхней перми и триаса, где в континентальной части в них выявлены крупные залежи тяжелой нефти.
3. Важным поисковым объектом может быть среднеордовикско-нижнедевонской НГК, высокая перспективность которого установлена на ряде площадей континентальной части Варандей – Адзвинской структурной зоны.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Геология и минеральные ресурсы Европейского Северо-Востока России: Материалы XVII Геологического съезда Республики Коми. Т. III. Сыктывкар: ИГ Коми НЦ УрО РАН, 2019. 456 с.
2. Алексин Г.А., Гайдеек В.И., Островский М.И., Подкопаев В.П., Холодилов В.А., Цехмейстрюк А.К. Результаты поискового бурения на нефть и газ в Тимано-Печорской провинции // Сер. ВНИИОЭНГ тр. Геология нефтяных и нефтегазовых месторождений Тимано-Печорской провинции, вып. 10, 1983, с. 90-94.
3. Головань А.С., Никонов Н.И., Макаревич В.Н., Холодилов В.А. Хорейверская впадина - перспективный поисковый объект в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции // Геология нефти и газа, вып. 12, 1984, с. 5-9.
4. Дуркина А.В. Зональное расчленение серпуховсковерхнекаменноугольных отложений Тимано-Печорской провинции и обоснование границ ярусов // В кн.: «Геология и минеральные ресурсы Европейского северо-востока России, новые результаты и новые перспективы». XIII геологический съезд Республики Коми. Сыктывкар. Геопринт. Т. II, с. 200-202.
5. Вяхирев Р.И., Никитин Б.А., Гриценко А.И., Захаров Е.В., Никитин П.Б. Актуальность выявления и освоения месторождений газа и нефти на шельфе России. М., Газоил пресс, 2000, с. 109.

**ЭТАПЫ ФОРМИРОВАНИЯ БАССЕЙНОВЫХ РИФОВЫХ
ЗАЛЕЖЕЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ
ВОЛОСТНОВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА**

А. В. Рагулин, В. В. Силецкая, А. М. Зиновьев

СамГТУ, Самара, Россия, alekvr@mail.ru

Аннотация. Сложное строение рифов, их фациальная неоднородность, значительное влияние эпигенетических процессов на изменение и преобразование первичного пустотного пространства, развитая трещиноватость - все это повышает требования к методологии изучения рифовых резервуаров, точности геологических моделей и достоверности подсчета запасов углеводородов. В представленной статье с учетом седиментологического анализа и лабораторных исследований ядра рассмотрены этапы образования рифовых пород, с учетом фильтрационно-емкостных свойств неоднородного рифового резервуара. Особенностью

рифтовых залежей на данном участке является различная наполненность нефтью рифогенных ловушек. Это может быть объяснено изменчивым качеством надрифтовой покрывки.

Ключевые слова: одиночные рифы, залежи рифогенного типа, рифогенные ловушки нефти, пустотное пространство, заполненность ловушек.

Перспективность разработки залежей рифогенного типа обусловлена рядом факторов: наличием крупных запасов УВ в рифовых отложениях, высокими дебитами скважин и высоким потенциалом рифовых залежей. В качестве примера таких залежей рассмотрим Волостновский лицензионный участок, расположенный на востоке Оренбургской области.

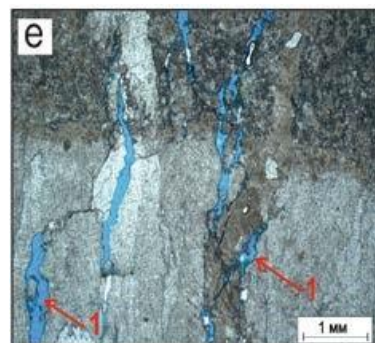
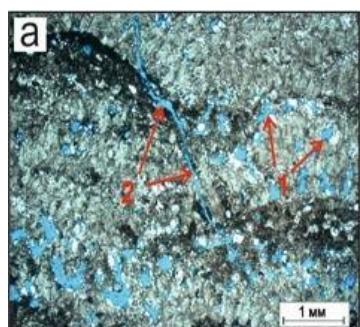


Рисунок 1 - Фотографии шлифов: а - известняк строматопоровый, пористый; первичные изолированные пустоты в скелетах строматопороидей, е – известняк с плотной матрицей и связанной системой трещин;

В тектоническом отношении Волостновский ЛУ расположен на восточной окраине Восточно-Европейской докембрийской платформы. Восточно-Европейская платформа на рассматриваемой территории представлена юго-восточными структурными элементами Волго-Уральской антеклизы Русской плиты и крайней северо-восточной частью Прикаспийской впадины. В пределах Волостновского ЛУ Бузулукскую впадину осложняют структуры 2-го порядка: на севере – Камелик-Чаганская система дислокаций, на юго-западе – Рубежинский прогиб. На юго-востоке ЛУ выделяется присводовая часть Оренбургского вала, характеризующаяся сокращением толщин девонско-нижнекаменноугольных отложений. На

рис.1 представлены фото шлифов, с трещинами и кавернами данного лицензионного участка. Таким образом, пустотное пространство в породах рифа представлено порами, кавернами и трещинами, которые сформировались в значительной мере под влиянием поверхностного и подповерхностного карста.

Основываясь на расширенном комплексе лабораторных исследований керна, включающий стандартные исследования, изучение ФЕС на полноразмерных образцах, рентгенотомография, изучение анизотропии трещиноватости на кубических образцах по методике К.И. Багрянцевой можно выделить четыре фазы образования рифовых пород.

Первая фаза – рост рифа – это образование скелета биогерма. Она заканчивается заполнением внутренних пустот афанитово-шламмовым цементом. Цемент наблюдается как вокруг скелета мшанок, так и в карманах, пустотах.

Вторая фаза – поднятие рифа на поверхность и закарстовывание. Поднятый движениями земной коры над уровнем моря, риф подвергается воздействию атмосферных осадков и выветриванию. Выветривание расширяет трещины, а осадки стекают по поверхности и проникают в трещины. В результате растворения биогерма и детритусовых известняков на поверхности возникают карры, карстовые воронки и другие формы. В самом рифовом массиве образуются различные карстовые полости, характеристика которых будет дана ниже. Помимо процессов подземного растворения, происходят выпадение карбоната кальция из раствора в виде кальцитовых корочек на скелете рифообразующих организмов и инкрустация вокруг твердых частей. Это обуславливает частичное заполнение полостей.

В конце воронежского этапа осадконакопления в результате снижения эвстатического уровня моря, рифы вышли на поверхность, в субаэральную экспозицию и представляли собой острова с наземной растительностью.

В рифовых массивах, подвергнутых карсту, сформировалась трехуровневая гидродинамическая система: верхний уровень – вадозная метеорная зона с пустотным пространством, заполненным пресной водой атмосферных осадков и воздухом, средний уровень – фреатическая метеорная зона с заполнением пустот морскими опресненными водами, нижний уровень – фреатическая морская зона с заполнением пустот морскими водами. В вадозной и фреатической метеорных зонах карбонатные породы подвергались интенсивным эпигенетическим процессам выщелачивания и растворения, что способствовало формированию сложной системы вертикальных полостей, трещин,

кавернозных зон. На границе смешивания пресных метеорных и морских поровых вод происходили процессы метасоматоза, приведшие к замещению известняков доломитами и формированию обширной зоны кавернозно-пористых вторичных коллекторов.

Третья фаза – растрескивание карбонатных отложений рифа и последующее погружение его под уровень моря. Оно сопровождается частичным разрушением морскими волнами возникших во вторую фазу поверхностных карстовых форм – карст, воронок и др. Согласно автора В. П. Маслова, это фаза вмывания по трещинам в оставшиеся полости битуминозных и карбонатных пород. В результате оставшиеся полости заполнялись битуминозным карбонатом с обломками корочек и организмов, как результат дробления тектоническими движениями, а также внедрения морской воды под давлением волн в краевые участки массива.

Четвертая фаза – отложение ангидрита и гипса из растворов лагуны, окружающей риф. Эта фаза характерна только для рифов, находящихся среди лагунных отложений. Погружение рифа под уровень лагуны и последующее захоронение под осадками гипсосоленосных кунгурских отложений сопровождалось, проникновением растворов лагуны по трещинам в более глубокие части массива, где нет битуминозных пород и растворов сульфатов. Ангидрит и гипс, выкристаллизовавшиеся в оставшихся ранее незаполненными пустотах и кавернах известняка, представляют в основном результат выпадения из этих растворов.

Одиночные бассейновые верхнефранские рифы располагаются на площади размером 16 на 18 км. Рифы с максимальной наполненностью тяготеют к юго-восточной части участка, в целом же по площади не наблюдается закономерности степени наполненности рифогенных ловушек. Т.е. групповое и территориально компактное расположение Волостновских рифов на площади, близость нефтепроизводящих доманикоидных толщ, а также доказанные ловушки со 100% наполненностью нефтью, свидетельствуют, что рифы заполнялись максимально и достаточно равномерно.

На основании вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что раннегерцинский тектогенез создал основные черты современного структурного-тектонического строения исследуемой территории, а более поздние циклы лишь немного усложнили их. Именно в раннегерцинский цикл были созданы основные ловушки в пределах Волостновского ЛУ. Данные выводы подтверждаются как сейсморазведочными работами 3Д, выполненными в 2013г., результаты которых детально изложены в отчете ООО «Тюменский нефтяной научный центр», так и по результатам бурения поисковых скважин на Волостновском лицензионном участке.

Комплексная интерпретация сейсмических и геологических данных, а также седиментологических исследований керна в пределах Волостновского лицензионного участка позволит более точно реконструировать историю формирования бассейновых одиночных рифовых объектов и условий заполнения глубоководного бассейна и даст возможность корректно прогнозировать технологические показатели с целью оптимального выбора системы разработки.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вилесов А.П., Немирович Т.Г., Лашманова А.А. Франские одиночные рифы Оренбургской области и перспективы их нефтегазоносности // Осадочные бассейны, седиментационные и постседиментационные процессы в геологической истории. Материалы VII Всероссийского литологического совещания (Новосибирск, 28-31 октября 2013 г.). В 3 т. / Новосибирск: ИНГГ СО РАН, 2013. Т.1. С. 158-163.
2. Геологическое строение и нефтегазоносность Оренбургской области – Оренбург.; Оренбургское книжное издательство, 1997 – 121 с.
3. Эксплуатация рифовых объектов на территории Оренбургской области доклад ООО «Тюменский нефтяной научный центр», 2013г.
4. Шакиров В.А., Вилесов А.П., Истомина Н.М. Причины различной наполненности франских рифогенных ловушек нефти на Волостновско-Рыбкинском участке Оренбургской области // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений, 2020. № 10. С. 4-11.
5. Никитин Ю.И., Астафьев Е.В., Ахтямова И.Р., Шакирова Г.В., Широковских О.А Поиск и изучение зон нефтенакопления, контролируемых рифами, на основе применения комплекса региональных критериев // Нефтяное хозяйство, 2017. № 9. С. 64-69.
6. Рагулин А.В., Силецкая В.В. Тектонические условия формирования бассейновых одиночных рифовых объектов восточной части Оренбургской области//Ашировские чтения №1 2020, УДК 622.276 С.334-337.

УДК 550.832.4:550.834:622.234.573

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА МОНТЕ-КАРЛО ПРИ АНАЛИЗЕ
ДАННЫХ МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО ЗОНДИРОВАНИЯ***К.В. Сюраева , Р.А. Еремин, А.А. Подъячев**e-mail: syuraeva94@mail.ru , e-mail:
eremin_roman@indox.ru , e-mail: smtu@bizfix.ru.**Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100 , ул. Молодогвардейская, 244 ,
bngs@samgtu.ru*

В статье представлены результаты Монте-Карло моделирования при интерпретации данных низкочастотного сейсмического зондирования. Метод Монте-Карло позволяет по спектральным характеристикам выявленных низкочастотных аномалий определить и оконтурить залежь углеводородов. Полный алгоритм расчета реализован на языке программирования Python с использованием свободно распространяемых библиотек. Метод оконтуривание залежей может получить широкое практическое применение в нефтяной промышленности на разных стадиях геологоразведочных работ, а также на действующих месторождениях.

Ключевые слова: оконтуривание залежей углеводородов, метод Монте-Карло, микросейсмические исследования (МСИ), низкочастотное сейсмическое зондирование (НСЗ), обработка микросейсмических сигналов, интерпретация данных НСЗ.

В нефтегазовой сейсморазведке с каждым годом становится популярнее метод, изучающий сейсмический шум Земли или микросейсмы. Микросейсмические исследования (МСИ) относятся к классу пассивных методов сейсморазведки и имеют широкое практическое применение в нефтяной промышленности, как в России, так и за рубежом. Микросейсмические исследования используются при проведении мониторинга гидроразрыва пласта [5] и оконтуривания залежей углеводородов. Последний вид работ основан на низкочастотном сейсмическом зондировании (НСЗ) [1]. Принцип работы данного метода исследования основан на регистрации сейсмического сигнала в узком диапазоне частот на дневной поверхности и выявлении низкочастотных (1–10 Гц) аномалий в спектре этого сигнала [2]. Присутствие таких аномалий может свидетельствовать о наличии залежи углеводородов, и при последующей интерпретации может использоваться для её оконтуривания.

Природа происхождения аномалии над залежью углеводородов как реакция на микросейсмический шум Земли имеет различные гипотезы,

которые разрабатывались российскими [1] и зарубежными учеными [6]. В то время как сами аномалии в низкочастотной составляющей спектра микросейсмического сигнала над нефтегазовыми залежами изучены и известны давно [2], несмотря на это метод точного определения контура залежи еще находится на ранней стадии реализации.

Целью данного исследования стала разработка метода, позволяющего смоделировать контур углеводородной залежи. Данная методика, может получить широкое практическое применение, как на поисковой стадии геологоразведочных работ, так и на действующих месторождениях.

Объект исследования. В качестве объекта исследования была использована смоделированная геологическая площадь 2х2 км, на которой указано расположение приборов (датчиков) и задано конкретное местоположение углеводородной залежи. Датчики в количестве 25 шт. распределили по площади, сформировав квадратную сетку, задав расстояние между датчиками 250 м (рис.1). Залежь рассматривается с разными, независимых характеристиками: различные значения по энергии [4] сигнала, количество залежей (от 1 до полного заполнения участка) и их расположение.

Разработка метода. Стоит отметить важный момент, датчик на поверхности принимает сигнал не с точки под ним, а с некой площади – апертуры, размеры которой точно не установлены. Исходя из технических особенностей приемников, для расчета была принята окружность радиусом 1 км. Из-за особенности расположения приемников их апертуры накладываются друг на друга, вследствие чего в разных точках можно получить части одного и того же сигнала.

Для реализации методики оконтуривания был выбран метод Монте-Карло, который основан на статистическом анализе большого числа реализаций случайного процесса, который в дальнейшем оценивается статистически. Моделирование контура залежи осуществляется после проведения расчетов фильтрации [3] и нормализации энергии микросейсм [4].

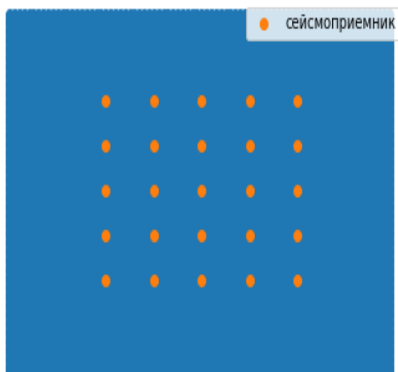


Рисунок 1 - Геологическая площадь и расстановка приборов

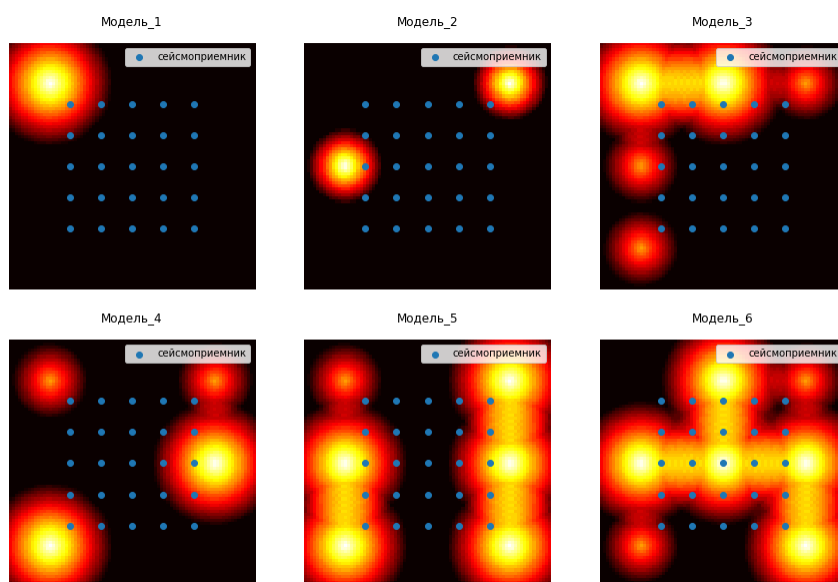


Рисунок 2 - Различные местонахождения залежей на геологической площади

Методика обработки. Вся геологическая площадь состоит из набора точек, каждой точке присваивается нулевое значение, а в местах, где задана предполагаемая залежь, значения точек отличные от нуля (рис. 2, 3). Для того, чтобы рассмотреть все возможно симметрично неэквивалентные варианты расположения залежи была использована программа Supersell [7], всего было получено 3933 комбинаций, в качестве примера разберем 6 из них (рис. 2, 3). Для дальнейшего расчета и интерпретации применялся язык программирования *Python* с использованием свободно распространяемых библиотек *NumPy*, *SciPy*, *Pandas*. Для визуализации полученных залежей применялась библиотека *Matplotlib*.

Так как прибор считывает данные с конечной апертуры (окружности), каждому датчику было присвоено значение энергии, равное сумме энергий попавших в его апертуру дискретных элементов залежи. Затем создается еще одна модельная площадь с нулевыми значениями, которая в дальнейшем будет заполняться в процессе вычислений. Используя метод-Монте-Карло, проводим случайную выборку равную 0.5 % точек из пустой площади. В случае если эти точки попадают в апертуру прибора, сумма энергии этих точек, сравнивается с суммой энергий датчиков. Если энергия точек оказывалась меньше, то к каждой точке прибавлялось значение суммы энергии датчиков $\cdot 10^{-6}$, в противном же случае производилось вычитание. Расчет производится в несколько циклов, на каждой стадии цикла сравниваются между собой геологическая и модельная площади. Для сравнения используется переменная – дельта, которая рассчитывается как сумма квадратов разницы значений между геологической и модельной площадями. Расчет проводится до тех пор, пока значение дельты не сведется к минимуму. Стоит отметить, что приборы для расчета выбираются в случайном порядке, чтобы исключить влияние расстановки приборов на итоговый результат.

На рисунке 3 представлены результаты расчетов для моделей 1-3. В верхней части рисунка представлены геологические площади, которые мы моделировали сами, в нижней части – модельные площади, которые мы получили в результате расчетов. Оценить результаты можно с помощью значения дельты, которая показывает насколько различаются между собой геологическая и модельная площади. Чем меньше значение дельты, тем лучше сходимость результатов и тем лучше происходит оконтуривание залежи. Как можно заметить, моделирование методом Монте-Карло на моделях 1, 2, 3 показало хорошие результаты. Дельта в модели 1 равна 0.56, в модели 2 равна 1.11, в модели 3 равна 0.47.

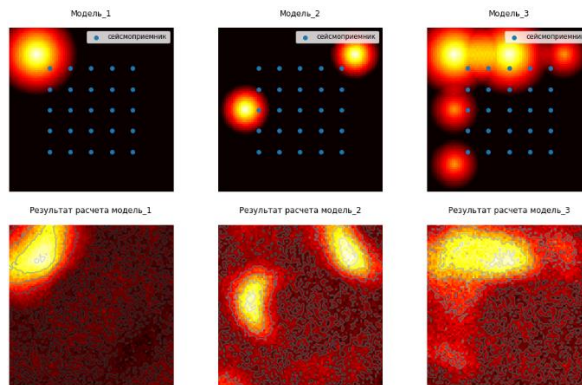


Рисунок 3 - Результаты моделирования методом Монте-Карло модели 1-3

На рисунке 4 представлены результаты расчетов для моделей 4-6. Оконтуривание залежей методом Монте-Карло на моделях 4, 5, 6 показало следующие результаты: значения дельта в модели 4 равна 0.69, в модели 5 равна 0.54, в модели 6 равна 0.46.

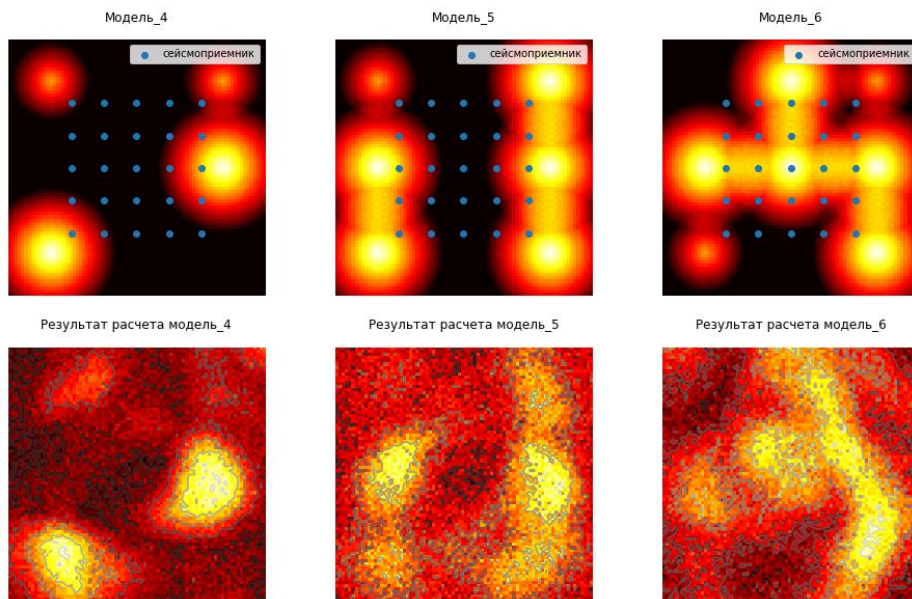


Рисунок 4 - Результаты моделирования методом Монте-Карло модели 4-6

В результате расчетов, которые были проведены по 3933 различным площадям 23% имеет дельту в диапазоне от 0 до 0.5 значений, 74% имеет дельту в диапазоне от 0.5 до 1 и 3% имеет дельту равную больше 1. По данным значениям дельты можно говорить о хорошем оконтуривании залежи.

Таким образом, в настоящем исследовании была разработана и апробирована методика оконтуривания залежи методом Монте-Карло. Были рассмотрены случаи с разным местоположением и структурой залежи, исследованы случаи, в которых залежи имели различные значения энергии. Результаты исследований показали, что после оконтуривания залежи методом Монте-Карло расчетные модельные площади имеют хорошую сходимость с модельными геологическими площадями.

Разработанная методика может быть использована при интерпретации микросейсмического сигнала для оконтуривания углеводородной залежи на различных этапах геологоразведочных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Д.В. Бережной, Е.В. Биряльцев и др. Анализ спектральных характеристик микросейсм как метод изучения структуры геологической среды // НИИ математики и механики Казанского университета. 2003-2007 гг. / Научн. ред. и сост. А.М. Елизаров. – Казань: Изд-во Казанск. гос. ун-та, 2008. – С.360-386.
2. Б.М. Графов. и др. Анализ геоакустического излучения низкочастотной залежи при использовании технологии АНЧАР// Геофизика.–1996.–№5.- С.24-28.
3. Р. А. Еремин, К.В. Сюраева, А.А. Подъячев, Комбинированный подход к фильтрации узкополосных помех при анализе данных низкочастотного сейсмического зондирования // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – №6. – С.6-10.
4. Р. А. Еремин, К.В. Сюраева, А.А. Подъячев, Спектральные характеристики микросейсмических сигналов при низкочастотном сейсмическом зондировании // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – №1. – С.64-67.
5. А.А. Подъячев, В.И. Никитин. Применение пакетов символьных вычислений при анализе сигнала микросейсмической эмиссии // Нефть. Газ. Новации. – 2018. – №10. – С.65-67.
6. M.A. Biot. Theory of Propagation of Elastic Waves in a Fluid-Saturated Porous Solid. I. Low-Frequency Range // The Journal of The Acoustic Society of America. – 1956. – V.28. – №2. – С. 168-178.
7. Okhotnikov K., Charpentier T., Cadars S. Supercell program: a combinatorial structure-generation approach for the local-level modeling of atomic substitutions and partial occupancies in crystals //Journal of cheminformatics. – 2016. – Т. 8. – №. 1. – С. 1-15.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

ПОВЫШЕНИЕ СТОЙКОСТИ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩИХ ЗУБКОВ ШАРОШЕЧНЫХ БУРОВЫХ ДОЛОТ

Р.М. Богомолов

д.т.н., профессор

профессор кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» Самарского государственного технического университета

В статье приводятся результаты многолетних исследований автора по повышению стойкости твердосплавных породоразрушающих зубков шарошечных буровых долот. От стойкости зубков прямо зависят показатели работы долот и эффективность бурения. Шарошки долот, предназначенных для разрушения малоабразивных пород от мягких до твердых, оснащаются стальными фрезерованными зубьями. Шарошки долот для разрушения абразивных пород, от мягких до очень крепких, оснащаются особостойкими твердосплавными минералокерамическими зубками, запрессовываемыми в отверстия на венцах шарошек. В зависимости от твердости пород, для разрушения которых долота предназначены, твердосплавные зубки имеют различную форму породоразрушающей поверхности – клиновидную, коническую, полусферическую, ступенчатую, комбинированную - до 20 разных видов и форм [1]. Ни одно устройство в мире не работает в столь тяжелых условиях, как буровые долота. При относительно малых габаритах, исчисляемых в миллиметрах, они работают при многотонных нагрузках, при большом количестве оборотов (до 900 в минуту), в абразивной и химически активной среде. Поэтому в нашей стране, и во всем мире, проектировщики и производители буровых долот стремятся уделять самое пристальное внимание повышению стойкости всех их элементов, а, в особенности, стойкости твердосплавных зубков [2].

Ключевые слова: твердосплавные зубки для оснащения шарошечных буровых долот, контроль качества спеченных металлокерамических сплавов, образцы – свидетели для контроля породоразрушающих зубков, устройства для контроля их прочности.

В последние годы в нашей стране и за рубежом большое распространение в глубоком бурении получили бесшарошечные алмазные буровые долота PDC (Polycrystalline Diamond Cutter), оснащенные алмазными резами с уникально высокой стойкостью к истиранию и перегреву. Фирма «Дженерал Электрик» (США), разрабатывала технологию производства таких резов в течение многих лет и сообщила о ней потребителям под большим секретом, исключив даже традиционную защиту своего изобретения мировым патентованием. Она выдала лицензию

на право производства уникальных резцов PDC всего несколькими аффилированным избранным фирмам, выпускающим буровые долота в США, Китае, Индии и Ирландии. Именно у этих фирм все предприятия, выпускающие долота PDC во всех странах мира вынуждены покупать алмазные резцы для оснащения своих долот только у этих фирм – монополистов, по очень дорогой цене. Технология изготовления резцов поистине уникальна и трудоёмка. Под огромным давлением, до одного миллиона фунтов на квадратный дюйм, температуре до 3000 градусов по Фаренгейту, за время около суток, из мелкого алмазного порошка выращивается единый кристалл в виде таблетки размерами по диаметру до 24 мм. и толщиной до 3 мм. В резцах PDC такие таблетки припаиваются или привариваются к твердосплавному основанию – подложке того же диаметра, что и таблетка. Готовые алмазные резцы бережно закрепляются в отверстиях лопастей корпуса с помощью пайки низкотемпературным серебряным припоем. Оснащенные такими алмазными резцами бесшарошечные долота обладают новыми, поистине уникальными свойствами при бурении. Они позволяют кратно увеличить проходку на долото и кратно уменьшить сроки строительства новых скважин. Стоимость долот PDC, оснащенных алмазными резцами, выросла в сотни раз, однако даже при такой высокой стоимости эти долота применяются с большой эффективностью.

Однако, финансовый анализ массового применения долот PDC по всему разрезу глубоких скважин в различных районах, при различных режимах бурения выявил, что традиционные шарошечные долота в некоторых случаях имеют свои неоспоримые преимущества перед бесшарошечными. Они в сотни раз дешевле алмазных долот PDC. У этого типа долот более предпочтительна динамика разрушения пород. При непрерывном перекачивании конических шарошек по плоскому забою, одновременно в контакте с ним находится минимальное количество – около 15 % от общего числа, зубьев долота. Остальные зубья, до следующего контакта с забоем, располагаются выше него и имеют при этом возможность периодически «отдыхать» и охлаждаться. У шарошечных долот Малая общая поверхность единовременного контакта рабочей породоразрушающей поверхности зубков с забоем у шарошечных долот позволяет непрерывно обеспечивать максимально высокий уровень удельного давления на породу в режиме ударно - скалывающего способа её разрушения, с минимальной затратой энергии. Вращение шарошек на подшипниковых опорах с минимальным трением также требует минимального крутящего момента и минимально подводимой энергии, необходимой для эффективной работы долота.

В отличие от шарошечного, при контакте бесшарошечного долота PDC с забоем безостановочно контактируют одновременно сразу все 100%

резцов, установленных на его рабочей поверхности. Такой постоянный непрерывный контакт способствует перегреву режущих кромок резцов при сниженном их охлаждении. Общая поверхность контакта всех этих резцов с забоем многократно больше, чем у шарошечных долот. Поэтому для создания одинакового удельного давления, достаточного для начала объемного разрушения породы, по сравнению с шарошечными долотами одинакового размера, для долот PDC необходимо значительно увеличивать осевую нагрузку и количество подводимой энергии. А замена ударно – скальвующего способа на гораздо более энергоемкий безударно – срезающий способ разрушения породы сразу всеми резцами PDC, требует еще большего повышения прямых затрат энергии на привод долота и эффективное разрушение породы. Важно еще и то, что применение очень дорогих долот эффективно для бурения не всех по твердости пород, а лишь только для пород от мягких до крепких. При бурении очень крепких и вязких пород в глубоких скважинах трехшарошечные долота с твердосплавным вооружением более эффективны.

Применение шарошечных долот не требует замены дорогостоящими долотами PDC при замене мощности буровых установок, позволяя успешно эксплуатировать большое количество ранее закупленных буровых установок. Шарошечные долота продолжают эффективно применяться при выполнении различных вспомогательных операций при глубоком бурении, а также при бурении скважин малой и средней глубины передвижными буровыми установками, где применение дорогих долот PDC не рентабельно. Проектировщики при разработке геолого – технических нарядов (ГТН), для строительства новых глубоких скважин, наряду с применением долот PDC, рекомендуют и совместное эффективное применение различных типоразмеров шарошечных долот. Шарошечные долота продолжают широко применяться при бурении различного рода вспомогательных скважин.

Кроме того, и в нашей стране, и за рубежом, добыча большого числа полезных ископаемых, особенно руд для цветной и черной металлургии, производится с помощью бурения шарошечными долотами в разных по крепости породах. Бурение миллионов метров таких коротких взрывных скважин на открытых карьерах осуществляется с применением большого количества шарошечных долот с продувкой забоя сжатым воздухом.

С учетом изложенного, общая потребность в шарошечных долотах в нашей стране продолжает оставаться высокой и исчисляться сотнями тысяч штук. Поэтому, как и любой другой буровой инструмент, шарошечные долота нуждаются в непрерывном повышении стойкости всех своих элементов.

Самое прямое влияние на показатели работы шарошечных долот оказывает стойкость твердосплавного вооружения их шарошек. Темп абразивного истирания или сколов твердосплавных зубков прямо определяет механическую скорость бурения, а значит и уровень показателей работы долота. Поэтому именно повышение стойкости твердосплавного вооружения постоянно является актуальной и трудной задачей для отечественных и зарубежных производителей буровых долот.

Стойкость твердосплавного вооружения штыревых шарошечных долот зависит от химического состава и уровня технологии изготовления зубков. Металлокерамические породоразрушающие зубки изготавливаются из первоклассных материалов, по очень сложной и трудоемкой технологии. Она начинается с извлечения из руд окислов основных металлов - вольфрама, титана, тантала, ниобия, кобальта и других металлов, их обогащения, насыщения углеродом и превращения металлов в очень твердые карбиды, размолла частиц до микронного размера, компоновки размеров зерен по различным группам - от 1 до 30 мкм., компоновки групп для состава различных марок сплава, смешения, гранулирования, прессования формы, сушки, спекания, последующей механообработки для получения нужных размеров и т.д.[1].

Готовые зубки, при малых габаритах, обладают очень высокой твердостью (до 92 HRA) и прочностью. Они выпускаются специализированными металлургическими производствами в виде отдельных запускаемых партий по 180 - 200 кг., в зависимости от объёма бункера для подготовки исходной смеси. В процессе изготовления зубки одинаковых партий, типов и размеров, испытывают различные операции с колеблющимися параметрами технологии -химическими, силовыми, температурными и др.,по разному влияющими на их прочностные свойства. Поэтому готовые зубки одной марки могут значительно отличаться из - за колебаний химсостава, нагрузки прессования, температуры и времени пребывания в печах и т. д., по величине разрушающей нагрузки Р разр. Лабораторные исследования показали, что разбег разрушающей нагрузки однотипных зубков в разных партиях сплава был очень значительным. Попадание на сборку зубков с пониженными прочностными свойствами приводило к преждевременному выходу из строя отдельных зубков и буровых долот в целом. Это приводило к большим потерям в показателях бурения.

При существовавших способах контроля зубков (определение плотности, твердости, микро и макроструктуры) долотные заводы не были в состоянии предотвратить попадание на сборку зубков с указанной пониженной прочностью. Предлагались различные варианты прямого контроля прочностных свойств зубков. Например,самый быстрый и простой

способ – нагружение зубков на столе испытательной машины до разрушения и сравнение усилия разрушения с минимальным установленным его пределом. Но чтобы разрушить установленные на испытательной машине зубки требовалось приложение огромного усилия. Например, усилие для разрушения зубка их сплава ВК8 диаметром 12 и высотой 18 мм. доходило до 28 тонн. Эта нагрузка являлась предельной для испытательных машин. Разрушение сопровождалось звуком, подобным взрыву и сильным разлетом осколков, опасным для персонала. Но самое главное, величина разрушающей нагрузки образцов зубков из одной и той же партии сплава, установленных вертикально между твердосплавными сжимающими плитами на столе испытательной машины, совершенно непредсказуемо отличались. У зубков из одной испытуемой партии это отличие доходило до 200% и более, а у зубков, установленных горизонтально между плитами, это отличие доходило даже до 300% и более. При таком разбеге любое сравнение и любая систематизация показателей разрушения образцов с целью установления нижнего предела прочностных свойств, даже внутри одной партии смеси, не имеет никакого смысла. Не говоря уже об установлении усредненных сравнительных показателей между группами образцов из отдельных различных запускаемых партий твердого сплава.

Для решения этой проблемы в масштабах страны, был разработан и введен в действие ГОСТ 20019 – 74 «Сплавы твердые спеченные» [3], с последующими внесениями изменений и дополнений.

Из-за упомянутых выше очень высоких твердости и прочности, а также из-за относительно мелких габаритов твердосплавных зубков, разрушить их для установления разрушающей нагрузки R разр. для контроля качества в лабораторных условиях было практически невозможно. Поэтому в указанный ГОСТ 20019 – 74 ввели положение, устанавливающее возможность контролировать свойства не самих натуральных зубков, а косвенно, по испытаниям параллельно с ними изготовленным, из одной партии сплава, специальным тонким и плоским образцам – свидетелям, размерами 35 x 5 x 5 мм. В этом ГОСТ были также установлены жесткие правила и допуска на подготовку, шлифование таких плоских пластин, установку их на две свободно лежащие на столе испытательной машины твердосплавные цилиндрические опоры, статическое нагружение со стороны твердосплавной шлифованной опоры. Все три опоры должны иметь одинаковый размер по диаметру – 6 мм., расстояния между опорами, отклонение точки приложения нагрузки от середины образца, скорость перемещения траверсы нагрузки (2 мм. в мин.) и т. д. В разделе «Обработка результатов» было указано, что предел прочности при поперечном изгибе ($R_{вт}$) должен быть в единицах Н/мм² (кгс/мм²) и вычисляться по специальной формуле. За показатель прочности при поперечном изгибе

всей партии сплава принималось среднее арифметическое значение при испытании образцов не менее пяти. Результаты заносились в протокол. Отчет должен содержать ссылку на ГОСТ, исходные данные о характеристике образцов, методы подготовки их поверхности, способ приложения силы, полученные результаты. Без полностью заполненных данных результаты испытаний признавались недействительными, а вся испытываемая партия твердосплавных зубков не могла быть запущена в производство. Кроме большой трудоемкости подготовки образцов, цикл проведения испытаний, занимал несколько суток и часто мешал поточному производству. А самое главное, что и при таком косвенном контроле по образцам свидетелям, невозможно было полностью выявить и предотвратить попадание на сборку шарошек зубков с пониженными прочностными свойствами, поскольку практически у всех различных испытываемых партий показатели предела прочности при изгибе образцов - свидетелей оказались высокими и практически одинаковыми. Кроме того, проведение косвенных испытаний прочности твердосплавных зубков требовало наличия целого дополнительного штата лаборантов, специального точного оборудования для подготовки пластин, пополнения быстрозаменяемой оснастки. Время показало, что с внедрением ГОСТ 20019 – 74 предотвратить поступление на сборку шарошек твердосплавных зубков с пониженной прочностью практически не удалось.

Такое положение заставило машиностроителей, выпускающих штыревые долота, искать, разрабатывать и внедрять в производство более быстрый, а главное более надёжный и точный способ не косвенного контроля на образцах - свидетелях, а непосредственно на самих зубках.

Автором статьи был предложен такой способ и устройство для непосредственного испытания прочности твердосплавных зубков для буровых долот [4]. На серийной универсальной испытательной машине испытывается сразу пара твердосплавных зубков. С помощью предложенного устройства для их закрепления, обеспечивается точечный контакт цилиндрической поверхности пары зубков, их точная, быстрая установка, фиксация, стабильное нагружение и стабильный замер разрушающей нагрузки P разр. Это позволило определить истинные прочностные свойства образцов зубков от каждой испытываемой новой партии сплава.

На рис. 1 представлен корпус предлагаемого устройства.

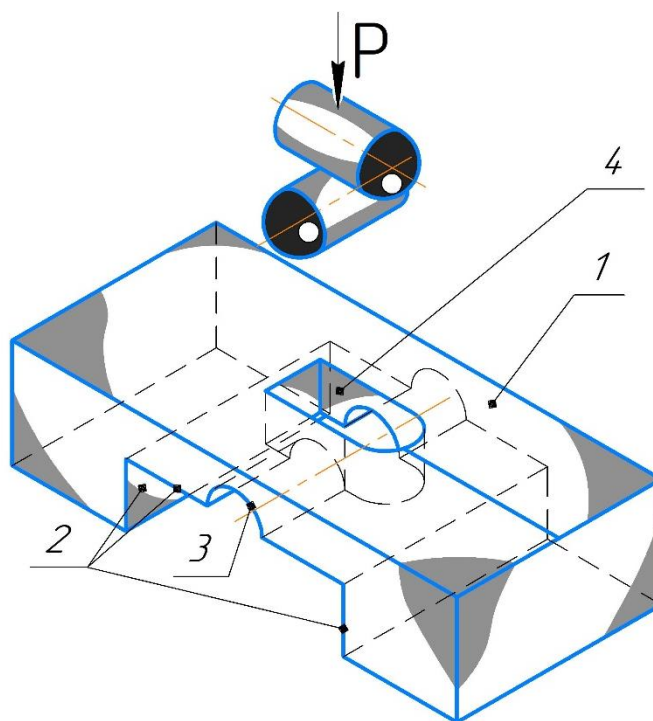


Рисунок 1 - Корпус предлагаемого устройства и схема установки зубков

На рис. 1 позициями обозначены: 1 – корпус, 2 – сквозной паз, стенки которого являются направляющими для вставки, показанной на рис. 2; 3 – верхняя половина паза полукруглого сечения для установки нижнего зубка, 4 – сквозной паз для установки второго образца, соответствующий по форме продольному его сечению. Буквой Р и стрелкой обозначено направление нагрузки разрушения образцов. На рис. 2 позициями обозначены: 5 – плоскости контакта с поверхностями паза 2 показанного на рис. 1; 6 – нижняя половина глухого паза полукруглого сечения для установки нижнего зубка, 7 – установочный упор. На рис.3 позициями обозначены : 8 - верхний испытываемый зубок, 9 – нижний испытываемый зубок.

На рис.2 представлена вставка в корпус предлагаемого устройства.

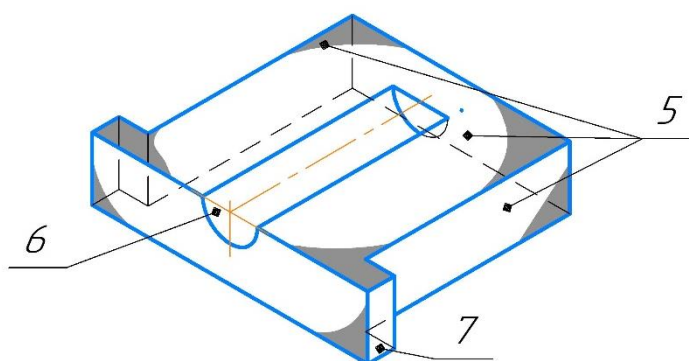


Рисунок 2 - Вставка в корпус предлагаемого устройства

На рис. 3 представлено устройство в сборе.

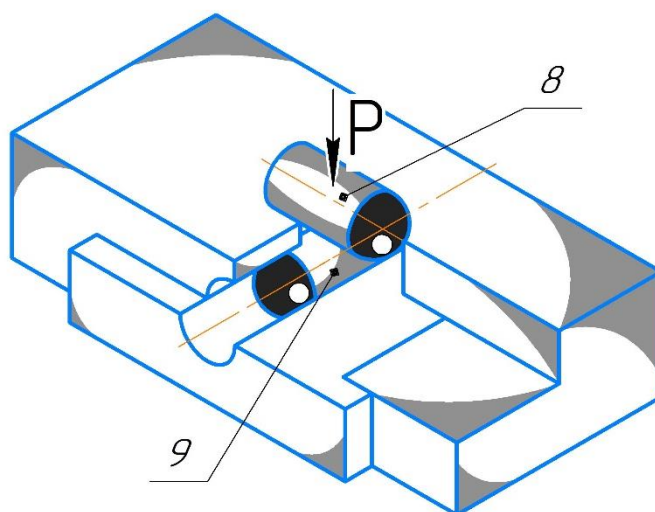


Рисунок 3 - Предлагаемое устройство в сборе

Верхняя и нижняя половины полукруглых пазов 3 и 6, а также глухое дно паза 6 определяют положение нижнего зубка, а форма паза 4 определяет положение при испытании верхнего зубка. При таком однозначном положении пары зубков одинакового размера обеспечивается точечный контакт серединами их цилиндрических поверхностей, перпендикулярность осей и передача усилия одновременно на оба образца.

Работает устройство следующим образом. Вставка, показанная на рис. 2, с размещенным на ней образцом 9 устанавливается в корпус 1. В отверстие 4 устанавливается образец 8, выступающий над верхней поверхностью корпуса устройства на высоту 3 – 5 мм. для обеспечения

непосредственного контакта зубков с нагружающей плитой испытательной машины. Нагружение увеличивается до момента разрушения пары зубков.

При этом определение нагрузки разрушения производится не на образцах – свидетелях, а непосредственно на самих зубках. Устройство обеспечивает быструю и точную установку пары образцов, их центрирование относительно друг друга и закрепление во время испытания. Применение устройства позволило многократно ускорить проведение испытаний качества материала самих зубков, обеспечить установление минимально допустимого предела их прочности перед запуском на сборку. При этом на точность показаний разрушающей нагрузки перестали влиять разница в форме породоразрушающей поверхности зубков, разбег показаний из-за вертикальной или горизонтальной установки зубков на столе испытательной машины, так называемый «концевой эффект», когда разрушающая нагрузка прилагается не ровно по середине цилиндрической части пары контактирующих зубков, а ближе к одному из их торцов. Важно еще и то, что предложенный способ испытаний позволил повысить безопасность их проведения, более чем втрое снизив общий уровень вышеуказанной предельной максимальной нагрузки разрушения до 9 тонн, ранее доходившей, как уже упоминалось выше, до 28 тонн. Такое кратное общее снижение разрушающей нагрузки для всех типов и размеров зубков, вызванное заменой значительной контактной поверхности образцов на точку, позволило определять нагрузку разрушения, успешно используя имеющиеся стандартные универсальные испытательные машины. При массовых испытаниях прочностных свойств зубков оказалось, что разброс показаний разрушающей нагрузки внутри группы зубков из одной запускаемой в производство партии сплава сократился с 200 – 300% всего лишь до 10 – 15%. Это обеспечило возможность достоверно и точно отличать среднеарифметические значения нагрузки разрушения R разр. зубков одной партии от среднеарифметического значения образцов любой другой запускаемой партии, установить контрольные нижние пределы среднеарифметической нагрузки разрушения R разр., для каждого из выпускаемых типов и размеров зубков, допускаемых на сборку шарошек.

Предложенный способ и устройство апробированы и внедрены на специализированном металлургическом производстве ОАО «Волгабурмаш», выпускающего твердосплавные зубки для буровых долот. По результатам многочисленных испытаний многих сотен новых выпускаемых партий твердого сплава различных марок – ВК8, ВК8В, ВК8ВК, ВК11ВК, ВК 15 и др. было установлено, что между наибольшими и наименьшими значениями разрушающей нагрузки R разр. для различных выпускаемых новых партий зубков, аналогичных по марке сплава и размерам, разница показаний иногда достигала даже 40%. Этот значительный разброс величин разрушающей нагрузки явился основанием

для дальнейшего ужесточения контроля за всеми без исключения параметрами технологии изготовления зубков, а также установления для каждой марки сплава и типоразмера зубков нижнего предельного значения Р разр., ставшего заслоном для пропуска зубков с пониженными прочностными свойствами на сборку шарошек. Это позволило значительно повысить эффективность работы вооружения и, в целом, штыревых шарошечных долот в бурении.

Ниже приводится выдержка из общей таблицы некоторых предельных значений Р разр., по данным массовых испытаний для некоторых типоразмеров зубков, допускаемых на сборку шарошек:

Диаметр, длина зубка, мм	Марка твердого сплава	Р разр., кгс
Ø12 x 18	ВК8В	8900
Ø12 x 18	ВК15	9600
Ø12 x 18	ВК11ВК	9900
Ø10 x 16	ВК8	6900
Ø10 x 14	ВК8В	6700
Ø10 x 14	ВК15	7700
Ø10 x 14	ВК8ВК	7800
Ø10 x 12	ВК8В	6100

Однако, практика показала, что и у этого способа определения прочностных свойств твердосплавных зубков имеются свои недостатки. Главный из них состоял в недостаточной прочности стальных деталей устройства. При многотонной нагрузке, создаваемой испытательной машиной, разрушаются на мелкие куски оба испытуемых твердосплавных зубка. Эти обломки своими очень твердыми, острыми кромками, с большим усилием врезаются в стальные поверхности устройства и через считанное количество испытаний разрушают габариты граничащих поверхностей устройства, особенно верхнего окна в корпусе, по которому устанавливается верхний зубок. Размеры окна быстро увеличиваются. Точка контакта пары зубков сдвигается, увеличивается разброс показаний. Это делает приспособление недостаточно пригодным для частых и точных экспериментов. Количество выпускаемых шарошечных долот диаметрами от 76 до 660мм. исчисляется сотнями типоразмеров, для их оснащения требуется большое количество типов и размеров твердосплавных зубков. А для каждого из них необходимо иметь своё устройство для испытаний.. Количество устройств, измеряемое сотнями, требовало постоянного воспроизводства. Попытки изготавливать детали устройства из более прочных сталей, лишь не на много увеличивали их долговечность. Необходимо было решать и эту проблему.

После длительных исследований был предложено новое устройство для испытания твердосплавных зубков шарошек бурового долота [5], лишенное недостатков предыдущего устройства. Результатом внедрения явилось упрощение и ускорение его изготовления, процесса испытания твердосплавных зубков, повышение стойкости и долговечности испытательного устройства. Корпус устройства стал изготавливаться не из стальных отдельных частей, а в виде одной эластичной детали с высотой H , равной сумме двух диаметров d испытываемых зубков, с двумя встречными полостями в срединной части глубиной h , равной диаметру d зубка каждая, с конфигурацией на входах и поверхностях доньшек, ответными осевому сечению и наружной поверхности половины рассеченного зубка. Плоскости симметрии обеих полостей перпендикулярны одна другой. А линия их пересечения проходит через точку C контакта полостей, как показано на рис. 4 .

Наружные боковые поверхности корпуса имеют различную форму, от круглой до многогранной. Для обеспечения достаточной прочности корпуса наименьшие расстояния a и b от торцев полостей до боковой наружной поверхности должны быть не менее d диаметра зубка. Снизу со стороны стола и сверху над корпусом со стороны силового штока с возможностью перемещения по осям X и Y , в горизонтальной плоскости установлены две плоские монолитные плиты 9 и 10 (рис. 5) из материала, способного противостоять разрушению обоих зубков 2 и 3.

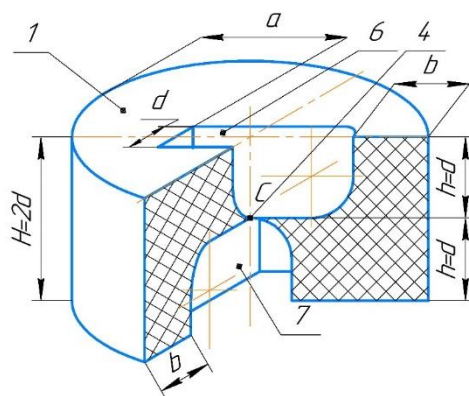


Рисунок 4 - Эластичный корпус устройства для испытания прочностных свойств пары твердосплавных зубков

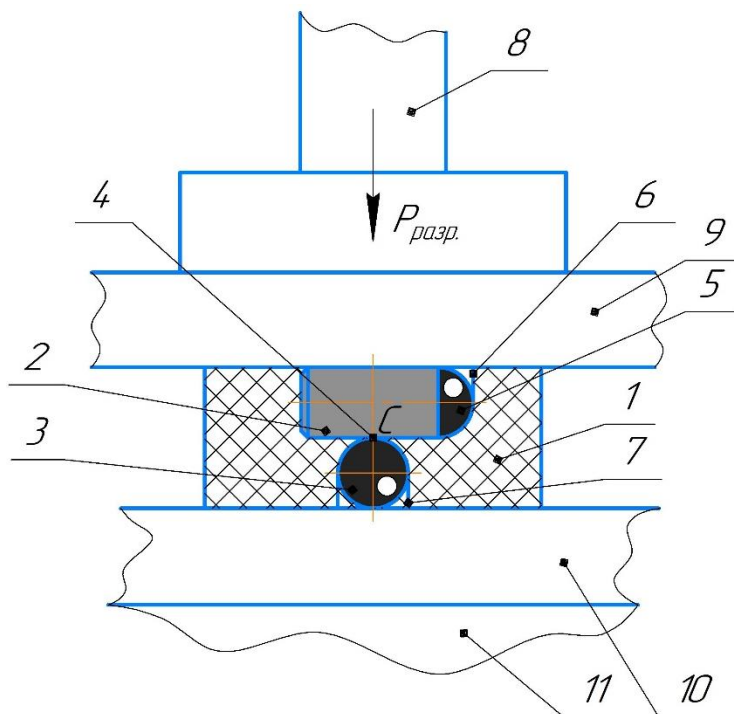


Рисунок 5 - Схема установления устройства для испытания пары зубков на столе испытательной машины

Для обеспечения натяга и надежной фиксации при установке зубков, размеры полостей должны выполняться на доли миллиметров меньшими размеров зубков для создания натяга при их установке. Форма полостей для зубков внутри эластичного корпуса может выполняться различными способами, от станочной механообработки, спекания корпуса из эластичного материала вместе с вмонтированными в него парой заранее ориентированных зубков, выжигания полостей нагретыми зубками и др. При установке приспособления с зубками на столе и создании необходимой нагрузки со стороны силового штока, происходит, как уже отмечалось, разрушение сразу обоих зубков. Образовавшиеся при этом хрупкие частицы твердого сплава из корпуса устройства не разлетаются, как ранее, а удерживаются раздвинувшимся вширь стенками пазов эластичного корпуса. Это позволяет выполнить требования техники безопасности. После снятия нагрузки разрушенные частицы сплава зубков легко удаляются из полостей корпуса, а полости принимают первоначальную форму. Вместо удаленных хрупких частиц вставляется новая пара испытываемых зубков для продолжения испытаний. Сроки службы устройства увеличились в десятки раз.

Устройство характеризуется иллюстрациями. На рис .4 и 5 позициями обозначены: 1 - эластичный корпус устройства, 2 и 3 -

испытываемые зубки, 4 - точка контакта С серединами цилиндрической части зубков, 5 - породоразрушающая вершина зубков, 6 и 7 - верхняя и нижняя полости для установки зубков, имеющие форму, соответствующую площади продольного осевого сечения на входе полостей на глубину, равную диаметру зубка, Позицией 8 обозначено направление усилия разрушения Р разр. при разрушении зубков, 9 и 10 - нижняя и верхняя монолитные плиты, передающие и воспринимающие нагрузку для разрушения пары зубков, 11 – стол испытательной машины.

Представленные в настоящей статье результаты исследований по разработке технологии и устройств для непосредственных испытаний самих зубков вместо образцов – свидетелей, позволили установить предельные минимальные значения разрушающей нагрузки, позволяющие задерживать и не допускать на сборку шарошек зубки из партий сплава с заниженными прочностными показателями. Это значительно повысило стойкость вооружения сотен тысяч выпускаемых штыревых долот, показатели бурения и получить большой экономический эффект.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.М.БОГОМОЛОВ, «Виды и типы буровых долот и бурильных головок». Учебное пособие. Самара. СамГТУ. 2019. с 166.
2. Р.М.БОГОМОЛОВ, «Методы повышения эффективности разрушения горных пород при бурении скважин шарошечными долотами». Докторская диссертация, М. 2001 .с 434.
3. «Сплавы твердые спеченные», «Метод определения предела прочности при поперечном изгибе». ГОСТ 20019 – 74. М. 1986.
4. Р.М.БОГОМОЛОВ. «Устройство к испытательным машинам для крепления цилиндрических образцов». Патент РФ № 557294 кл. G 01 3|04. 1977.
5. Р.М.БОГОМОЛОВ, С.Н.НАССИФ, В.И.КРЕМЛЕВ. «Устройство для испытания твердосплавных зубков шарошечного бурового долота». Патент РФ № 2321839 кл. G 01 N 3/08/ 2008.

УДК 622.24

**ОСНОВНЫЕ ПРИНЦИПЫ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЦЕПТУР
БУРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ В УСЛОВИЯХ
МНОГОФАКТОРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОСЛОЖНЕННОСТИ**

И. Ю. Быков, С. В. Каменских, Н. М. Уляшева

*ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический
университет» (УГТУ), г. Ухта, Россия,
E-mail: skamenskih@ugtu.net*

Аннотация

Бурение и крепление скважин в условиях многофакторной геологической сложности довольно часто сопровождается сопутствующими осложнениями, такими как поглощения и дифференциальные прихваты, а при снижении противодавления возможны проявления флюидов, содержащих сероводород. Поэтому разработка и оптимизация рецептур буровых технологических жидкостей для строительства скважин в высокопроницаемых горных породах, вмещающих сероводород, является актуальной задачей. В статье представлены результаты разработки и принципы оптимизации рецептур технологических жидкостей, обеспечивающих качественное и безаварийное вскрытие и крепление сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород.

Ключевые слова: буровые технологические жидкости, многофакторная геологическая сложность, поглощение, дифференциальные прихваты, сероводород.

Введение

Длительное время, начиная с прошлого столетия, отечественные и зарубежные учёные разрабатывали и совершенствовали рецептуры технологических жидкостей и химических агентов для различных горно-геологических условий, в том числе осложнённых. Однако до настоящего времени бурение и крепление сопровождается возникновением различных видов осложнений и аварий, которые могут занимать до 16 % общего баланса времени строительства скважин, что указывает на недостаточное совершенство применяемых технологических жидкостей, особенно в условиях многофакторной геологической сложности.

Актуальность

Под многофакторной геологической сложностью понимается бурение и крепление высокопроницаемых горных пород, вмещающих

сероводород (H_2S), с учётом влияния термобарических характеристик, которые способны как ускорять, так и замедлять электрохимическую активность и физико-химическое взаимодействие технологических жидкостей с агрессивными пластовыми флюидами. Анализ исследований отечественных и зарубежных ученых, а также опыта строительства скважин показывает, что вскрытие подобных отложений может сопровождаться возникновением сопутствующих осложнений, таких как поглощения различной интенсивности и дифференциальные прихваты, а при снижении противодавления на такие пласты возможны проявления флюидов, содержащих H_2S . Поэтому исследование и оптимизация рецептур буровых технологических жидкостей для качественной и безаварийной проводки скважин в условиях многофакторной геологической осложнённости является актуальной задачей.

Постановка задачи

Строительство скважин в условиях многофакторной геологической осложнённости сопровождается негативным влиянием сероводорода и возникновением поглощений и дифференциальных прихватов, являющихся достаточно распространёнными и затратными видами осложнений и аварий как в РФ, так и зарубежом. Применение стандартных (традиционных) методов предупреждения и ликвидации этих осложнений и аварий довольно часто малоэффективно. Проведенный анализ позволил установить, что применяемые в условиях многофакторной геологической осложнённости буровые технологические жидкости недостаточно совершенны, т. к. не обеспечивают качественного вскрытия и крепления сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород. В результате требуется оптимизация рецептур буровых технологических жидкостей с использованием уже известных (существующих) химических агентов, обладающих коагулирующими свойствами и коррозионной стойкостью к сероводороду, для безаварийной проводки скважин в условиях многофакторной геологической осложнённости.

Теоретическая часть

Основными принципами оптимизации рецептур технологических жидкостей являются:

- создание безглинистой промывочной системы на водной основе (разветвлённый биополимер, целлюлоза, модифицированный крахмал, пеногаситель, высокодисперсный карбонатный материал), обладающей структурно-механическими свойствами и относительно низкой фильтрацией;

- превращение биополимерной промывочной системы на водной основе в высокощелочной нейтрализатор сероводорода путём насыщения

его оксидом кальция до $pH = 12,0-12,5$, что повышает одновременно деструкционную и ферментативную устойчивость, антикоррозионные и кольматационные свойства;

- трансформация высокощелочного нейтрализатора сероводорода в биополимерную кольматирующую смесь для изоляции высокопроницаемых сероводородсодержащих пластов путём увеличения концентрации оксида кальция и обработки блокаторм проницаемости в виде композиции газблока с биоцидом, отвердевающих в порах и трещинах коллектора;

- преобразование биополимерной кольматирующей смеси в вязкоупругую буферную жидкость, что обеспечивает подвижность жидкости при очистке застойных зон скважины от бурового раствора и превращение её в гелеобразную структуру при остановке движения, обеспечивая надёжное разделение бурового и тампонажного растворов при цементировании обсадных колонн;

- перевод вязкоупругой буферной жидкости в комбинированную технологическую жидкость комплексного назначения путём расширения её структуры передовой пачкой моющего состава (стабилизатор, электролит, синтетическое средство, абразив) для очистки стенок скважины от гидрофильных фильтрационных корок и замыкающей пачки адгезионно-кольматирующего состава (базовый цемент ПЦТ I-G СС-1 и газблок при повышенном водосмесевом отношении), предназначенного для снижения проницаемости пристенной зоны кольматации и фильтрационных потерь при цементировании;

- приготовление облегчённой коррозионностойкой тампонажной смеси (вяжущее марки ПЦТ I-G СС-1, синтетический сульфированный полимер, расширяющая добавка, гранулированное пеностекло), обеспечивающей предотвращение межпластовых перетоков и минимальную фильтрацию жидкости затворения в высокопроницаемые пласты.

Практическая значимость

Практическая значимость работы заключается в разработке и оптимизации на кафедре бурения ФГБОУ ВО «УГТУ» рецептур буровых технологических жидкостей, обеспечивающих безаварийную проводку скважин в условиях многофакторной геологической осложнённости.

1. Безглинистый высокощелочной буровой раствор с повышенными кольматирующими свойствами для бурения в агрессивных средах (RU № 2016126737 А), включающий разветвлённый биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, пеногаситель и

высокодисперсный карбонатный материал. Высокая щёлочность бурового раствора ($\text{pH}=12,0-12,5$) за счет обработки оксидом кальция обеспечивает ферментативную устойчивость высокомолекулярных соединений без бактерицида, коррозионную стойкость промывочной системы при воздействии природного сероводорода без нейтрализатора, кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $\text{Ca}(\text{OH})_2$ и слабоинтенсивную коррозию бурильного инструмента и бурового оборудования без ингибитора. Низкая материалоёмкость рецептуры, отсутствие бактерицида, нейтрализатора сероводорода и ингибитора коррозии делают её экономически выгодной и экологически менее ущербной.

2. Биополимерная кольматирующая смесь (БПКС) для изоляции высокопроницаемых горных пород в сероводородсодержащих средах (заявка на изобретение № 2020138560 от 24.11.2020), включающая разветвлённый биополимер, целлюлозу, модифицированный крахмал, оксид кальция, биоцидол, газблок и мраморную крошку. Высокая щёлочность БПКС ($\text{pH}=12,5-13,0$) за счёт обработки оксидом кальция обеспечивает нейтрализацию биогенного и природного сероводорода в пластовых условиях щелочностью среды и кольматацию проницаемых отложений продуктами реакции H_2S с $\text{Ca}(\text{OH})_2$. Использование биоцидола (сшиватель) и газблока (компаунд) позволяет повысить кольматирующую способность смеси за счёт затвердевания газоблокирующего реагента при нагревании и связывания высокомолекулярных соединений, сшитых биоцидолом, в более плотные и большие по размеру конгломераты, которые эффективно и надёжно кольматируют проницаемые отложения. Биополимерная смесь трансформируется из безглинистого высокощелочного бурового раствора (RU № 2016126737 А), обладает вязкоупругими свойствами и способна к затвердеванию в порово-трещинном пространстве.

3. Комбинированная буферная жидкость комплексного назначения, включающая три пачки (моющая, вязкоупругая и адгезионно-кольматирующая) и обеспечивающая эффективную реализацию этих эффектов в скважине. Моющая буферная жидкость включает стабилизатор, неорганический электролит, моющий агент и абразивный компонент (при необходимости) и способствует разрыхлению и разрушению гидрофильных фильтрационных корок. В качестве вязкоупругой буферной жидкости предлагается использовать БПКС, которая обеспечивает эффективную очистку застойных зон ствола скважины и повышает реакционную ёмкость крепи за счёт насыщения проницаемых пластов известью, нейтрализующей H_2S еще до проникновения к цементному камню, а при возникновении контракции во время твердения вяжущего внутрь камня будет всасываться высокощелочная суспензия, содержащая $\text{Ca}(\text{OH})_2$, а не агрессивный флюид.

Адгезионно-кольматирующая буферная жидкость, включающая базовый цемент ПЦТ I-G СС-1, обработанный газблоком, с высоким водосмесевым отношением обеспечивает снижение проницаемости сформированной зоны кольматации, уменьшение фильтрационных потерь при цементировании, увеличение адгезионного сцепления цементного камня с горной породой и обсадной колонной.

4. Облегчённая коррозионностойкая тампонажная смесь для цементирования скважин в высокопроницаемых горных породах и условиях сероводородной агрессии (RU № 2741890 С2) на основе цемента марки ПЦТ I-G СС-1 (вяжущий материал), синтетического сульфированного полимера, расширяющей добавки и гранулированного пеностекла (ГПС). Газблок, обладающий свойствами компаунда и способностью структурировать значительные объёмы свободной воды (жидкости затворения) на ранних стадиях гидратации, позволяющий значительно снизить фильтрацию тампонажной смеси и газопроницаемость цементного камня, обеспечивает коррозионную стойкость к агрессивным средам, седиментационную и суффозную устойчивость. Расширяющая добавка исключает контракцию (усадку) тампонажного камня при твердении, а гранулированное пеностекло образует прочный облегчённый композитный материал, обеспечивающий эффективную изоляцию высокопроницаемых горных пород за счёт увеличения адгезионного сцепления камня со стенками поглощающих каналов.

Выводы

Общий вывод работы заключается в создании оптимизированных рецептур буровых технологических жидкостей на высокощелочной основе, что позволяет эффективно нейтрализовать сероводород в пластовых условиях щёлочностью среды и кольматировать высокопроницаемые отложения продуктами реакции H_2S с $Ca(OH)_2$.

УДК 622.276.:519.716.34

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
СОСТАВА ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ПЕРВИЧНОГО
ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА**

Р.А. Исмаков, О.А. Залаяев, В.Р. Рахматуллин, К.Т. Суфьянов

*Уфимский государственный нефтяной технический
университет, г. Уфа, РФ, skt196411@mail.ru*

Аннотация. В статье показана возможность компьютерного подбора параметров буровых растворов с дополнениями к программе «Eclipse», моделированием приствольной зоны, (на примере обоснования раствора для вскрытия продуктивного пласта).

Ключевые слова: бурение скважин. горизонтальный ствол, вскрытие продуктивного пласта, раствор, концентрация, скважины, полимер, пав, эффективность.

Применение горизонтальных технологий снижает эксплуатационные и капитальные затраты, увеличивает темп отбора нефти и объемный охват воздействием. Потоки цифровой информации о месторождении, о процессах интерактивного контроля и управления за бурением, освоением, разработкой месторождений УВ, маркетингом нефти, газа и продуктов их переработки, о рыночном состоянии нефтегазовой компании стекаются в головной офис компании и становятся доступными для лиц, принимающих решения (ЛПР).

«Умные буровые растворы» это технологии позволяющие бурить скважину при проходки различных типов породы. С возможностью контроля параметров бурового раствора как на забое так и на поверхности в режиме реального времени. С доставкой информации на центральный пункт управления процессом бурения. И мгновенного принятия решения по изменениям происходящим в стволе скважины. Так же накопления информации для переработки ее в алгоритмы преодоления изменяющихся ситуаций в процессе строительства скважины.

Для совершенствования первичного вскрытия пластов в том числе и в горизонтальных скважинах, необходимо изучать процессы взаимодействия и взаимосвязи свойств промывочных жидкостей и горных пород. Для этого, как правило, используется физическое моделирование, но некоторые результаты изучения процесса взаимодействия фильтратов и горных пород в пористом пространстве продуктивного пласта можно получить, и не прибегая к достаточно затратным исследованиям. Например,

достигнуть тех же результатов средствами компьютерного математического моделирования.

Для моделирования условий вскрытия в программном комплексе «Eclipse» нами взята толщина пласта 15 м и радиус элемента пласта 10 м. Радиальная сетка составлена из расчета 100x4x150 ячеек. На последнем слое радиальных ячеек выполнен аквафер путем увеличения его порового объема в 25 10⁶ раз для моделирования объема породы до ближайших скважин, а также моделирования емкости пласта по давлению. На приведенном рисунке видно влияние проникновение буровой промывочной жидкости с полимером на водной основе.

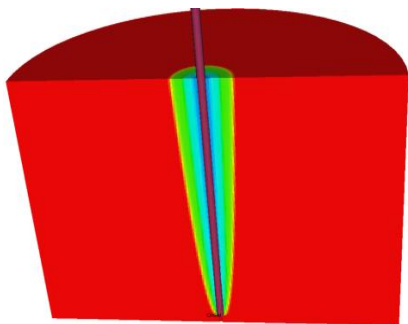


Рисунок 1 - Фильтрация Раствора полимера «Ксантан» в приствольную зону пласта.

В модель подставлялись различные значения проницаемости, репрессия на пласт, вязкости бурового раствора, поверхностного натяжения на границе раздела фаз, нефть-буровой раствор, концентрации реагентов бурового раствора. И в результате непрерывного счета и автоматической смены данных, которые являлись результатом работы созданной нами программы. Расчеты производились на протяжении нескольких месяцев непрерывно.

Перед началом расчетов были произведены предварительные лабораторные исследования свойств бурового раствора при различных концентрациях реагентов. Исследования были проведены в частности на сертифицированном оборудовании, таких как ВМ-6, ВСН-3, сталагмометр «Рубин-02.» и др. В частности были получены следующие зависимости вязкости БПЖ от концентрации Биополимера «Ксантан», Поверхностного натяжения от концентрации ПАВ ОП-10, Проницаемости образующейся корки от концентрация бентонита и мела.

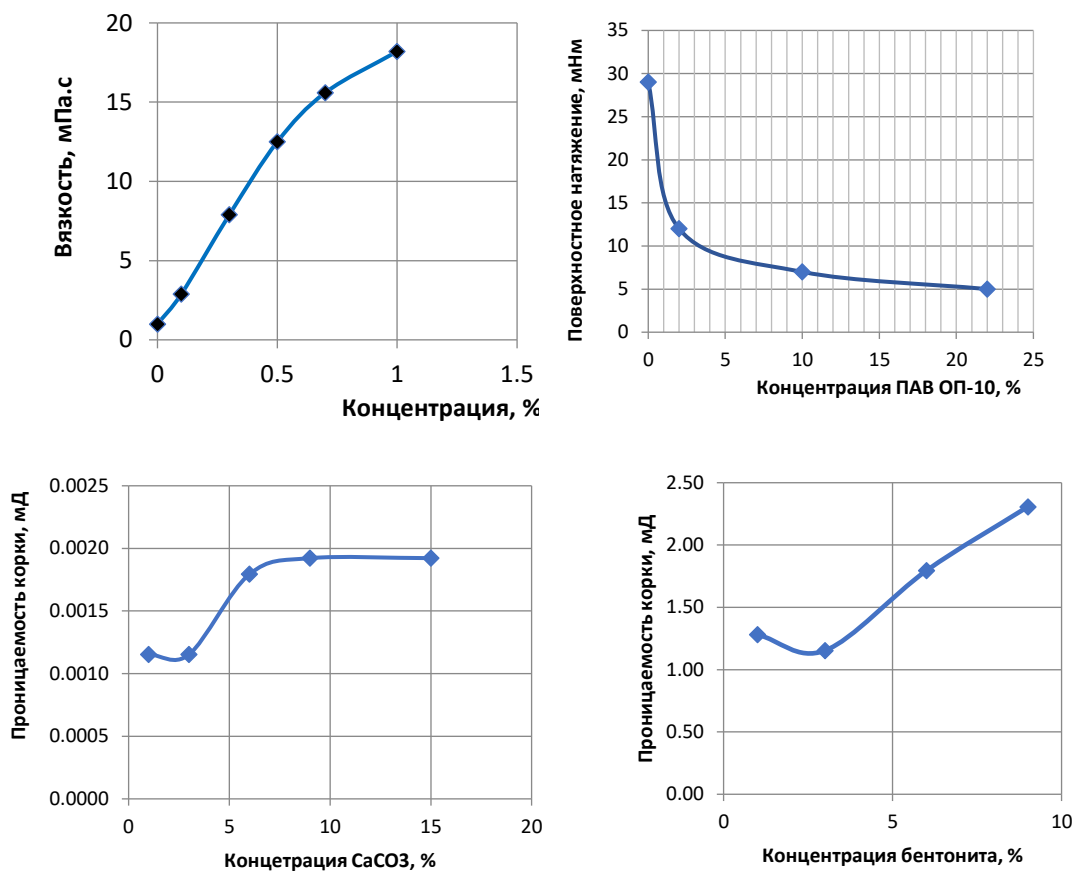


Рисунок 2-5. Зависимости вязкости БПЖ от концентрации Биополимера «Ксантан», Поверхностного натяжения от концентрации ПАВ ОП-10, Проницаемости образующейся корки от концентрация бентонита и мела.

В результате подстановки этих данных и обработки результатов расчета в программе обработки базы выходных данных, созданной нами. Составлены зависимости инфильтрации буровой промывочной жидкости в приствольную зону пласта от концентраций биополимера «Ксантан», ПАВ ОП-10. бентонита и мела, при различных проницаемости породы, часть этих графиков представлена ниже.

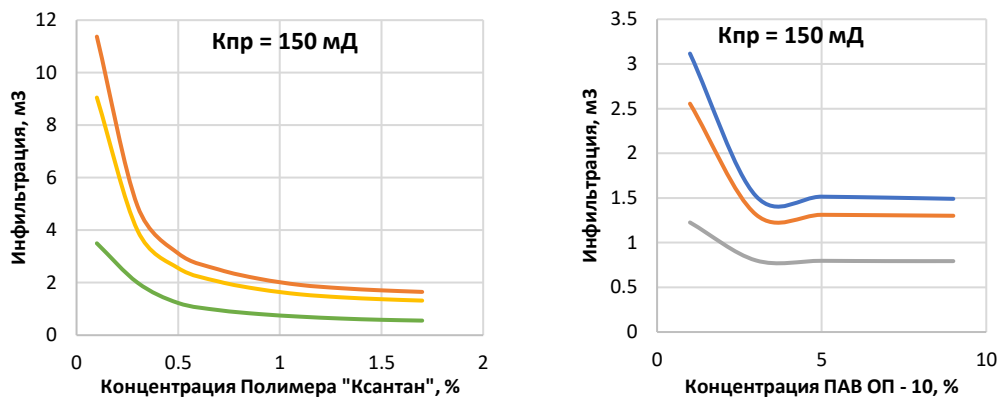


Рисунок 6, 8. Зависимости объема инфильтрации в пласт от концентрации биополимера – «ксантан и ПАВ ОП-10.

Как видно из рисунков после некоторого значения концентрации «Ксантана» или ПАВ ОП-10 увеличение содержания реагентов с целью уменьшения инфильтрации становится не эффективным. Это значение не зависит от проницаемости породы и перепадов давления пласта и на забое скважины.

Таким образом выведены оптимальные концентрации для вскрытия продуктивного пласта: биополимера «Ксантан» составляющая 0,4%, ПАВ ОП-10 соответственно 3%, бентонита и мела так же 3%.

Более полную картину произведенных вычислений можно видеть из трехмерных поверхностей показывающих влияние концентраций реагентов буровой промывочной жидкости на инфильтрацию в пласт при вскрытии коллектора

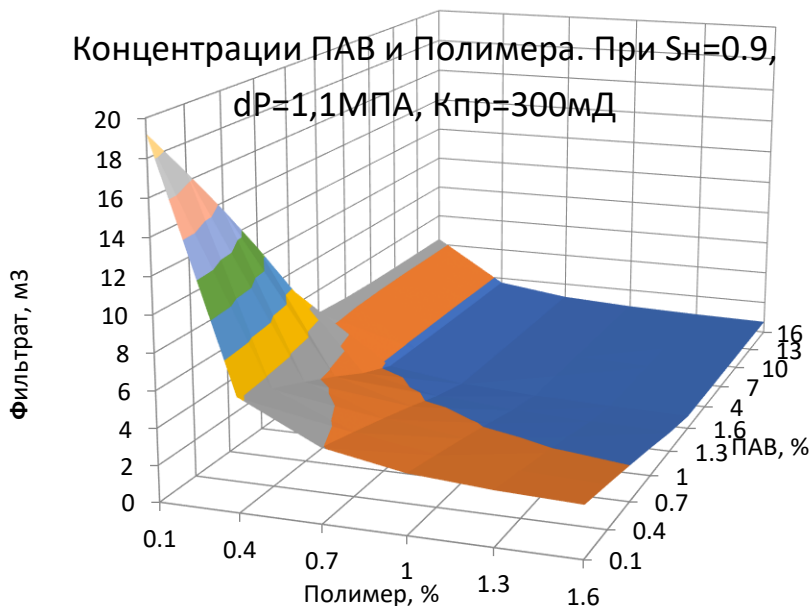


Рисунок 9 - Влияние концентраций полимера «Ксантан» и ПАВ ОП-10 на инфильтрацию в пласт при первичном вскрытии.

Таким образом приведенной методикой расчетов, с использованием фильтрационных моделей и научного и математического аппарата программного комплекса «Eclipse», концентраций реагентов. Возможно вычислить оптимальные концентрации других реагентов включаемых в состав промывочных жидкостей для первичного вскрытия пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Р.А. Исмаков, В.Г. Конесев., И.Н. Орлов, К.Т. Суфьянов, В.Р. Рахматуллин Компьютерное математическое моделирование процесса первичного вскрытия пласта. М. «Бурение и нефть», №12.2011, с. 47-49
2. Д.Н. Болотник, О.Ю. Динариев, М.М. Максимов, Л.П. Рыбицкая. Методические указания по созданию постоянно действующих геолого технологических моделей нефтяных и газонефтяных месторождений (Часть 2. Фильтрационные модели).. Москва : ВНИИОЭНГ, 2003. Т. 2.

УДК 622.24:621.092.09

РЕЗЬБОВЫЕ СМАЗКИ ДЛЯ ТРУБ НЕФТЯНОГО СОРТАМЕНТА С НАНОПОРОШКАМИ

Л.Х. Асфандиаров, В.Р. Рахматуллин, О.А. Заляев, К.Т. Суфьянов

Уфимский государственный нефтяной технический университет, г. Уфа, РФ, skt196411@mail.ru

Аннотация. В статье приведены результаты исследований резьбовых смазок для труб нефтяного сортамента, показаны герметизирующие свойства различных резьбовых смазок, замерены толщины их граничных слоев. Предложена композиция резьбовой смазки с нанопорошками меди и водопоглощающего реагента. Проведены промысловые испытания резьбовой смазки РСГ-2

Ключевые слова: Резьбовые смазки, нанопорошки, водопоглощающий реагент, долговечность труб нефтяного сортамента

Нефтегазодобывающие отрасли промышленности занимают ведущее место в развитии топливно-энергетического комплекса страны, эффективность их деятельности существенным образом связана с технико-экономическими показателями бурения. При бурении нефтяных и газовых скважин большую долю материальных затрат составляют расходы, связанные с эксплуатацией бурильных труб, надёжностью их резьбовых соединений, работающих в условиях высоких давлений и температур, коррозионно-активных сред. В связи с необходимостью освоения все более глубоких горизонтов, применением форсированных режимов бурения скважин, переходом большинства нефтяных и газовых месторождений на позднюю стадию эксплуатации, старением существующего фонда скважин и ростом объемов их капитальных ремонтов, увеличиваются объемы спуско-подъемных операций, что предъявляет повышенные требования к надежности резьбовых соединений бурильных труб.

В процессе проводки наклонно-направленных и горизонтальных скважин бурильная колонна испытывает в основном напряжения растяжения-сжатия, кручения, знакопеременного изгиба, на нее воздействуют силы трения и коррозионно-активный буровой раствор при повышенных температурах и давлениях. При этом наиболее слабым элементом бурильных колонн остается резьбовое соединение. Исследования показывают, что до 87% всех аварий с бурильной колонной связано нарушением работоспособности резьбовых соединений труб. Такое неудовлетворительное состояние вопроса с замковыми резьбовыми соединениями обязывает искать пути повышения их долговечности.

Одним из наиболее перспективных методов улучшения технико-экономических показателей бурения является подбор и применение эффективных смазочных материалов для резьбовых соединений бурильной колонны. Исследования показывают, что в условиях работы соединительных элементов бурильной колонны существующие смазки недостаточно эффективны, наблюдаются случаи полного вымывания смазок из резьбовых соединений. Поэтому исследование по созданию эффективных смазок к элементам бурильной колонны составляет одно из актуальных направлений совершенствования технологии бурения скважин. Бурильная колонна

В различное время вопросами повышения долговечности элементов бурильной колонны занимались многие отечественные и зарубежные ученые: Г. М. Саркисов, Ф. М. Ярошевский, Г. В. Конесев, С. А. Угаров, Н. Д. Щербюк, Н. В. Якубовский, Д. Ю. Мочернюк, Л. А. Лачинян, А. Е. Сароян, Г. А. Давыдов, И. Ф. Касимов и многие другие. Работы многих из них были посвящены исследованию прочности замковых резьбовых соединений, направлены на выяснение вопросов распределения нагрузки по виткам резьбы, закономерностей износа, определения необходимых моментов затяжки и запасов прочности.

Работоспособность резьбовых соединений элементов бурильной колонны, как указывалось выше, в большей мере зависит от качественных характеристик применяемых смазочных материалов.

Резьбовые соединения, требующие смазки, подразделяют на крепежные и трубные. Если для крепежных соединений важна легкость сборки-разборки, то для резьбовых соединений труб необходимо также обеспечение герметичности. В резьбовых соединениях бурильных труб уплотнительные смазки подвергаются воздействию не только больших давлений, но зачастую у высоких температур. В связи с этим в качестве основы уплотнительных смазок применяют термически стабильные масла и загустители.

Герметизирующие свойства пластичных смазок исследовали на стенде, разработанной на кафедре бурения н/г скважин УГНТУ. Она позволяет определить давление, при которой происходит потеря герметичности резьбового соединения, как те или иные смазки [4]

Вначале исследовали герметизирующие свойства таких пластичных смазок как солидол, литол, графитная смазка.

Одним из основных механизмов защитного действия смазочных материалов является образование на поверхности трения прочно связанных с металлом граничных смазочных слоев, приводящих к снижению сил трения и износа. Независимо от назначения практически все смазочные

материалы обладают способностью образовывать адсорбционные слои на поверхности металла. Поэтому при разработке новых смазочных композиций необходимы методы исследований, позволяющие определять несущую способность граничных смазочных слоев.[3].

В таблице 1 приведены величины давлений и толщины граничных слоев различных смазок.

Таблица 1- Параметры некоторых пластичных смазок(толщина граничных слоев, давление разгерметизации резьбового соединения)

Смазка	В, мкм	Давление ,атм
1.Литол	29	25
2.Солидол	17	54
3.Графитовая смазка	18	60
4.Литол+графит. порошок	3 4	35
5.№4+медный 1% нанопорошок	35	40
6.№4+2%медный нанопорошок	37	55
7.№4+5%медный нанопорошок	40	60

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что основной резьбовой смазки (по толщине смазочного слоя и герметизирующим свойствам) можно использовать литол с добавкой графитового порошо, нанопорошок меди.

Для увеличения герметизирующей способности смазки ввели реагенты Буретан(г.Владимир),ПВА водопоглощающий(г.Саратов). Нами разработана смазка, условно названная РСГ-2.

В таблице 2 приведены результаты опрессовки смазки РСГ-2.на цемнтировочном агрегате ЦА-320 в промышленных условиях.

Таблица 2-результаты опрессовки резьбовых смазок

Смазка	Давление опрессовки, МПа / Потеря давления за 30 мин	
	1-е испытание	2-е испытание
Р-402	30/1	25/0
Р-416	20/40	10/0
РСГ-2	32/0	32/0
Без смазки*	—	—

* Давление не держит, просаженная резьба

Смазку РСГ-2 можно рекомендовать использовать более широко в промысловых условия

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дон Н.С. Применение смазок резьбовых соединений труб при бурении нефтяных и га-зовых скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 44 с.
2. Киселев А.И. Способы и материалы для герметизации и восстановления герметично-сти соединительных узлов обсадных колонн. – М.: ВНИИОЭНГ, 1985. – 47 с.
3. Заляев О.А.,Рахматуллин В.Р.Определение толщины смазочных слоев резьбовых смазок для труб нефтяного сортамента.Материалы 1X Международной научно-практической конференции “Ашировские чтения”,т.2 Самара,2014.-С.3-10.
4. Заляев О.А.,Ягудин М.А.,Асфандиаров Л.Х.,Раматуллин В.Р.Повышение герметизирующих свойств резьбовых смазок для обсадных труб.Научно-техническая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых УГНТУ,Уфа,Изд.УГНТУ,2015-С.48-58.
5. Заляев О.А.Рахматуллин В.Р.Фатхуктдинов Т.З.Разработка резьбовых смазок для бурильных и обсадных труб.ХХIV; Международная научно-практическая конференция “Актуальные проблемы современной науки и пути их решения “Евразийский союз ученых №3(24)Москва,2016-С62-63.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН И КОРРЕКТИРУЮЩИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА

О. А. Грибенников¹, Е.В. Черкасова²

1 - доцент каф. РиЭНиГМ СамГТУ, к.т.н.

2 - инженер отдела цементирования скважин ФК «Халлибуртон Интернэшнл ГмбХ»

Аннотация

В статье рассмотрены причины неудовлетворительного качества крепления эксплуатационных колонн на месторождениях Оренбургской

области. Проведен анализ причин снижения качества цементирования, пересмотрен подход к подготовке дизайнов по цементированию колонн, приняты во внимание индивидуальные условия скважин. Реализован на практике усовершенствованный подход к подготовке проектов по цементированию, отмечено повышение качества крепления колонн после корректирующих инженерных решений.

Ключевые слова: скважина, цементирование, эксплуатационная колонна, качество крепления, цементный раствор, тампонажная смесь, каротаж, центратор, турбулизатор, кавернометрия, буферная жидкость.

Качественное крепление обсадных колонн нефтегазовых скважин является необходимым условием их длительной и безаварийной эксплуатации. Особое внимание уделяется проведению цементирования и оценке качества крепления эксплуатационных обсадных колонн ввиду их важности с точки зрения разобщения углеводородов от нежелательных флюидов продуктивного пласта и других зон, через которые проходит ствол скважины.

При строительстве нефтяных скважин на месторождениях Оренбургской области, начиная с 2017 года наблюдалось снижение качества крепления эксплуатационных колонн 168, 178 мм. согласно результатам акустической цементометрии (АКЦ). В частности имеют место частичный контакт цементного камня с обсадной колонной и горной породой, неоднородное заполнение заколонного пространства цементным раствором, как следствие - межколонное давление и заколонные перетоки. В 2019 году после проведения анализа качества цементирования эксплуатационных колонн на Шиловском месторождении и дальнейшей аналитике полученных результатов, было выявлено, что в среднем каждая четвертая скважина имеет неудовлетворительное качество крепления – менее 45 %. В таблице 1 приведены результаты ГИС по десяти скважинам, на четырех из которых отмечено снижение качества крепления.

Таблица 1 – интерпретация данных АКЦ Шиловского месторождения

Номер скважины	Контакт цемент - колонна, %			Контакт цемент - порода, %	
	сплошной	частичный	отсутствует	сплошной	неопределенный
2216	14,4	84,2	1,4	14,4	85,6
2006	67	32,4	0,6	67	33
2178	58,8	40,4	0,8	58,8	41,2

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

2214	29,1	68,7	2,2	29,1	70,9
2209	45,6	52,6	1,8	45,6	54,4
2111	51,3	47,8	0,9	51,3	48,7
2228	33	63,1	3,9	33	67
2445	60,6	38,3	1,1	60,6	39,4
2221	79,8	20,1	0,1	79,8	20,2
2013	75	24,6	0,4	75	25

В результате проведения оценочных мероприятий, направленных на выявление причин неудовлетворительного качества цементирования, было отмечено следующее:

1. Несоблюдение технологии проведения подготовительных операций перед спуском колонны;
2. Наличие поглощения в скважине перед цементированием;
3. Завышены показатели реологии, статического и динамического напряжения сдвига бурового раствора по отношению к цементному ;
4. Не оптимизирован режим закачки и продавки цементного раствора по отношению к индивидуальным скважинным условиям;
5. Низкий показатель центрирования обсадной колонны в скважине;
6. Отсутствие данных кавернометрии и как следствие наличие дополнительных зон, замещение бурового раствора в которых затруднено.

После проведенных аналитических мероприятий было принято решение о пересмотре подхода к подготовке программ по цементированию. В связи с неудовлетворенностью Заказчика качеством крепления эксплуатационных колонн, на основании полученных причин столь низкого качества тампонирования был модернизирован подход к проектированию дизайнов тампонажных смесей и в целом к процессу подготовки к цементированию.

Начиная с 2020 года инженерный состав отдела цементирования скважин локации Бузулук начал работу в усовершенствованном формате. При проектировании дизайна программ по цементированию были приняты во внимание:

-параметры бурового раствора;

- инклинометрия и кавернометрия скважин;
- оптимизированы параметры и свойства буферных жидкостей;
- в технологическом оснащении обсадной колонны увеличено количество центраторов и турбулизаторов;
- модернизированы рецептуры тампонажных растворов.

Для более качественного замещения бурового раствора цементным было предложено:

- снижение статического напряжения сдвига, вязкости до минимально допустимых значений в процессе промывки скважины перед цементированием;
- перед спуском обсадной колонны в обязательном порядке проводить геофизические исследования скважины, в частности каверно- и инклинометрию;
- на основании данных каротажа оптимизировать расстановку центраторов и турбулизаторов, учитывая зоны повышенного кавернообразования и траекторию скважины;
- в качестве буферных жидкостей использовать составы, способные обеспечить очищение стенок скважины, предотвращение смешения флюидов, а так же повышение степени замещения бурового раствора цементным;
- тампонажные растворы были дополнены модифицированными добавками, способными улучшить прокачиваемость цементного раствора (пластификаторы), исключить усадку цементного камня при наборе прочности (расширяющие добавки), снизить фильтрацию жидкости затворения из цементного раствора (понижители фильтрации).

На протяжении 2020 года был реализован усовершенствованный метод подготовки к цементированию обсадных колонн, приняты в работу все рекомендации и учтены все недочеты предыдущих периодов работы. По итогам совещания, посвященного анализу качества крепления обсадных колонн за период 2020 года, отмечено существенное повышение качества крепления обсадных колонн в скважине.

В таблице 2 приведены результаты АКЦ по десяти скважинам, схожим по геологическим условиям со скважинами, где наблюдалось неудовлетворительное качество крепления обсадных колонн в 2019 году.

Таблица 2 – интерпретация данных АКЦ Шиловского месторождения

Номер скважин ы	Контакт цемент - колонна, %			Контакт цемент - порода, %	
	сплошн ой	частичн ый	отсутству ет	сплошн ой	неопределенн ый
1212	61,6	38,4	0	61,6	38,4
1206	58,4	41,2	0,4	58,4	41,6
1499	73	27	0	73	27
1324	69	31	0	69	31
1333	77,3	22,7	0	77,3	22,7
1300	70,7	29,3	0	70,7	29,3
1376	68,8	31	0,2	68,8	31,2
1309	80,3	19,7	0	80,3	19,7
1264	75,5	24,5	0	75,5	24,5
1265	79	21	0	79	21

По результатам принятых инженерных решений, положительно повлиявших на качество цементирования, предложен ряд дополнительных процедур, способных еще более улучшить качество сцепления цемент-порода, цемент-колонна. Таким образом, для дальнейшего повышения качества крепления эксплуатационных колонн необходимо совершенствовать как технологию цементировочных работ, так и рецептуру растворов, применяемых при креплении скважин. Наряду с этим необходимо создать не только герметичную крепь обсадной колонны, но и сохранить ее для дальнейшей перфорации и вскрытия продуктивных пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долгих Л.Н. «Крепление, испытание и освоение нефтяных и газовых скважин.» – Пермь: изд-во ПГТУ, 2009. 0 296 с.
2. Ашрафьян М.О., Булатов А.И. «Влияние технологических факторов на качество цементирования скважин» // Обзор. Информ. Сер.: Бурение – М.: ВНИИОЭНГ, 1978.
3. Рязанов Я.А. Энциклопедия по буровым растворам. – Оренбург: Летопись, 2005. – 664 с.

**РЕКОМЕНДАЦИИ НЕДОПУЩЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЯ И АВАРИИ
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН**

Г.С. Мозговой¹, В.И. Зенин², С.А. Шерер³, А.В. Пискеев⁴

*1 - Ст. преподаватель, Самарский государственный
технический университет*

*2 - Ст. преподаватель, Самарский государственный
технический университет*

*3 - Студент ИНГТ-19нпф-6, Самарский государственный
технический университет*

*4 - Студент ИНГТ-20нпф-8, Самарский государственный
технический университет*

Аннотация

В статье рассказывается о возможных осложнениях и авариях при строительстве скважин, а также о том, какими средствами можно их ликвидировать.

Ключевые слова: прихват, бурение, скважина, осложнения, авария, поглощение, строительство, отстрел, работы, обвалообразование, КНБК, осыпеобразование.

Введение

Осложнение в скважине- затруднение ее углубления, вызванное нарушением состояния буровой скважины. К наиболее распространенным видам осложнений относятся осложнения, вызывающие нарушения целостности стенок скважины, поглощения бурового раствора, ГНВП. В связи с расширением географии работ по освоению нефтегазовых месторождений получили распространения осложнения, связанные с сероводородной агрессией и бурением скважин в условиях промёрзших пород.

Аварии в процессе бурения- поломки и оставление в скважине частей колонн бурильных и обсадных труб, долот, забойных двигателей, потерю подвижности (прихват) колонны труб, спущенной в скважину, падение в скважину посторонних металлических предметов. Основными видами аварий являются прихваты, поломка в скважине долот и турбобуров, поломка и отвинчивание бурильных труб и падение бурильного инструмента и других предметов в скважину.

Полное поглощение при бурении под 426мм направление:

В процессе бурения одной из скважин стало происходить активное поглощение раствора без выхода циркуляции, был подготовлен дополнительный буровой раствор, произведён подъём СБТ(стальных бурильных труб) 127, наращивание УБТ(утяжелённых бурильных труб) 203, было продолжено бурение, далее провели исследование скважины на поглощение, в том числе заготовка раствора и частичная смена КНБК(компоновка нижней части бурильной колонны), во время бурения было зафиксировано восстановление циркуляции. Было потеряно более 100 кубов промывочной жидкости, фактический расход хим реагентов превысил проектный в три раза. Осложнение (поглощение промывочной жидкости интенсивностью до $18\text{м}^3/10\text{минут}$) ликвидировано путем кольматирования поглощающего интервала добавкой реагентов в процессе бурения. Ликвидация поглощения заняла почти день. В процессе бурения были использованы импрегнированные долота истирающего типа в комплексе с турбобуром.

Дифференциальный прихват бурильного инструмента, ликвидированный отстрелом КНБК:

Забой 5420м, после промывки перед подъемом под ГИС(геофизическое исследование скважин) -затяжка 8тн (собственный вес инструмента 160тн). При спуске – посадка (Посадка колонны — отмечаемое индикатором веса существенное снижение нагрузки на крюке) до 5тн. После запуска насосов и ВСП(верхний силовой привод) инструмент пошёл с трудом и вскоре потерял подвижность. Приступили к его расхаживанию. Разница между расчётным и фактическим пластовым давлением составила порядка 260 атмосфер. Учитывая кривизну скважины (2500м наклонно-направленного участка с зенитным углом на забое 68°) и перепад давлений в 260атм, можно сделать вывод, что именно эти факторы и явились причиной потери подвижности бурильного инструмента.

Была произведена установка двух нефтяных ванн в объёмах 30 и 50м^3 . При закачке нефти применялись высоковязкие буферы с КМЦ (карбоксиметилцеллюлоза), нефть обрабатывалась детергентом. Продавку осуществляли буровым раствором. После продавки половины объёма нефти, качали по 0,2-0,5м³/час. В процессе установки ванн не прекращали расхаживания бурильного инструмента и работы яссом. Установка нефтяных ванн продолжительного результата не дала.

После установки нефтяных ванн, в результате проведённых ловильных работ на геофизическом кабеле, извлекли телесистему. Инструмент был освобождён путём отстрела прихваченной КНБК кумулятивным трубобрезом.

Ловильные работы

Извлечение телесистемы овершотом(универсальный ловильный инструмент) на геофизическом кабеле – работы по уменьшению затрат при аварии. На геофизическом кабеле в скважину был спущен комплекс ловильных инструментов. В зонах минимального натяжения кабеля (посадка, затяжка) производилась поддавка буровым раствором. После долгих расхаживаний с промывкой с помощью ясса и овершота была извлечена телесистема.



Рисунок1 - Схема ловильного оборудования

Подготовка к взрывным работам

Было проведено геофизическое исследование скважины, определён интервал прихвата, произведено расхаживание инструмента и промывка

Взрывные работы, отстрел КНБК

Стандартный комплекс аварийного оборудования для проведения взрывных работ состоит из: груз-шаблон (диаметр соответствует диаметру спускаемого оборудования, длина и вес подбираются исходя из параметров ствола скважины), кумулятивный заряд, магнитный локатор муфт, геофизическая перфорационная платформа, прибор привязки ПВА по показаниям гамма-каротажа (PGGT), универсальный прибор для привязки и перфорации (УРСТ).

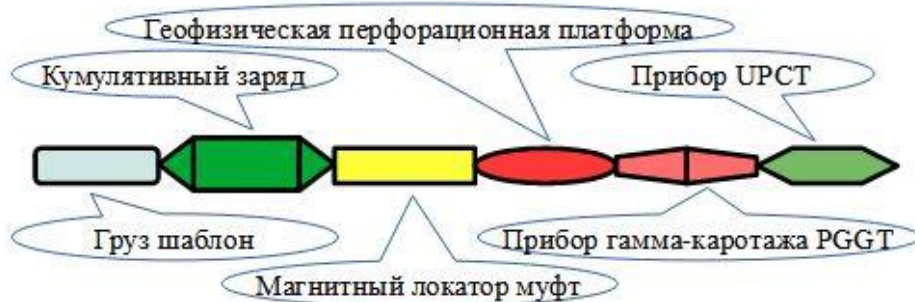


Рисунок 2 - Стандартный комплекс аварийного оборудования для проведения взрывных работ

Кумулятивный позиционируемый труборез предназначен для обрезания НКТ или обсадной колонны в условиях высоких давлений и температур, под компрессией и растяжкой. Многообразие различных размеров под скважинные условия для освобождения верхней части НКТ или обсадной колонны. Уникальная технология изготовления и материалов обеспечивают качественный чистый срез.

Магнитный локатор муфт (ССЛ) - это устройство для определения муфт обсадной колонны с целью привязки ПВА в интервал перфорации. При совместном использовании МЛМ с прибором ГК производится привязка ПВА к записям в открытом стволе для точного позиционирования ПВА в намеченный интервал перфорации. Установленные на приборе магниты создают постоянное магнитное поле, которое искажается при прохождении прибора через муфты обсадной колонны. Локатор муфт усиливает импульс, возникший при прохождении муфты и посылает вверх по кабелю сигнал, который совмещается по глубине с ГК. При применении платформы WPP достигается максимальная гибкость позиционирования перфораторов и обеспечивается контроль результатов в реальном времени. Кроме того, платформа осуществляет интеллектуальное управление внутрприборной системой электропитания, что также повышает безопасность и результативность перфорации. Осуществляемый платформой WPP процесс ориентированной перфорации позволяет спускать перфораторы в вертикальную или наклонную скважину на кабеле, ГНКТ или с помощью скважинных тракторов и ориентировать их в скважине за одну СПО. Система двигателя платформы WPP позволяет поворачивать перфораторы, устанавливая их в рабочее положение, соответствующее предпочтительной плоскости развития трещины, для оптимизации мероприятий ГРП. Платформа WPP способна собирать данные по скважинной температуре и давлению до, во время и после проведения прострелочных работ. Эти данные поступают на поверхность в

реальном времени и позволяют определять пластовое давление и другие пластовые характеристики (проницаемость, скин-эффект), что помогает задавать ориентиры при выполнении работ. Сбор данных не прерывается при детонации. К нижней части платформы можно подсоединить до 20 перфораторов для выполнения селективного отстреливания с помощью технологии переключателя с IP адресом.

Прибор привязки ПВА по показаниям гамма-каротажа (PGGT) служит для регистрации естественного гамма-излучения в околоскважинном пространстве. Прибор PGGT эффективен в любых условиях и является стандартным средством корреляции показаний каротажа, снятых в обсаженном и в открытом стволе. Положение перфораторов, включая перфораторы труб, пробок и пакеров, и стреляющих грунтоносков коррелируется по показаниям гамма-каротажа, устройства (МЛМ) ССL или одновременно обоими методами.

Универсальный прибор для привязки и перфорации (UPCT) — это прибор для привязки по глубине по показаниям ГК — (локатора муфт) прибора ССL, применяемый при ПВР. Прибор может применяться при использовании детонаторов любого типа, в том числе защищенных от воздействия радиочастот (РЧ), используя и положительную и отрицательную полярности при применении переключателя с IP адресом. Поперечный диаметр прибора UPCT составляет 4,29 см. На основании привязки по глубине прибор позволяет точно позиционировать перфораторы и другие взрывные устройства, спускаемые через НКТ. Прочная конструкция и надежная электроника прибора UPCT позволяет комбинировать его с перфораторами без применения амортизаторов ударной волны.

Взрывные работы. Спуск заряда до глубины 4900м (ниже ясса). Натяжка инструмента до 255тн. Спуск до глубины 5360м. Привязка по муфтам. Торпедирование бурильного инструмента на глубине 5350м.



Рисунок 3 - Инструмент после торпедирования

При взрыве изменений в весе инструмента и натяжке кабеля не было. Подъём связки на устье (поднят один кабельный наконечник). Вызов циркуляции (при 50х/мин – давление 55-60атм). Набор «пружины» (26 оборотов, момент - 4тн). При разгрузке до 110тн – инструмент приобрёл подвижность.

Ликвидация обвало- и осыпеобразования

При спуске инструмента до глубины 3752м получена посадка до 4тн. При возобновлении циркуляции и попытках подъёма на длину свечи наблюдались затяжки до 5тн и скачки давления с 175 до 205атм.

Была приготовлена и прокачана пачка раствора вязкостью 100сек в объёме 10м³ и проведена проработка на длину свечи без выключения насосов. До глубины 3836м инструмент спускался с прокачиванием пачек раствора вязкостью 120сек с периодическими пусками насосов.

Был произведен подъём КНБК для проработки ствола скважины

Принято решение о подъёме КНБК для проработки ствола скважины. Планом работ предусматривалось применение «жёсткой» КНБК с двумя полноразмерными калибраторами и УБТ. Но были учтены проблемы с аналогичной КНБК в другой скважине (обвалы и заклинивание инструмента) и в процессе ликвидации осложнения ствол скважины был прошаблонирован до забоя и проработан в нескольких интервалах, на забое была проведена прокачка вязкоупругой смеси в объёме 10м³. При этой операции использовалась «гладкая» компоновка, позволившая, не нарушая

стенок скважины, не сдирая корку с поглощающих пластов, провести очистку ствола скважины от обвалившихся со стенок частиц породы.

Заключение

В процессе бурения скважины затраты времени на ликвидацию аварий и осложнений составили около 20 суток, что существенно увеличило сроки строительства скважины.

Помимо временных затрат, значительно увеличились материальные затраты на проводку, связанные с перерасходом хим реагентов, производством дополнительных работ (установка ванн, геофизические и взрывные работы, дополнительные спуско-подъёмные операции, потеря дорогостоящего забойного оборудования).

На основании полученных данных сделаны выводы, проведён анализ и выданы следующие рекомендации для недопущения повторения данных аварий и осложнений:

Проектировочным службам:

- пересмотреть конструкцию скважины с учётом изменения емкостных характеристик нефтяной залежи в условиях форсированных отборов;
- пересмотреть параметры вскрытия продуктивного пласта;
- разработать и внедрить программу промывки скважины при бурении горизонтального участка;
- пересмотреть нормы расхода хим реагентов с учётом перерасхода при ликвидации прихватов;
- активизировать работу по авторскому надзору за работой по действующим проектам.

Буровым службам:

- разработать мероприятия по предупреждению и ликвидации прихватов с учётом условий строительства скважин на данном месторождении;
- оснастить буровую установку третьим резервным насосом;
- обеспечить наличие на буровой резервного запаса нефти и хим реагентов;
- регламентировать время нахождения инструмента на забое без промывки и движения;

- максимально сократить время, необходимое для наращивания;
- для проведения ловильных работ – предусмотреть подвеску направляющего верхнего блок-баланса к поперечным балкам вышки.

Телеметрическим службам:

- каждую партию телеметрии оснащать ловильным оборудованием для оперативного извлечения подземной аппаратуры;
- максимально сократить время, необходимое для проведения замера телеметрии;
- обеспечить нахождение в регионе деятельности специалиста по ловильным работам;
- в регионах с активной деятельностью компании - обеспечить присутствие партии и материалов для проведения взрывных работ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воробьев С.В., Нечаева О.А., Милькова С.Ю., Мозговой Г.С. Аварийные работы в открытом и обсаженном стволе.: учебное пособие: Самара: ООО «Издательство АСГАРД», 2017. 148 с.

ГЕОПОЛИМЕРНАЯ СИСТЕМА ПОВЫШЕННОЙ ПРОЧНОСТИ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ И ГЛУБОКИХ СКВАЖИН

А.А.Алиев, Н.В.Нагиева*

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR,

г. Баку, Азербайджан,

aliyev.azizaga@gmail.com; nurana.naghiyeva@gmail.com;

Аннотация. Цемент применяется в качестве основного тампонажного материала в операциях крепления скважин. Однако тампонажный цемент хоть и имеет много общего со строительным, но в целом сильно от него отличается. Традиционные составы портландцемента обладают плохой устойчивостью в условиях высоких скважинных температур и практически не пригодны в скважинах, построенных для

захоронения углекислого газа. В этой связи очень актуальным является вопрос разработки альтернативного тампонажного материала лишенного вышеописанного недостатков позволяющего значительно расширить спектр и условия применения. В представленной работе предложен состав геополимера с добавкой наночастиц SiO_2 обладающий большими показателями механической прочности в сравнении с базовыми геополимерными системами.

Ключевые слова: геополимерный состав, тампонажный цемент, наночастицы, улучшение механических свойств.

Цемент применяется в качестве основного тампонажного материала в операциях крепления скважин. Однако тампонажный цемент хоть и имеет много общего со строительным, но в целом сильно от него отличается. Существует множество классификаций тампонажного цемента согласно условиям их применения наиболее распространенной и известной, из которых является классификация Американского Института Нефти (АНИ). Несмотря на выделение различных классов, и типов тампонажного цемента, производство данного материала все еще остается одним из основных источников загрязнения атмосферы. К тому же традиционные составы портландцемента обладают плохой устойчивостью в условиях высоких скважинных температур и имеют ряд серьезных ограничений по применению в зависимости от физико-химических свойств окружающей среды. Например портландцемент является не самым лучшим изолирующим агентом в условиях высокой минерализации пластовых вод деструктивно влияющих на механические свойства цементного камня. В этой связи актуальным является вопрос разработки альтернативного тампонажного материала, лишенного вышеописанных недостатков, позволяющего значительно расширить спектр и условия применения обладающего менее токсичным для окружающей среды технологией производства. Наиболее перспективными и современными материалами заслуживающим внимания в этой связи являются геополимерные системы, представляющие собой алюмосиликатный цемент с низким содержанием кальция, активированный щелочью, прошедший через процесс геополимеризации. Геополимеризация это химический процесс реакции алюмосиликатов с водными щелочными растворами. Лабораторные эксперименты показали, что геополимерный цемент на основе зольной пыли обладает высокими показателями механической прочности и хорошей устойчивостью к высокой кислотности окружающей среды [1-6]. Немало важным является факт того что производство геополимеров обладает гораздо меньшим негативным эффектом на окружающую среду.

Тем не менее и данные системы не лишены недостатков, что существенно затрудняет их широкое внедрение. Геополимеры

действительно обладают более высокими механическими показателями по сравнению с портландцементом, но немало важным является и тот факт, что данное сравнение уместно лишь в определенном температурном интервале от 36°C до 80°C. [7-12] При температурах выше 100°C геополимерные системы также подвергаются существенной термической деструкции, и показатели прочности цементного камня значительно уменьшаются. Выходом из сложившейся ситуации является применение добавок увеличивающих как механические свойства геополимера так и термоустойчивость. С этой целью был разработан состав геополимера с добавками наночастиц. [13-16].

Предложенный состав геополимера с добавкой наночастиц SiO₂ обладает большими показателями механической прочности в сравнении с базовыми геополимерными системами и тампонажным цементом класса G. Данный состав позволяет существенно расширить спектр применения геополимерных систем в нефтяной индустрии. Результаты проведенных экспериментов показали, что геополимерный состав с добавкой наночастиц SiO₂ в количестве 1% увеличивает значения прочности цементного камня при обеих рассмотренных температурах и давлениях твердения (70°C/1500psi и 120°C/4000psi). Дальнейшее увеличение содержания нанодобавок хоть и привело к увеличению показателей прочности, но не значительно, что по всей видимости обусловлено превышением критической концентрации наночастиц в растворе. Тем не менее, даже при превышении пороговой критической концентрации наночастиц показатели прочности цементного камня превосходили аналогичные для традиционно применяемого в нефтяной индустрии тампонажного цемента класса G и базового геополимерного раствора, не содержащего никаких добавок.

На основе полученных результатов можно с точностью констатировать факт высокого потенциала применения геополимерных систем в операциях крепления высокотемпературных и глубоких скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Lloyd N., Rangan V. Geopolymerconcretewithflyash //ProceedingsoftheSecondInternational Conference onsustainableconstructionMaterialsandTechnologies. – UWM CenterforBy-ProductsUtilization, 2010. – С. 1493-1504.
2. Сулейманов Б. А., Велиев Э. Ф. О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – №. 4. – С. 4-10.

3. Сулейманов Б. А., Лятифов Я. А., Велиев Э. Ф. Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – №. 1. – С. 19-28.
4. Сулейманов Б. А., Исмаилов Ф. С., Велиев Э. Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти //Нефтяное хозяйство. – 2014. – №. 1. – С. 86-88.
5. Велиев Э. Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – №. 2. – С. 50-66.
6. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media //SOCAR Proceedings. – 2020. – Т. 3. – С. 126-134.
7. Нагиева Н. В. Коллоидно-дисперсные гели для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – №. 2. – С. 67-77.
8. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification //Modern Physics Letters B. – 2021. – Т. 35. – №. 01. – С. 2150038.
9. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery //International Journal of Modern Physics B. – 2020. – Т. 34. – №. 28. – С. 2050260.
10. Нагиева Н. В. ПРИМЕНЕНИЕ ПРЕДВАРИТЕЛЬНО СФОРМИРОВАННЫХ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩИХ ЧАСТИЦ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНЕ //Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – №. 1. – С. 12-18.
11. Алиев А. А. ГЕЛИ НА ОСНОВЕ ПОЛИВИНИЛПИРРОЛИДОНА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНАХ //Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – №. 1. – С. 5-11.
12. Велиев Э.Ф., Алиев А.А., Маммедбейли Т.Е. Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР – 2021.Т. 1 – С. 104-113.
13. Велиев Э. Ф. Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте //ProspectingandDevelopmentofOilandGasFields. – 2021. – №. 1 (78). – С. 61-72.

14. Исмаилов Р. Г., Велиев Э. Ф. Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей //Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 5. – С. 22-28.
15. Veliyev E. F. et al. Water shutoff using crosslinked polymer gels //SPE Annual Caspian Technical Conference. – OnePetro, 2019.
16. Шереметов И. М., Серебряков А. О., Айтуриев А. Х. РЕГИОНАЛЬНЫЕ ТИКСОТРОПНЫЕ СВОЙСТВА ОСАДОЧНЫХ ПОРОД //Геология, география и глобальная энергия. – 2019. – №. 1. – С. 21-29.

ПОДБОР НАПРЯЖЕННОСТИ МАГНИТНОГО ПОЛЯ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ЖИДКОСТИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОМЫВКИ ПЕСЧАНОЙ ПРОБКИ В СКВАЖИНЕ

Д.А. Искандеров

д.ф.т.н., SOCAR, г.Баку, Азербайджан

Аннотация

С целью повышения эффективности промывки песчаной пробки в лаборатории производили подбор напряженности магнитного поля.

Намагнитенные водные системы применяли на скв. 1234, 1251, 1123, 1148, 1134 НГДУ «Нефт Дашлары» нефтяного месторождения Палчыг Пилпиляси. Анализ промысловых данных промывки песчаной пробки намагнитенным сульфанолам показал, что дебиты скважин по нефти увеличились, а по воде уменьшились.

Ключевые слова: песчаная пробка, промывка, магнитное поле, дебит скважины.

Введение. Пробки, образующиеся в стволе продуктивных нефтяных скважин, как правило, играют отрицательную роль в процессе добычи углеводородов, они снижают эффективную площадь сечения промыслового оборудования, что приводит к снижению дебитов, а если своевременно не промыть скважину, то пробка может остановить процесс добычи. Целью статьи является совершенствование процесса промывки пробки, что позволит повысить эффективность добычи нефти. Как известно, в нефтяной промышленности критерием повышения эффективности какого-либо процесса является дополнительная добыча нефти в результате проведения того или иного мероприятия. Для успешного совершенствования процесса

промывки пробки был осуществлен критический анализ существующей литературы в этой области.

Актуальность. В последние годы в промысловой практике широко используются волновые методы повышения эффективности производственных процессов, наиболее эффективным и доступным из них является магнитное поле. Исходя из этого, было решено применить магнитное поле для интенсификации процесса промывки песчаных пробок при сохранении или улучшении гидравлических свойств породы призабойной зоны скважины.

В работе [1] авторы приводят результаты действия магнитного поля на вязкость жидкостей и отмечают, что М. Мисович обнаружил увеличение вязкости (в 3.5 раза) некоторых анизотропных жидкостей под влиянием магнитного поля в 2400 гаусс (порядка 30 эрстед).

В результате магнитной обработки воды её солесодержание и жесткость не уменьшаются, а лишь изменяется физическое состояние солей, растворенных в воде. Соли жесткости, находящиеся в воде, начинают выкристаллизовываться. Кристаллы солей постепенно нарастают и осаждаются в виде шлама [2].

В 1941 г. А.Г. Калашников составил схему расчленения пород по соотношению диамагнитных, парамагнитных и ферромагнитных минералов. В частности, глины и пески по этой классификации попали в разряд пород, которые в магнитном поле ведут себя как типичные ферромагнетики [3].

Современной наукой доказано, что в природе немагнитных веществ нет. Любое вещество, помещенное во внешнее магнитное поле, намагничивается, меняет свое термодинамическое состояние. Еще в 1882 г. Шульце установил, что коагулирующая сила иона тем больше, чем больше его валентность. Это положение позднее под твердил Гарди. В результате возникло правило Шульце-Гарди. Гарди предполагал, что коагуляция происходит в изоэлектрической точке, т.е. когда электрокинетический потенциал равен 0 (нулю). Однако затем было установлено, что для коагуляции достаточно только снижение потенциала до критического значения, которое обычно составляет величину 25-30 мВ.

Теоретическая часть. Ферромагнитный компонент имеется во всех исследуемых глинах. Он всегда наблюдается в виде бурых или темноцветных скоплений на стенках цилиндра в районе полюсов магнита в поле 1500 эрстед. Основная доля магнитных свойств глинистых суспензий обусловлена ферромагнитными включениями, которые имеются практически в каждой фракции любой осадочной породы.

Начиная с работ Б.Б. Полынова в литературе можно найти многочисленные сведения о широком распространении гидратов окиси железа, аморфных железистых гелей и подобных соединений в виде железистых пленок на минералах осадочных пород. По этому вопросу имеется несколько специальных работ, выполненных И.Н. Антиповым-Каратаевым, А.М. Васильевым, Н.М. Страховым, В.В. Келлерманом, А.Ф. Тюлиным, А.М. Цехомским, в которых подробно рассматривается вопрос о генезисе железистых пленок на минеральных зернах и о прочности их связи. Так, А.М. Цехомский считает, что железистые соединения в виде пленок толщиной 0.05-0.5 м присутствуют в почвах и осадочных породах главным образом в форме свободной гидроокиси, давая ряд минералов- гематит, гетит, гидрогематит и др. Весьма распространены в природе также комплексные металлоорганические соединения.

Таким образом, можно считать, что однодоменных или супер магнитных частиц в каолиновой глине хватает на все каолиновые высокодисперсные частицы, а в монтмориллонитовой имеется дефицит на ферромагнитную примесь. Это положение подтверждается всеми структурными наблюдениями.

Наши опыты по очистке образцов пористой среды от железистых соединений с помощью 20 %-ной HCl также подтвердили их наличие.

Результаты экспериментальных исследований. С целью выбора оптимальной напряженности магнитного поля обработки промывочной жидкости, в лаборатории осуществляли моделирование процесса оседания частиц пористой среды пласта, в промывочной воде. Изучалось действие магнитного поля на этот процесс. Была создана установка, схема которой показана на рисунке, моделирующая песчаную пробку и действие на неё магнитного поля (Рис. 1).

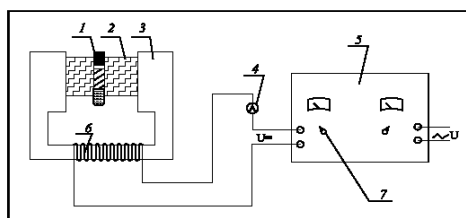


Рис. 1 Установка для определения оптимальной напряженности магнитного поля обработки промывочной жидкости:

1-исследуемая система; 2-наконечник к сердечнику; 3-сердечник электромагнита; 4-амперметр; 5-выпрямитель; 6-катушка электромагнита; 7-реостат

Подбор напряженности магнитного поля производился следующим образом: пробирка заполнялась промывочной жидкостью, в которую добавляли частицы пористой среды пласта из скважины. Смесь энергично

перемешивали, а затем стеклянную пробирку с системой помещали в зазор сердечника электромагнита. Регулируя ток в электрической цепи с помощью реостата, изменяли напряженность магнитного поля в зазоре сердечника, до тех пор, пока частички породы не оставались во взвешенном состоянии. При этом с помощью магнитометра измерялась напряженность магнитного поля в зазоре сердечника, соответствующая оптимальному значению обработки исследуемой промывочной жидкости. Оптимальное значение магнитного поля воспроизводили с помощью магнитных элементов, которые собирались в магнитное устройство, применяемое при промывке пробок на скважине. Магнитное устройство устанавливали на приеме насоса агрегата, таким образом, чтобы промывочная жидкость омывала магниты и поступала на прием насоса.

Таким образом, осуществляли обработку промывочной жидкости магнитным полем. В результате проведенных исследований для частичек породы, с месторождения Палчыг Пилпиляси НГДУ «Нефт Дашлары», в промывочной жидкости 0.05 % водного раствора сульфанола оптимальная напряженность магнитного поля составила 52 000 А/м.

Для промывки пробок применяли магнитное устройство, конструкция которого дана в патенте Азербайджанской Республики 2014 0086 от 28.11.2014 [4].

Практическая значимость. С целью повышения эффективности работ добывающих скважин ПО Азнефт исследование было решено проводить на месторождении Палчыг Пилпиляси НГДУ «Нефт Дашлары».

Анализ результатов промывки пробок на скважине осуществлялся следующим образом. В скважине проводят промывку песчаной пробки и осваивают её на добычу нефти согласно регламенту, принятому руководством SOCAR [5]. В среднем в течение 7 ч осуществляется промывка с помощью водного раствора сульфанола, а вывод её на добычу нефти (освоение скважины) производят в течение 5 дней. До и после проведения мероприятия производят замер дебита нефти и попутной воды. Сравнивая эти значения, судят об эффективности проведенного мероприятия [6]. Помимо этого, учитывалось как изменяется количество проведенных промывок в течение года. Уменьшение количества промывок пробок, обходящихся предприятию в определенную сумму, также приносит экономический эффект. Этот параметр необходимо принимать во внимание при анализе работы скважин. Для активации процесса промывки пробки нами осуществлялась обработка промывочной жидкости постоянным поперечным или продольным магнитным полем напряженностью $H=52\ 000$ А/м. Промывку песчаной пробки с применением магнитного поля осуществляли в течение октября 2016 года на скв. 1234, 1251, 1123, 1148, 1134. В результате проведенного мероприятия дополнительно добыто 884 т

нефти и проведено на 6 ремонтных работ меньше. Улучшение работы скважин в результате промывки песчаной пробки намагниченным водным раствором поверхностно-активных веществ, на наш взгляд, связано со следующими причинами:

1. Намагниченный водный раствор поверхностно активного вещества обладает определенным электрическим потенциалом, который взаимодействует с поверхностью породы пробки, что приводит к частичной нейтрализации поверхностных зарядов и, как следствие, к ослаблению взаимодействия между частицами породы; это ускоряет процесс промывки пробки и лучше очищает межтрубное пространство от породы.

2. Промывка пробки намагниченным водным раствором сульфанола устраняет противодействие притоку жидкости из призабойной зоны в скважину. Это происходит за счет улучшения вспенивающей способности раствора сульфанола, что приводит к увеличению срока жизни пены. При этом пузырьки пены успевают вынести из скважины частицы прилепившейся к ней породы.

3. В процессе промывки пробки намагниченным водным раствором сульфанола часть его проникает в призабойную зону скважины, воздействует на неё, снижая набухание глинистых включений, улучшает фильтрационные свойства породы, что приводит к увеличению притока и, как следствие, лучшему выносу из сква скважины взвешенных частиц [7]. При этом наблюдается увеличение фазовой проницаемости по нефти и снижение водопроявления в скважине.

Выводы

Промывка песчаной пробки намагниченным водным раствором поверхностно-активного вещества приводит к улучшению показателей промывки (увеличению притока нефти и межремонтного периода, снижению обводнения скважины и времени промывки), что приводит к повышению экономического эффекта ремонтной работы.

Из вышеприведенного анализа следует, что проведением обработки призабойной зоны скважины намагниченными водными системами можно значительно увеличить добычу нефти и снизить приток воды.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Воларович М.П., Толстой Д.М., 1936. О влиянии магнитного поля на вязкость жидкостей //Журнал физической химии, т. VIII, вып. 4, с. 374-403.

2. Сокольский Я.Б., 1963. Применение метода магнитной обработки воды для котельных установок //Водоснабжение и санитарная техника, т 2, с. 11-17.
3. Осипов Ю.Б., 1968. Исследования глинистых суспензий, паст и осадков в магнитном поле. √ М.: Изд-во МГУ, 157 с.
4. Патент Азербайджанской Республики Т И 20140086. Метод и устройство для предотвращения образования песчаной пробки в стволе скважины /А.М. Мамед-заде, М.А. Мамедзаде, 28.11.2014.
5. Временные нормативы SOCAR по проведению текущего и основательного подземного ремонта скважин. Баку, 02.05.2014.
6. Мирзаджанзаде А.Х. и др., 2010. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений. Баку: Элм, 375 с.
7. Мамедзаде З.А., 2005. Изучение влияния намагничивания водного раствора на процесс вытеснения нефти //Науч. тр. АзНИПИнефть, т 4, с.84-85.

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Г.С. Мозговой¹, С.А. Шерер², Н.Д. Южев³

1 – Ст. преподаватель, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Тел.: +7 906 342-15-95 Эл почта. gsmozgovo@mail.ru

2 - студент, ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»

Тел.: +7 (906) 842-41-92 Эл почта. serzh.sherer@gmail.com

3 - АО «Оренбургнефть», инженер по бурению - полевой супервайзер, отдел супервайзинга бурения и реконструкции скважин

Аннотация. В данной статье описывается способ оптимизации конструкции скважин за счет уменьшения их металлоемкости с помощью укороченного варианта эксплуатационной колонны, установленной на цементиреуемой подвеске хвостовика в башмаке предыдущей колонны.

Ключевые слова: оптимизация, устройство, конструкция, хвостовик, оборудование, металлоемкость, способ.

Запасы минерально- сырьевых ресурсов России являются основой обеспечения экономической и энергетической безопасности нашей страны. При этом начальные запасы нефти выработаны уже более чем на 50%, а степень выработанности активно осваиваемых месторождений приближается к 60%. Так же доля трудноизвлекаемых запасов составляет от 30 до 65%, а вновь подготавливаемые запасы сосредоточены в основном в средних и мелких месторождениях и в значительной степени являются трудноизвлекаемыми. Разработка подобных месторождений влечет за собой внушительные финансовые затраты, обусловленные строительством разведочных и эксплуатационных скважин, а также природно-климатическими условиями местности разработки. И снижения этих затрат можно добиться за счет снижения себестоимости строительства скважин.

Рассмотрим конструкцию большинства пробуренных скважин (Рис. 1):

Направление- первая обсадная колонна, спускаемая до глубины не более 30 метров для изоляции верхнего слоя почвы и отведения восходящего потока бурового агента из ствола скважины в очистную систему, цементируется по всей длине.

Кондуктор- вторая обсадная колонна, предназначена для перекрытия верхних неустойчивых отложений, водоносных и поглощающих пластов и т.п. Также на нее устанавливают противовыбросовое оборудование, колонные головки. Пространство за колонной обычно цементируется по всей длине.

Промежуточная колонна- спускается в случае необходимости после кондукторной для крепления неустойчивых пород, разобщения зон осложнений, зон несовместимых по условиям бурения и водоносных горизонтов. Обычно ее располагают на глубине от 650 до 1900/2000 метров.

Эксплуатационная колонна- последняя колонна обсадных труб. Используется для разобщения продуктивных горизонтов на глубине 4300/4500 метров от остальных пород и извлечения нефти/газа или нагнетания в пласт жидкости или газа. Цементируется в “нахлест” с промежуточной колонной с подъемом цементного раствора до глубины 1850 метров. При этом ни одним действующим нормативным документом не запрещен спуск эксплуатационной колонны в виде эксплуатационного хвостовика.

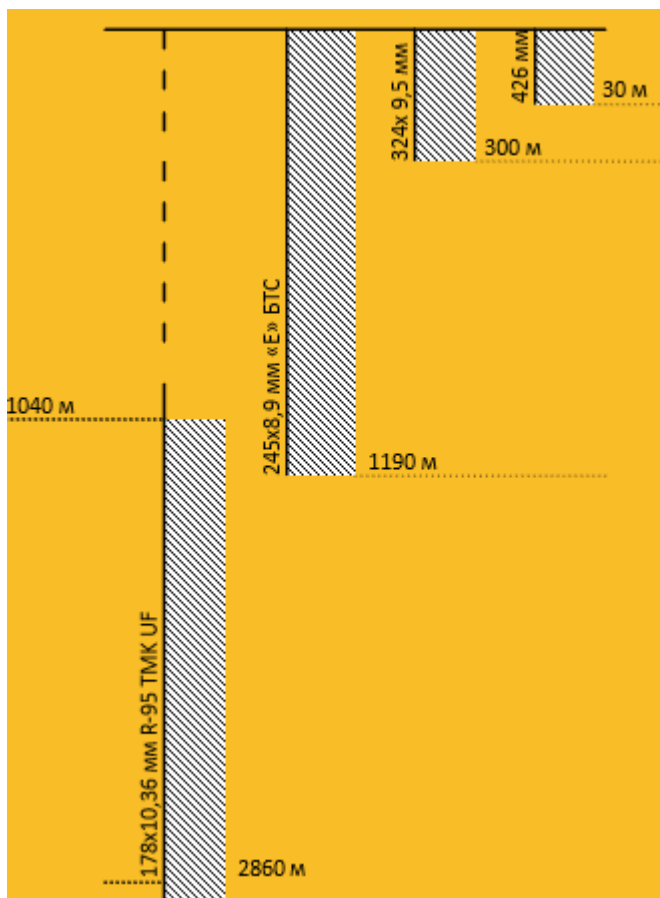


Рисунок 1 - Устройство скважины

Применение эксплуатационного хвостовика включает в себя следующие элементы: 1) Обсадные трубы, установленные на устье скважины и зацементированные выше башмака заменяются эксплуатационным хвостовиком, который представляет собой укороченный вариант эксплуатационной колонны; 2) Чтобы установить новый «эксплуатационный хвостовик» в башмаке предыдущей колонны, помещается подвеска хвостовика типа ПХГМРЦ 178/245; 3) Замена ОКО2 35 178/245/324 на ОКО1 35 245/324 с установкой дополнительной переводной катушки.

ПХГМРЦ.178/245-У-ОТТГ - устройство для спуска, подвески и герметизации хвостовика с гидравлическим якорем, гидравлическим разъединением и механическим пакером (Рис. 2). Функция разъединения задублирована — имеется механическое разъединение отворотом. Состоит из четырех работающих независимо друг от друга узлов, размещенных на общем корпусе: 1) Узел якоря- обеспечивает подвешивание хвостовика 178

мм в 245 мм технологической колонне; 2) Узел механического пакера-обеспечивает герметизацию межтрубного пространства; 3) Узел гидравлического разъединения- обеспечивает спуск узлов устройства в скважину вместе с хвостовиком, проведение технологических операций, связанных с проведением промывок, приведением в действие узла якоря и элементов оснастки, с последующим автоматическим разъединением транспортировочной колонны от устройства; 4) Узел механического разъединения- дублирует гидравлический разъединитель, если не удается поднять внутреннее давление.

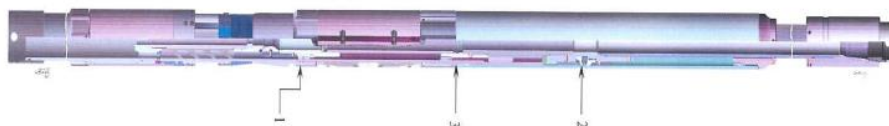


Рисунок 2 - ПХГМРЦ.178/245-У-ОТТГ

1. Узел пакера и якоря; 2. Узел установочный; 3. Узел разъединения.

ОКО1 35 245/324- устройство оборудования для обвязки одной обсадной колонны (Рис – 3.). Описание устройства:

Корпус 1 имеет цилиндрическую расточку, в которую устанавливаются ярус. Клиновая подвеска 2, состоит из трех клиньев, связанных между собой шарнирно и имеющих синхронное перемещение. Нагнетательный клапан 3, который ввинчивается в отверстие во фланце корпуса. Уплотнительное кольцо 4, фланец 5, на который монтируется фонтанная елка между корпусом и верхним фланцем; 2х-ярусное пакерное устройство, каждый ярус состоит из 2-ух металлических колец и одного Н-образного резинового уплотнителя 6, манифольд 7 колонной головки в отверстии в нижней части корпуса.

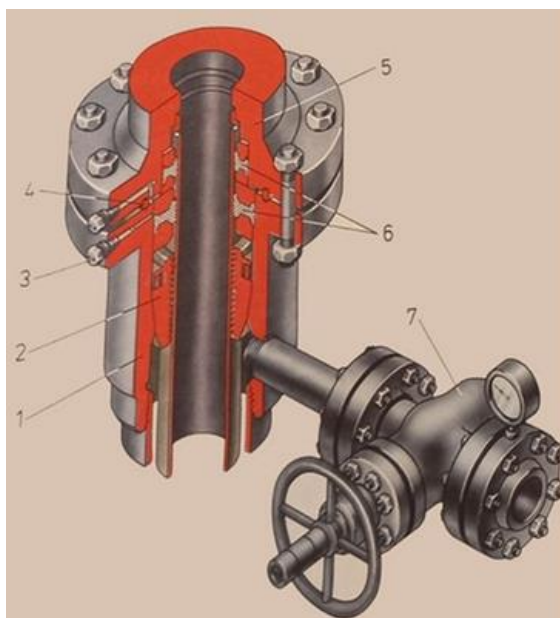


Рисунок 3 - OKO1 35 245/324

1 – Корпус; 2 - Клиновая подвеска; 3 - Нагнетательный клапан; 4 - Уплотнительное кольцо; 5 - Фланец; 6 - 2х-ярусное пакерное устройство; 7 - Манифольд.

Для применения “эксплуатационного хвостовика” устьевое оборудование заменяется с OKO2 35 178/245/324 на OKO1 35 245/324, из-за того, что она предназначена для обвязки двух обсадных колонн с целью подвески эксплуатационной колонны, герметизации и разобщения пространства между колоннами и контроля давления в нем при бурении и эксплуатации скважин. На головку устанавливается дополнительная переводная катушка.

Использование данного способа может уменьшить металлоемкость конструкции скважины, облегчить проведение резки бокового ствола при проведении ремонта скважины благодаря сокращению времени на фрезерование технической колонны, а также дать возможность исследования зон, ранее перекрытых технической колонной.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балаба В.И., Живаева В.В., Зинченко О.Д., Мозговой Г.С.. Обсадные колонны и технологическая оснастка : учебное пособие / Самара : Самарский государственный технический университет, 2016.
2. Бабаян Э. В. Конструкция нефтяных и газовых скважин. Осложнения и их преодоление: Учебное пособие / Бабаян Э.В. - Вологда: Инфра-Инженерия, 2018.

3. Оборудование для добычи нефти / А.А. Арутюнов [и др.]. – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2014.

УДК 622.248.33

**МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ И
ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ПОГЛОЩЕНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ**

К.А. Шиповский¹, М.Е. Коваль^{1,2}

1 - кандидат технических наук, главный эксперт ООО «СамараНИПИнефть», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», e-mail: ShipovskiyKA@samnipi.rosneft.ru

2 - кандидат технических наук, заместитель генерального директора по инжинирингу бурения ООО «СамараНИПИнефть», доцент кафедры «Бурение нефтяных и газовых скважин» ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ», e-mail: KovalME@samnipi.rosneft.ru

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия, 443010, ул. Вилоновская, 18, snipioil@samnipi.rosneft.ru

Самарский государственный технический университет, г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244, bngssamgtu@mail.ru

В статье представлена методика прогнозирования и предупреждения поглощений бурового раствора при строительстве скважин на месторождениях Самарской области. Обоснована необходимость анализа геолого-геофизической информации для идентификации возможных зон осложнений при проектировании скважин на органогенных (рифовых) месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП). Отмечено, что применение усовершенствованной методики повышает эффективность прогнозирования и предупреждения поглощений при проектировании и строительстве скважин на месторождениях ККСП.

Ключевые слова: бурение, поглощение бурового раствора, проектирование скважин, биогермы, рифы, рифовые системы.

Проблема прогнозирования и предупреждения поглощений бурового раствора при строительстве скважин на месторождениях Самарской области существует с начала ведения буровых работ в регионе. До

настоящего времени данная задача не решена в полном объеме, что снижает технико-экономические параметры строительства скважин.

Основная методика прогнозирования и предупреждения поглощений выполняется в соответствии с «Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности РФ» указывающими, что производство буровых работ на каждой последующей скважине по рабочему проекту на бурение должно осуществляться с учётом опыта проводки предыдущих скважин [1]. Исходя из этого требования при подготовке проектной документации в обязательном порядке выполняется анализ результатов строительства соседних скважин на разбуриваемом или близлежащих месторождениях, идентифицируются возможные зоны осложнений, разрабатываются мероприятия по их предупреждению.

В результате исследований распределения зон осложнений на месторождениях в привязке к региональным тектоническим элементам ККСП была установлена закономерность, заключающаяся в том, что большинство зафиксированных случаев поглощений в карбонатном девоне приурочено к месторождениям, сформированным органогенными постройками – биогермами, одиночными рифами и их системами [2,3,4].

Применение сейсморазведки МОГТ 3Д позволяет выявлять органогенные (рифовые) постройки и анализировать геологические особенности их строения. По результатам геолого-геофизических исследований Волжским отделением Института геологии и разработки горючих ископаемых и ПАО «Самаранефтегеофизика» разработаны карты (рисунок 1) приуроченности органогенных (рифовых) построек к элементам ККСП [5,6]. Несмотря на то, что данные работы проводятся для целей поиска и разведки новых запасов углеводородов, результаты исследований применимы для прогнозирования и предупреждения поглощений при проектировании строительства скважин.

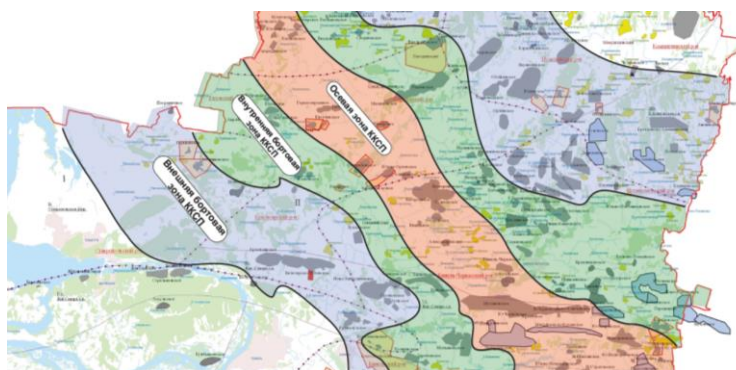


Рисунок 1 - Фрагмент карты ККСП (по данным ПАО «Самаранефтегеофизика»)

В качестве основного критерия оценки рисков при прогнозировании возможных поглощений бурового раствора целесообразно использовать геоморфологию месторождения для идентификации типа органогенной постройки по классификации Кузнецова В.Г.: биогерм; одиночный риф; рифовая система [7,8].

Месторождения биогермного типа в основном приурочены к шельфовым зонам ККСП: границе Жигулевско-Пугачевского свода и Южно-Татарского свода. Пример малоамплитудного (25 м) месторождения вероятной биогермной постройки представлен на рисунке 2.

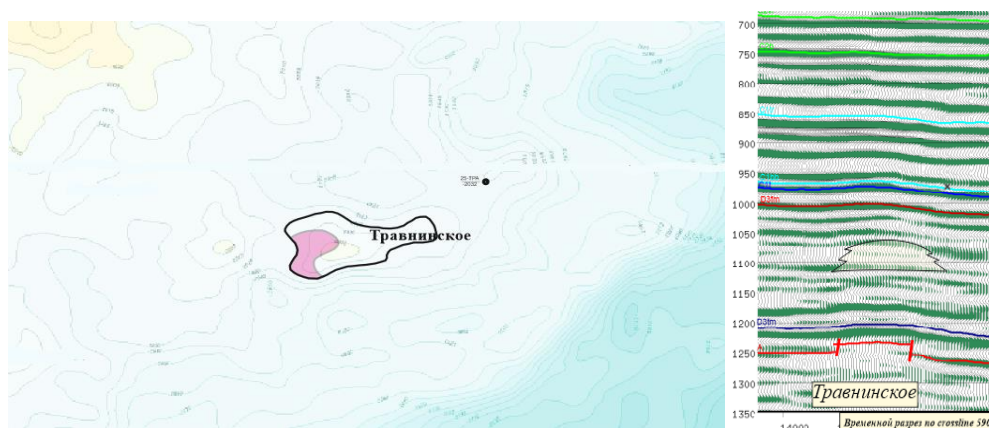


Рисунок 2 - Структурная карта по ОГ D3fm и временной разрез crossline D3fm-D3tm Травнинского месторождения

При бурении на месторождениях с малоамплитудными биогермами (15-35 м), поглощения бурового раствора незначительные, частичные или полностью отсутствуют. Для их ликвидации достаточно ввода разнофракционных кольматанов по циклу, прокачки вязкоупругих смесей с кольматантами (ВУС). В отдельных случаях возможны полные поглощения бурового раствора, но мероприятия по их ликвидации ограничиваются бурением на роторной КНБК с вводом кольматантов, установкой цементных мостов (ЦМ). В таблице 1 приведены типовые примеры бурения на месторождениях биогермного типа.

Таблица 1 - Бурение на месторождениях биогермного типа

Месторождение, условный номер	Стратиграфия	Интервал	Интенсивность, м ³ /ч / статика	Способ бурения	Методы ликвидации (+/-)
Травнинское, 2п	D ₃ ^{fm}	2245 - 2352	2,5	ВЗД	ВУС (мел ММС2 - 50 кг/м ³ , кольматантК-1 - 5 кг/м ³ , резиновая крошка - 8 кг/м ³ , кордное волокно - 8 кг/м ³ , кошма - 1 кг/м ³) (+).
Коренное, 11	D ₃ ^{fm}	2621 - 2653	6	ВЗД	Снижение производительности буровых насосов с 29 до 25 л/с. ВУС с кольматантом (LCC - 40 кг/м ³ , Mixnute - 40 кг/м ³). Снижение интенсивности поглощения до 1 м ³ /ч (-).
	D ₃ ^{fm}	2743 - 2758	45/ статический уровень 100 м	ВЗД/ роторный	Снижение производительности буровых насосов с 28 до 20 л/с. ВУС (LCC - 50 кг/м ³ , Mixnute - 50 кг/м ³); бурение на роторной КНБК без системы очистки. Снижение интенсивности поглощения до 0,6 м ³ /ч (-).

Амплитудные одиночные рифы (35 - 320 м) открыты на бортовых и шельфовых зонах ККСП, а также в осевой зоне ККСП. Пример рифового месторождения в осевой зоне ККСП – Западный, Приразломный, Восточно-Орловский купола Южно-Орловского месторождения (рисунок 3).

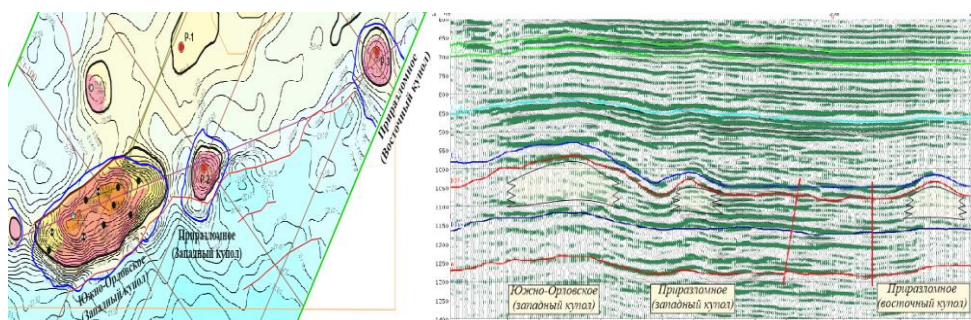


Рисунок 3 - Структурная карта по ОГ D3fm временной разрез crossline D3fm-D3tm куполов Южно-Орловского месторождения

Бурение в погребенных одиночных рифах с амплитудой поднятия франско-фаменских и турнейских отложений имеет определенную закономерность, которая заключается в том, что проводка ствола скважины в предрифовом шлейфе, состоящем из крупнообломочных, слабосцементированных и трещиноватых известняков, сопровождается провалами бурильного инструмента с потерей циркуляции [4,9]. Ликвидация осложнений в предрифовом шлейфе требует значительных временных и материально-технических затрат (таблица 2).

Таблица 2 - Бурение на месторождениях рифового типа

Месторождение, усл. номер	Стратиграфия	Интервал	Интенсивность, м ³ /ч /статика	Способ бурения	Методы ликвидации (+/-)
Южно-Орловское, 4	C ₁₊ ^t D ₃ ^{fm} + D ₃ ^{mn}	2083 - 2250	Катастрофическое/статический уровень - 1380 м	роторный	ВУС (кордное волокно – 20 кг/м ³ , ореховая скорлупа – 30 кг/м ³ , КЗ – 20 кг/м ³); бурение на гидрозатворе до 2250 м; спуск ОЛКС-144/150 в интервал 2057-2099 м (-). Спуск и цементирование хвостовика 114,3 мм (+).
Верхне-Ветлянковое, 3	D ₃ ^{fm}	2924	Катастрофическое/статический уровень - 295 м	роторный	ВУС (кордное волокно – 30 кг/м ³ , резиновая крошка – 30 кг/м ³), бурение на гидрозатворе, установка ОЛКС-216С в интервале 2914-2964 м (+).

Амплитудные рифовые системы, вероятно, состоят из одиночных рифов (береговых, барьерных, краевых), и участвуют в формировании региональной системы валов, проходящих по границам геологических разломов (например, купола и поднятия Кулешовского месторождения). Пример возможной рифовой системы Благодаровского поднятия Кулешовского месторождения представлен на рисунке 4.

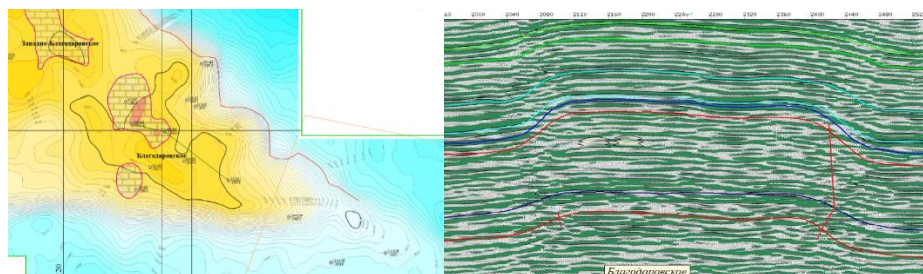


Рисунок 4 - структурная карта по ОГ D3fm и временной разрез crossline D3fm-D3tm Благодаровского поднятия Кулешовского месторождения

Бурение в рифовых системах соответствует закономерностям проводки ствола скважины в фациальных зонах одиночных рифов, связанных с полными и катастрофическими поглощениями бурового раствора в предрифовом шлейфе. При этом имеется определенная особенность, которая заключается в сложности определения литолого-фациальных зон отдельных погребенных рифов (карбонатное ядро, шлейф, лагунные и зарифовые депрессии) в целом формирующих протяженную амплитудную геологическую структуру. Типовые примеры бурения скважин на Благодаровском поднятии Кулешовском месторождении представлены в таблице 3.

Таблица 3. Бурение на месторождениях рифовых систем

Месторождение, усл. номер	Стратиграфия	Интегр-вал	Интенсивность, м ³ /ч / статика	Способ бурения	Методы ликвидации (+/-)
Кулешовское, 8	$C_1^t + D_3^{fm} + D_3^{mn}$	2399-2951	Нет	турбинно-роторный	нет
Кулешовское, 10	$C_1^t + D_3^{fm}$	2530	Полное	турбинно-роторный	Цементная заливка (+)

Кулешовское, 111	$C_1^f + D_3^{fm}$	2523	Полное/статический уровень – 65 м	роторный	ВУС (Nut Shell Medium, Nut Shell Coarse, кордное волокно – 25 кг/м ³), бурение на гидрозатворе, ЦМ, ОЛКС№1 – 2508-2568 м (+). Авария, ЦМ, второй ствол, намыв кошмы, ЦМ, цементно-бентонитовая смесь, ОЛКС№2 - 2468-2486 м, ОЛКС№3 - 2511-2547 м (+)
------------------	--------------------	------	-----------------------------------	----------	--

Знание геологической природы осложнений при бурении в органогенных месторождениях позволило модернизировать существующую методику прогнозирования и предупреждения поглощений при разработке проектных решений, включив следующие дополнительные мероприятия:

- привязка проектируемой скважины на месторождении к тектоническим элементам ККСП;

- определение типа органогенной постройки (биогерм, одиночный риф, рифовая система);

- анализ геологической и сейсмической модели органогенной постройки;

- определение вероятного распределения литолого-фациальных зон органогенного (рифового) массива;

- идентификация возможных зон поглощений проектируемой скважины на органогенном (рифовом) месторождении.

Наличие прогнозной информации о зонах поглощений и их интенсивности позволяет своевременно разработать проектные мероприятия по их предупреждению, что приводит к снижению непроизводительного времени на работы по ликвидации осложнений при строительстве скважин на месторождениях ККСП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утверждены приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534. – 2020. – 353 с.

2. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е. Прогнозирование полных и катастрофических поглощений при бурении скважин на месторождениях Камско-Кинельской системы прогибов в Самарской области // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. - 2018. №3. – С.14–19.
3. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Пилипец Е.Ю., Крепостнов Д.Д. Закономерности территориального распределения зон поглощений бурового раствора и методы их ликвидации на месторождениях Самарской области // Нефть.Газ.Новации. - 2020. №6. – С.62–69.
4. Шиповский К.А., Циркова В.С., Коваль М.Е., Кожин В.Н., Закономерности распределения зон поглощений в одиночных рифах депрессионной зоны Камско-Кинельской системы прогибов // Экспозиция.Нефть.Газ. - 2021. №1. – С.34–39.
5. Суровиков Е.Я., Василютова В.Е., Коваленко Л.Д., Семенова Е.Г., Светлова С.Ю. Карта рифогенных формаций верхнефранско-турнейского карбонатного комплекса Самарской области, ВОИГиРГИ, Самара, 2007.
6. Выделение биогермных образований во франско-фаменско-турнейских отложениях по результатам сейсморазведочных работ МОГТ 3Д. Самара: ПАО «Самаранефтегеофизика», 2015.– 86 с.
7. Кузнецов В.Г. Основные черты геологии рифов и их нефтегазоносность. -М.: ВНИИОЭНГ, 1971. – 57 с.
8. Кузнецов В.Г. Геология рифов и их нефтегазоносность. - М.: Недра, 1978. – 304 с.
9. Шиповский К.А. Отчёты по авторскому надзору за строительством скважин на месторождениях Самарской области. Самара: ООО «СамараНИПИнефть», 2010-2018.

**АНАЛИЗ РАБОТЫ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ С
ГИДРОИМПУЛЬСНОЙ СЕКЦИЕЙ**

Е.Ю. Биктимиркин^{1,2}, Е.А. Демьянов¹, Г.С. Мозговой²

¹АО «Оренбургнефть»

*² ФГБОУ ВО «Самарский Государственный Технический
Университет»*

*Biktizhenya997@mail.ru Eademyanov@rosneft.ru
GSMozgovoi@mail.ru*

Данная статья описывает применение винтовых забойных двигателей с гидроимпульсной шпиндельной секцией. Предполагается применение винтового забойного двигателя, который состоит из обратного клапана, силовой пары с профилированным статором и шпиндельной секции (кардан и выходной вал). Отличие от обычного двигателя состоит в том, что между карданом и выходным валом, установлен промежуточный корпус, в котором жёстко закреплена проточная втулка, по внутренней поверхности снабжённая пазами. В проточной втулке соосно расположен дополнительный полый вал (генератор импульсов давления)

Ключевые слова: ВЗД, забойный двигатель, генератор импульсов давления, гидроимпульсная секция, бурение.

Известно, что основная статья затрат при бурении скважины – это затраты на бурового подрядчика (~65% стоимости скважины). Оплата БП ведётся каждые сутки строительства скважины. Соответственно, сокращая сроки строительства скважины, мы сокращаем стоимость. В данной работе делается акцент на сокращении сроков строительства скважины, путем увеличения скорости проходки и минимизации рейсов.

На данный момент для бурения ствола диаметром 120-16 мм, под хвостовик 102мм, в компании «Оренбургнефть» применяются двигатели компаний NOV, ВНИИБТ и Радиус сервис. Их технические характеристики представлены в таблице 3.1

Двигатель производства NOV ВЗД 95,3 хорошо себя зарекомендовал. Высокооборотный, моментомкий, имеет наработки 150-250 часов. Минусом является относительно быстрый износ эластомера.

Таблица 1 – Характеристики двигателей, применяемых в АО «Оренбургнефть»

Маркировка	Заходность	Q, л/с	Частота вращ., об/мин	Макс.момент кН*м	Перепад, атм	Производитель
ВЗД 95,3	7/8	6-10	126-260	3,47	15-60	NOV
ДРУ2-98РС	7/8	5-10	100-190	2,1	7-49	Радиус сервис
ДР5-95С	7/8	5-10	188-288	2,5-3,5	30-40	ВНИИБТ

ДРУ2-98РС от компании Радиус сервис, тоже имеет положительные наработки. У него более стойкий, чем у ВЗД 95, эластомер. Но были случаи слома кардана и корпуса шпindelной секции.

Применяемое оборудование ДР5-95С компании ВНИИБТ, схоже по характеристикам и конструкции с ВЗД 95,3. До середины 2018 г. применяли ДР4, но произошёл случай слома по силовой паре, и их сменили на ДР5-95С. За период начала 2019 г., были случаи, когда этот двигатель не позволял бурить с необходимой нагрузкой. При нагрузке более 4х тонн происходили скачки давления. Сейчас производится поиск причины возникновения данных сложностей.

Поставленная задача, бурить скважины с проходкой до 1000 метров за один рейс. Одним из вариантов для сокращения сроков строительства скважины, применение скважинного осциллятора. В таблице 2 представлены наработки осциллятора.

Таблица 2 – Наработки осциллятора

Месторождение	Длина интервала план, м.	Длина интервала, факт, м.	МС П план, м/ч.	МС П факт, м/ч.	Наработка, ч.	Код износа долота	Причина подъема
С – Никольское 1	225	482	4	5,15	135,25	1-1-WT, СТ-С, N, Т, - X-IN-RR-TD	Проект. глубина

С Никольское 2	291	590	2,5	5,13	167,75	1-0- WT- S, C, N-X- IN- RR- HP	Прихв ат КНБК
Долговское	359	407	3,8	5,46	134	1-3- WT- S-X- 1- СТ, NR- PP	Скачок и давлен ия
Бобровское	383	365	3,6	4,4	108	0-0- NO- A-X- IN- RR- PP	Скачок и давлен ия

Анализируя наработки на применение осциллятора, можно сделать вывод, что его применение позволило увеличить механическую скорость проходки на 30 %, а длину рейса на 29 %. Однако при его работе были и отрицательные факторы. При продолжительности бурения порядка 122 часов происходили скачки давления. При комиссионном разборе двигателя мы увидели, что причиной скачков давления явился износ эластомера.

Предлагаемое решение заключается в применении двигателя, который включал бы в себя положительные стороны осциллятора, но имел бы больший ресурс.

В чём же отличительные особенности в конструкции и принципе работы ВЗД 106 ГИД? Он состоит из рабочих узлов элементов представленных по порядку сборки оснастки сверху вниз: обратный клапан (рисунок 1), силовая пара с профилированным статором (рисунок 2) и шпindelная секция (рисунок 3). Отличие от обычного двигателя состоит в том, что между карданом и выходным валом, установлен промежуточный корпус, в котором жёстко закреплена проточная втулка, по внутренней поверхности снабжённая пазами. В проточной втулке соосно расположен дополнительный полый вал.

Полость дополнительного вала сообщается с полостью выходного вала шпindelной секции и каналами с полостью двигательной секции.

Кроме того, эта же полость соединена с входными каналами и выходными каналами с полостью проточной втулки.

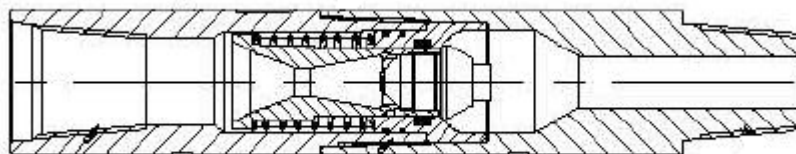


Рисунок 1 – Обратный клапан

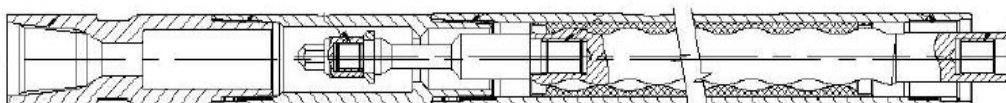


Рисунок 2 – Силовая пара с профилированным статором



Рисунок 3 – Шпindelная секция

ВЗД работает следующим образом (рисунок 4). При подаче промывочной жидкости в двигательную секцию, рабочая жидкость через каналы поступает в полость дополнительного полого вала. Часть рабочей жидкости проходит в полость полого выходного вала шпindelной секции и далее к долоту. Другая часть рабочей жидкости из полого дополнительного вала поступает через выходные каналы в проточную втулку и через выходные каналы возвращается в нижнюю зону дополнительного полого вала, соединяясь с потоком, в шпindelную секцию. При этом вращение дополнительного полого вала создаёт периодическое перекрытие его каналов выступами проточной втулки. В связи с этим выходной поток из проточной втулки приобретает пульсирующий характер и, соединяясь с прямым потоком из двигательной секции, уже в шпindelной секции придаёт характер пульсации общему потоку, направляемому к долоту.

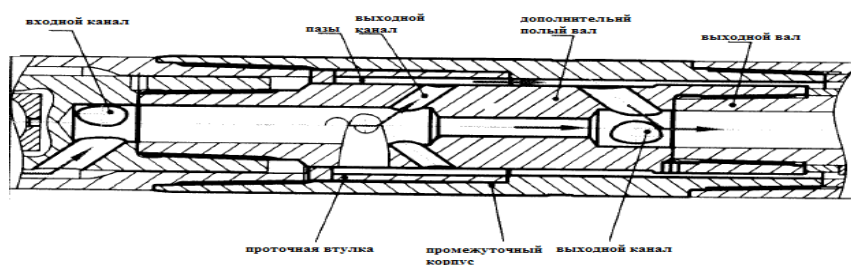


Рисунок 4 – Генератор импульсов давления.

Гидроимпульсная шпиндельная обеспечивает импульсную подачу промывочной жидкости на долото и забой. Импульсная подача бурового раствора в дополнение к вращательному движению создает осевые колебания долота, вызывая эффект перфорации и повышая эффективность разрушения горных пород. Кроме того, порционное поступление промывочной жидкости в забойную зону создает гидравлические импульсы, которые также способствуют более эффективному разрушению горных пород и улучшают промывку забоя от шлама.

В таблице 3 представлены основные технические характеристики двигателя ВЗД 106 ГИД. Его рабочий режим: расход 10-12 л/сек, нагрузка до 8 тн (10 тн кратковременная разгрузка). Перепад при бурении 20-35 атм.

Таблица 3 – Технические характеристики двигателя

№ п/п	Параметры	ВЗД 106 ГИД
1	Диаметр корпуса наружный, мм	106
2	Длина двигателя, мм	7 805
3	Масса, кг	405
4	Диаметр применяемых долот, мм	120,6-151,0
5	Длина нижнего плеча, мм	1 755
6	Углы искривления между секциями, градус	0...2,30
7	Допустимая осевая нагрузка, кгс	10 000
8	Заходность рабочих органов	7/8
9	Длина статора	4 600
10	Максимально допустимый перепад давления, атм	93
11	Частота вращения на холостом ходу, об/мин	242
12	Частота вращения при максимальном допустимом перепаде давления, об/мин	207

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

По результатам ОПИ, отработку ВЗД106 ГИД провели на 3-х скважинах, 2-х скважинах №1 и 2 Горного месторождения и 1-ой скважина №3 Тананькского месторождения.

Скважина № 1: бурение велось в интервале протяжённостью 784 м. Бурение велось на буровом растворе. По профилю интервал набора кривизны и стабилизации. Механическая скорость составила 5,1 м/ч при плановой 3,8 м/ч (превышение на 34,2 %). Отработка составила 218 ч (150 ч гарантия). После подъёма оборудование было в рабочем состоянии, долото без значительного износа. Причиной подъёма было резкое падение скорости проходки, повышение давления, при подъёме сальник на долоте.

На добуривание 120 м взяли двигатель производства NOV ВЗД 95,3, скорость проходки составила 2,8 м/ч.

Скважина № 2: бурение велось в интервале протяжённостью 911 м. Бурение велось на буровом растворе. По профилю интервал набора кривизны и стабилизации. Механическая скорость составила 6,8 м/ч при плановой 3,8 м/ч (превышение на 76,3 %). Отработка составила 210 ч (150 ч гарантия). После подъёма оборудование было в рабочем состоянии.

В целом ВЗД на Горном месторождении показал отличный результат. Как мы видим из сравнения с другими скважинами пробуренными на этом месторождении, нам удалось пробурить те интервалы где требовалось 3-4 рейса, за один рейс.

Таблица 4 – Отработка ВЗД ГИД 106 на Горном месторождении

№ скв.	Длина пробуренного интервала, м	Время бур., ч	Скорость м/ч	Кол-во рейсов	Ярус от - до	Код износа долота
1	784	155	5,06	1	каширский - тульский	0-0-CT-N,S-X-IN-RR-PR
2	911	134	6,8	1	серпуховский - фаменский	0-0-NO-A-X-IN-RR-TD
--	724	135	5,36	3	серпуховский - турней	
--	743	140	5,31	3	серпуховский - окский	
--	1062	174	6,10	3	серпуховский - заволжский	
--	1089	190	5,73	4	подольский - окский	

Скважина №3: пробурено всего 156 м. Бурение велось на буровом растворе. Средняя фактическая скорость 3,1 м/ч (на 18 % ниже плановой). Причиной низкой скорости явилось отклонение от планового профиля скважины, допущенное подрядчиком по ННБ, необходимо было править траекторию делая множественное слайдирование. Невыполнение траектории планового профиля связано с удлинённым плечом двигателя ВЗД 106 ГИД. Перед подъёмом сделали дрилл-тест, скорость бурения составляла 8,3 м/ч.

По данным отработок ВЗД на Тананыкском месторождении (таблица 5) наблюдаем, отсутствие протяженных интервалов бурения. Теоретически испытываемое оборудование могло показать хороший результат, требуются дополнительные практические исследования.

Таблица 5 – Отработка ВЗД ГИД 106 на Тананыкском месторождении.

№ скважины	Длина пробуренного интервала, м	Врем бур, ч	Скорость, м/ч	Износ долота после подъёма	Применяемый ВЗД
3	156	50,25	3,1	O-O-NO-A-X-IN-RR-BHA	ВЗД-106ГИД. 7/8(45) 1,5°
--	210	43,75	4,8	0-0-NO-A-X-I-NO-TD	ВЗД-95 7/8 1,06°
--	196	72	2,7	1-0-WT,CT-C,N,T-X-IN-RR-PR	ВЗД-95 7/8 1,06°
--	150	27,25	5,5	1-1-WT-A-X-I-BU-PR	ДШОТР-106 7/8 1,06°
--	180	52,5	3,4	0-0-CT-T-X-IN-RR-TD	ДШОТР5-106 7/8 1,15°
--	212	49,25	4,3	0-0-NO-A-X-I-NO-TD	ВЗД-95 7/8 1,106°
--	411	135,75	3,0	O-O-NO-A-X-IN-RR-DFM	ДРУ2-98 7/8 1,15°
--	192	48	4,0	0-2-CT-WT-S-X-IN-RR-TD	ВЗД-95 7/8 1,06°

На данный момент есть понимание, что этот забойный двигатель подходит для интервалов скважины с небольшой интенсивностью изменения траектории бурения и участков стабилизации. Для эффективной его работы, потребуется тщательно проводить подбор скважин кандидатов.

Выводы

1. Профилированный статор в двигателе позволяет увеличить ресурс обработки до величины превышающей 200 часов.
2. Для эффективной работы потребуется тщательный подбор скважин кандидатов, траектория бурения которых включает в себя интервалы с небольшими интенсивностями изменения угла (до 2 град/10 м) и участками стабилизации.
3. При применении данного типа двигателя возможно сокращение цикла строительства скважины на ~10 % и сокращение стоимости строительства на ~5 %.

УДК 62-503.56

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ УСЛОВИЙ ПРОВОДКИ СКВАЖИНЫ НА УСТАЛОСТНУЮ ПРОЧНОСТЬ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ

В.Н. Гнибидин

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, GnibidinVN@vivaldi.net*

В статье представлена методика оценки усталостного ресурса бурильных труб в условиях интенсивного кавернообразования, особенно характерного для бурения верхних интервалов скважин, сложенным многолетнемерзлыми породами. Методика позволяет на стадии разработки проектной и рабочей документации на строительство скважин оценить влияния кавернозности ствола скважины на устойчивость бурильных труб к разрушению под воздействием усталостных нагрузок.

Ключевые слова: бурильные трубы, кавернозность, усталостные напряжения, методика расчета.

Необходимость повышения эффективности буровых работ обусловила стремительный рост числа скважин, отличающихся не только горизонтальным проложением ствола в продуктивной части, но и сложной системой заканчивания (многоствольные и многозабойные скважины). Это, в свою очередь, вызвало значительный рост аварийности, связанной с разрушением бурильных колонн под воздействием усталостных напряжений. Несмотря на это, при разработке проектной и рабочей документации на строительство скважин расчетов, направленных на

прогнозирование усталостного ресурса бурильных труб, как правило, не производится. Целью настоящей работы является разработка методики оценки влияния кавернозности ствола скважины на устойчивость бурильных труб к разрушению под воздействием усталостных нагрузок.

Усталостные явления вызываются знакопеременными нагрузками, которые являются следствием воздействия на бурильную колонну осевых сжимающих и растягивающих усилий и вращения ее вокруг собственной оси и оси скважины. Особенно интенсивно такого рода нагрузки развиваются в случае синусоидального изгиба бурильных труб (баклинга), а также в интервалах искривления профиля ствола скважины. Знакопеременные нагрузки являются причиной развития усталостных трещин или дефектов в теле бурильных труб и их замковых соединений. Такого рода трещины в первую очередь развиваются в местах локальной концентрации остаточных напряжений или дефектов, возникающих в процессе производства, а также в ходе эксплуатации бурильных труб. Поскольку одной из основных причин концентрации остаточных напряжений является термообработка в процессе изготовления, вероятность усталостных разрушений растет с повышением группы прочности бурильных труб.

Усталостные трещины являются основной причиной двух типов дефектов, возникающих при эксплуатации бурильных труб:

- промыв тела трубы и замковых соединений труб;
- усталостный излом труб.

Как свидетельствует опыт строительства скважин, усталостному излому подвергаются трубы, работающие не только в интервалах интенсивного искривления стволов скважин, но и в верхних интервалах, которые обычно служат для установки кондукторов. Это особенно характерно для месторождений, осложненных отложениями многолетнемерзлых пород (ММП). При разбурировании интервалов залегания ММП зачастую происходит их растепление, что сопровождается интенсивным кавернообразованием. В связи с этим весьма актуальной становится задача прогнозирования ресурса работоспособности труб в таких условиях.

С целью решения поставленной задачи использована методика расчета усталостных характеристик для случая вращения бурильных труб, потерявших продольную устойчивость в условиях ограничения стенками скважины [1].

В общем случае колонна труб может потерять продольную устойчивость вследствие совместного действия продольных нагрузок,

центробежных сил, крутящих моментов и внутреннего давления [2]. В практических расчетах учитываются два основных фактора – распределение продольных усилий по длине буровой колонны $N(x)$ и угловая скорость $\omega=2\pi n$.

В случае вращения буровых труб, потерявших продольную устойчивость, в стволе скважины увеличение кольцевого зазора существенным образом влияет на величину изгибающего момента, возникающего при синусоидальном вращении колонны. Величина изгибающего момента может быть определена из следующей зависимости:

$$M_{и} = \frac{EI}{\rho^*}, \quad (1)$$

где

E - модуль упругости (для стали $E=2,1 \cdot 10^5$ МПа);

I - осевой момент инерции;

ρ^* - радиус кривизны упругой линии (синусоиды).

Для определения величины осевого момента инерции воспользуемся выражением:

$$I = \frac{\pi}{64} (D^4 - d^4), \quad (2)$$

в котором

D - наружный и внутренний диаметры буровых труб,
и d соответственно.

Радиус кривизны упругой линии синусоиды достигает минимального значения на контакте трубы со стенкой скважины, то есть, в сечении, расположенном на половине длины полуволны синусоидального изгиба буровой трубы: $x=L/2$. В этом случае

$$\rho_{min}^* = \frac{L^2}{\pi^2 f}. \quad (3)$$

Подставляя найденное значение радиуса кривизны в выражение (1), получаем

$$M_{и} = \frac{\pi^2 f}{L^2} \cdot EI. \quad (4)$$

В формулах (3) и (4) f - стрела прогиба (амплитуда волны в условиях ограничения пространства стенками скважины):

$$f = \frac{k_k D_d - D}{2}, \quad (5)$$

Где

k_k - коэффициент кавернозности, учитывающий увеличение диаметра скважины относительно номинального диаметра долота;

D_d - диаметр долота.

Форма изогнутой оси (упругой линии) бурильной колонны в процессе вращения в скважине представляет собой пространственную спиралевидную кривую переменного шага и кривизны. Длина полуволны упругой линии бурильной колонны может быть найдена с помощью формулы Саркисова:

$$L = \frac{10}{\omega} \sqrt{\frac{z}{2} + \sqrt{\frac{z^2}{4} + \frac{EI\omega^2}{10q}}}, \quad (6)$$

где

z - координата, отсчитываемая от нейтрального сечения: $z > 0$ - для растянутых сечений колонны; $z < 0$ - для сжатых сечений колонны,

ω - угловая скорость вращения бурильной колонны, $\omega = 2\pi n$.
Здесь n – частота вращения бурильной колонны,

q - вес погонного метра бурильной трубы.

С целью оценки влияния знакопеременных нагрузок на усталостную прочность труб необходимо дополнительно вычислить величину напряжения изгиба труб, потерявших продольную устойчивость при вращении бурильной колонны:

$$\sigma_{и} = \frac{\pi^2 f}{L^2} \cdot \frac{EI}{W_c} = \frac{\pi^2 f}{L^2} \cdot \frac{ED}{2}. \quad (7)$$

Здесь:

E - модуль упругости (для стали $E = 2,1 \cdot 10^5$ МПа);

W_c - осевой момент сопротивления.

Последний параметр может быть найден из выражения:

$$W_c = \frac{\pi d^3}{32} (1 - c^4), \quad (8)$$

где

c - отношение внутреннего диаметра к внешнему диаметру буровой трубы.

В общем случае коэффициент запаса прочности по усталостным напряжениям определяется из формулы:

$$k_y = \frac{\sigma_{-1}}{K\sigma_B + \psi_\sigma\sigma_m} \quad (9)$$

Здесь:

σ_{-1} - предел выносливости гладкого образца (диаметром 10 мм) при симметричном цикле на воздухе $\sigma_{-1}=0,45\sigma_B$ [1];

σ_B - предел прочности материала труб (для выбранной группы прочности);

K - коэффициент снижения предела выносливости;

ψ_σ - коэффициент чувствительности материала к асимметрии цикла;

σ_m - среднее эквивалентное напряжение цикла.

Цикличность движения и амплитуда напряжения определяются характером вращения изогнутой колонны труб в скважине (рис.).

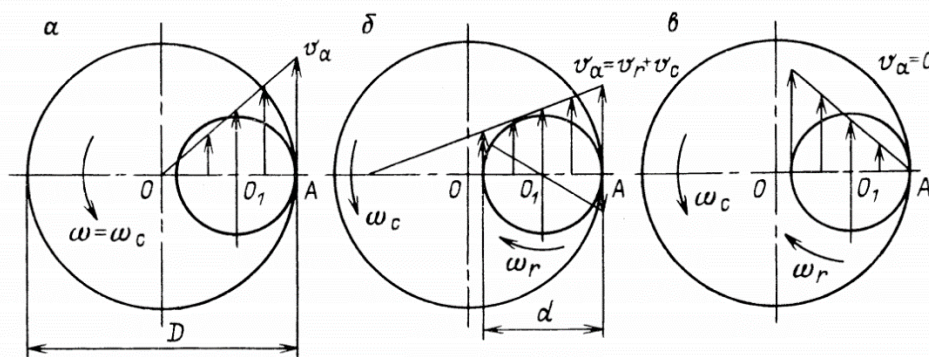


Рисунок 1 – Возможные варианты вращательного движения буровых труб в скважине

(а) – вокруг оси скважины (чистое скольжение);

(б) – вокруг оси скважины и собственной оси (общий случай);

(σ) – вокруг собственной оси (чистое качение по стенке скважины).

ω_r – угловая скорость относительного движения; ω_c – угловая скорость переносного движения; v_a – линейная скорость в точке касания A

Из всех возможных вариантов вращения буровой колонны в стволе скважины возможны два предельных случая:

- 1) вращение колонны вокруг оси скважины (асимметричный цикл изгиба)

$$\sigma_a = \frac{\sigma_{и}}{2}; \sigma_m = \sigma_{max}; \sigma_{max} = 1,5\sigma_{и}; r = \frac{1}{3}; \quad (10)$$

- 2) вращение колонны вокруг собственной оси (знакопеременный цикл изгиба)

$$\sigma_a = \sigma_{и}; \sigma_m = 0; \sigma_{max} = \sigma_{и}; r = -1. \quad (11)$$

Минимально возможный коэффициент запаса усталостной прочности вращающихся труб спиралевидной формы соответствует случаю 2 и составляет

$$K_y = \frac{\sigma_{-1}}{K\sigma_{и}}. \quad (12)$$

Коэффициент снижения предела выносливости характеризует совокупность внешних факторов, оказывающих влияние на процесс развития усталостных дефектов в теле трубы:

$$K = \frac{K_{\sigma} + K_F - 1}{K_d K_v}. \quad (13)$$

Применение описанной методики расчета дает возможности еще на стадии проектирования процесса бурения скважины оценить допустимую величину коэффициента кавернозности или же степень пригодности конкретного комплекта бурового инструмента для разбуривания интервала скважины, связанного с опасностью интенсивного кавернообразования.

В качестве иллюстрации возможностей описанной методики в таблице представлены результаты оценки уровня устойчивости бурового инструмента при бурении скважины в интервале ММП (0-500 м), в которой в ходе разбуривания интервала установки кондуктора произошел слом буровой трубы ТБПК 127×9,19 S135 на глубине всего лишь 370 м от устья.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Результаты расчета влияния знакопеременных нагрузок на усталостную прочность бурильных труб

Исходные данные		Расчетные параметры	
Наименование параметра	Значение параметра	Наименование параметра	Значение параметра
Частота вращения бурильной колонны n , об/мин	120	Угловая скорость вращения бурильной колонны ω , рад/с	12,56
Коэффициент кавернозности k_k	1,905	Стрела прогиба (амплитуда волны) f , м	0,3115
Диаметр долота D_d , м	393,7	Осевой момент инерции I , м ⁴	$5,939 \cdot 10^{-6}$
Наружный диаметр бурильных труб D , м	0,127	Коэффициент, учитывающий потерю веса бурильных труб в растворе K_p	0,8496
Координата расчетного сечения, отсчитываемая от нейтрального сечения z , м	-70	Длина полуволны упругой линии бурильной колонны L , м	14,04
Плотность бурового раствора ρ_p , кг/м ³	1180	Напряжения изгиба труб σ_u , МПа	644
Плотность металла бурильных труб ρ_m , кг/м ³	7850	Коэффициент влияния абсолютных размеров K_d	1,42
Приведенный вес 1 м бурильных труб в воздухе q , кН	0,3298	Коэффициент снижения предела выносливости K	2,324
Предел выносливости гладкого образца диаметром 10 мм при симметричном цикле на воздухе σ_{-1} , МПа	644	Коэффициент запаса усталостной прочности вращающихся труб спиралевидной формы K_y	0,43
Предел текучести материала труб σ_v , МПа	1121		

Исходные данные		Расчетные параметры	
Наименование параметра	Значение параметра	Наименование параметра	Значение параметра
Эффективный коэффициент концентрации напряжений K_σ [3]	1,7		
Коэффициент влияния шероховатости поверхности и рабочей среды	1,5		
Коэффициент поверхностного упрочнения K_ν	1,5		

Учитывая то, что в качестве допустимого значения принимается величина коэффициента запаса усталостной прочности, равная 1,5...1,7 [1], приходится констатировать, что технология проводки данной скважины в интервале установки кондуктора изначально не способна была обеспечить безаварийную работу бурильного инструмента.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балденко Ф.Д. Расчеты бурового оборудования. М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012. – 428 с.
2. Hansford, John E. and Lubinski, Arthur: “Cumulative Fatigue of Drill Pipe in Dog-Legs” Journal of Petroleum Technology (March, 1966).
3. Баграмов Р.А. Буровые машины и комплексы. М., Недра, 1988.

УДК 522.245.3: 678.7

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОСМОТИЧЕСКИХ ПЕРЕТОКОВ НА
УСТОЙЧИВОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ**

Л.В. Ермолаева

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244,
bngssamgtu@mail.ru*

Рассмотрено влияние осмотических процессов в скважине на устойчивость глинистых отложений. На основе исследований показано влияние концентрации высокомолекулярного реагента в буровом растворе на его коагулирующе-связывающее действие. Показано влияние гидратации и капиллярной пропитки слабоувлажненных глин на изменение структуры породы и ее разрушение.

Ключевые слова: осмотические перетоки в скважине, фильтрат бурового промывочного раствора, потеря устойчивости глинистых отложений, связывающе - крепящее действие высокомолекулярных реагентов, возникновение осложнений при бурении.

При бурении нефтяных и газовых скважин возникают осложнения, которые значительно снижают эффективность буровых работ. Одним из видов таких осложнений являются осыпи и обвалы горных пород. Геологические особенности формирования толщи осадочных пород, природа минералов и свойства цементирующего вещества могут характеризовать устойчивость горных пород в скважине.

Неустойчивость горных пород и образование каверн наблюдаются в основном в пластах сложенных глинами, глинистыми сланцами, аргиллитами, алевролитами, каменной или калийной солями, и горных породах цементирующим веществом в которых являются глинистые минералы.

Глинистые породы при контакте с водной дисперсионной средой промывочного раствора способны к набуханию, пептизации, вспучиванию, что влияет на устойчивость породы на стенках скважины. Физико - химические свойства глинистых минералов зависят от состава глинистых и неглинистых минералов, общей емкости и химического состава обменного

комплекса, содержания органических веществ, количества и состава растворимых в воде солей, структуры глинистых минералов и от строения кристаллической решетки.

Существуют минералы с набухающей кристаллической решеткой и минералы, которые не обладают этим свойством. Минералы группы монтмориллонита и вермикулита характеризуются набухающей кристаллической решеткой. У этих минералов связи между слоями слабые и они способны поглощать значительное количество водной дисперсионной среды, катионов, органических соединений. В следствии этого расширение кристаллической решетки может быть значительным и приведет к разобщению породы пластов [1]. При бурении скважин происходит физико - химическое взаимодействие глинистых пород с дисперсионной средой буровых промывочных растворов. Взаимодействие глинистых отложений с молекулами воды обусловлено действием капиллярных, адсорбционных и осмотических сил. В результате проникновения фильтратов буровых промывочных жидкостей уменьшается механическая прочность глинистых пород, под воздействием горного давления происходит их осыпание, обваливание в скважину, образование каверн. Кавернообразование особенно характерно при вскрытии рыхлых, слабо связанных пород, которые подвержены эрозионному размыву и поверхностному осыпанию из-за незначительных сил сцепления между частицами.

Известно, что осмотическое давление жидкости в капиллярах породы может быть значительным. При этом внутренние напряжения возникающие в породе, могут быть причиной ее разрушения в жидкости [2]. Проведенные исследования с образцами бентонитовой глины, имеющих различный солевой состав содержащейся в них воды — растворов электролитов поваренной соли, хлористого кальция, полимерного реагента карбоксиметилцеллюлозы, гидрофаобизирующей кремнийорганической жидкости или полимерного раствора без электролитов. Изучение характера и формы полученных кривых показало, что при любом направлении осмотических перетоков жидкости наблюдается снижение веса образца глины оптимальной влажности, находящегося в жидкости (Рис1).

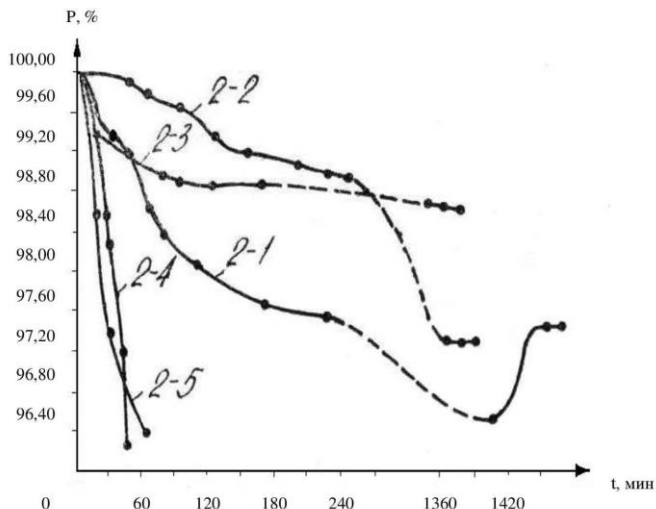


Рисунок 1 - Кривые весовых характеристик осмотической устойчивости глин при условно прямом осмосе

При прямом осмосе - направление перетока в образец (переток из скважины в пласт) падение вес образца глины обусловлено в меньшей степени растворением солей, а в основном деформацией осмотических изолированных ячеек — пор и капилляров. Как следствие, высвобождение поровой воды, которая являясь свободной и имеющей связь с жидкой средой, почти не влияет на вес образца минерала, находящегося в жидкости.

При обратном осмосе - направление перетока из образца (переток из пласта в скважину) потеря воды также характеризуется снижением веса образца породы. В исследованиях при прямом осмосе не было получено полной устойчивости образца глины даже в системах с низкой водоотдачей. Образцы породы находящиеся в водных растворах, содержащих карбоксиметилцеллюлозу и кальцинированную соду, увеличились в объеме, но не разрушались (рис. 1 кривая 2-1). Состав образца: глина, 15% воды, 5% поваренной соли, состав жидкой среды: вода, 0,2% кальцинированной соды, 1% карбоксиметилцеллюлозы, направление осмотического перетока в образец породы.

В результате образец глины увеличился в объеме, но не разрушился. Это объясняется коагулирующе - связывающим действием реагента карбоксиметилцеллюлозы. Однако недостаточное содержание карбоксиметилцеллюлозы не оказало необходимого коагулирующе - связывающего действия и не обеспечило сохранение целостности образца породы (рис. 1 кривая 2-2 и 2-3).

Для этих кривых состав образцов глины одинаковый: глина, 15% воды, 1% хлористого кальция, состав жидкой среды для кривой 2-2: вода, 0,2% кальцинированной соды, 0,1% карбоксиметилцеллюлозы, 5% гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости, для кривой 2-3: вода, 0,2 % кальцинированной соды, 0,1 % карбоксиметилцеллюлозы, 5% нефти, направление осмотического перетока в образец породы. В результате в обоих случаях образцы глины разрушились.

Известно, что давление набухания соответствует осмотическому давлению. Изменение направления осмотических перетоков за счет повышения минерализации растворов добавкой электролитов позволяет предотвратить разрушение образцов породы. Повышение солёности поровой воды в образце породы интенсифицирует процесс его осмотического разрушения. Устойчивость глинистых отложений к воздействию осмотических перетоков зависит от начальной влажности. Образцы глины с низкой начальной влажностью 5-8 % за малый отрезок времени подверглись разрушению. При содержании воды в образце породы около 20% произошло частичное разрушение образца породы на 25-30%.

Плавный характер полученных кривых осмотической устойчивости образцов глины не одинаково отражают физическое состояние породы. Резкое падение кривой в основном соответствует полному разрушению породы за короткий промежуток времени (рис 1. кривые 2-4 и 2-5). Для этих кривых состав образцов глины одинаковый: глина, 15% воды, 5% поваренной соли, состав жидкой среды для кривой 2-4: вода, 1% гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости, для кривой 2-5: вода, 1% гидрофобизирующей кремнийорганической жидкости, 1% хлористого кальция, направление осмотического перетока в образец породы, образцы глины разрушились полностью.

Величина водоотдачи промывочного раствора не является определяющим фактором для осмотической устойчивости пород. На процесс осмоса могут оказывать влияние вид и структура высокомолекулярных реагентов, выполняющих роль осмотических перегородок. Растворенные в промывочной жидкости высокомолекулярные реагенты по сравнению с низкомолекулярными соединениями снижают осмотическое влияние жидкости на глинистые отложения в результате уменьшается набухание, деформация, разрушение породы.

Таким образом, осмотические процессы в скважине влияют на потерю устойчивого состояния глинистых отложений. В слабоувлажнённых глинах гидратация и капиллярная пропитка являются фактором, вызывающим изменения структуры породы и ее разрушение, т.е. осыпание, обваливание, кавернообразование. Присутствие в жидкости - растворителе

высокомолекулярных полимерных соединений снижает отрицательное влияние осмоса на глинистую породу, но требуется солеустойчивость этих соединений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ермолаева Л.В. Устойчивость горных пород в скважине и повреждения эксплуатационных колонн.// Интервал. - 2002. №4 - с. 4-5.
2. Белов В.П. Образование каверн при бурении скважин. - М.: Недра, 1970.

УДК 622.24.062; 622.24.063

РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ АРГИЛЛИТОВ НА ТЕСТЕРЕ ЛИНЕЙНОГО НАБУХАНИЯ

Е.О. Игнатьева, О.А. Нечаева, В.А. Капитонов, К.О. Ковалева

ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Российская Федерация, E-mail: ei120117@gmail.com

В статье представлены результаты гидратирования шлама Покровско-Сорочинского месторождения, отобранного при бурении в интервале (3429 – 3455) м, путем измерения линейных размеров реконструированного керна после погружения в исследуемые среды. В работе проанализировано влияние минерализации водной среды на величину набухания образцов из аргиллита. Сравнение набухания образцов из аргиллита с образцами из бентонита раскрывает механизм проникновения фильтрата внутрь образцов.

Ключевые слова: прибор для измерения линейного набухания глин, методика подготовки образцов для измерения набухания, величина набухания аргиллитов, дисперсионная среда различной минерализации, продолжительность набухания аргиллитов

Неустойчивость аргиллитов девонских пород Нижнего Поволжья залегающих в интервале глубин от 2500 до 5500 м создает сложности при бурении скважин. Девонские породы сложены из минералов, которые не подвергаются внутрикристаллическому набуханию [1], так как не содержат

глины монтмориллонитовой группы. Но из практики известно, что применение не ингибированных растворов приводит к длительными проработкам, вследствие прихвата инструмента [2].

В данной работе приведены результаты исследований влияния увеличения минерализации дисперсионной среды на набухание образцов аргиллита Покровско-Сорочинского месторождения.

Механизм гидратации аргиллитов исследовался на приборе для измерения линейного набухания глин (Linear Swell Meter) LSM 2100 компании Fann. Для этого шлам предварительно промывался от остатков бурового раствора проточной водой с применением поролоновой губки, для устранения высококоллоидных глинистых частиц. После просушки шлама, измельчение образцов выполнялось на планетарной шаровой мельнице Retsch PM 100, в течение 3 мин, с реверсом направления вращения через каждые 30 с и скоростью вращения 250 об/мин. Просев измельченной породы выполнялся на Retsch AS 200 с разделением на две фракции: крупнее 0,250 мм и мельче 0,250 мм.

Приготовление искусственных образцов проб глинистой породы выполнялось путём прессования в двухъячеечном компакторе материала влажностью 0,3 % в соответствии с инструкцией к LSM 2100 [3]. Сыпучие образцы массой 20,000 г заданной фракции помещались в цилиндрическую форму. Далее путём создания и поддержания давления не менее 68 940 кПа (10 000 psi) в течение не менее 1,5 ч получались цилиндрические образцы диаметром 28,6 мм и высотой около 14 мм. Затем приготовленные образцы выдерживались до проведения исследований в эксикаторе с силикагелем.

В инструкции [3] к LSM 2100 указано, что если при промывке шлама водой наблюдается его разрушение, то рекомендуется промывать синтетической морской водой или изопропиловым спиртом. Маслянистый буровой шлам сначала необходимо промыть ксилолом, потом изопропиловым спиртом. Далее проба высушивается при 105 °С в течение 4 ч затем образцы должны помещаться в вакуум-эксикатор с насыщенным раствором CaCl_2 , обеспечивающим в эксикаторе влажность 29,5 %. При получении образцов из керна очистка не проводится. Также по инструкции после выдерживания в эксикаторе с насыщенным раствором CaCl_2 порода, используемая для получения цилиндрических образцов на компакторе, должна быть измельчена до фракции менее 0,075 мм (200 отверстий/дюйм). После формирования цилиндрических образцов рекомендуется их выдерживать в эксикаторе с насыщенным раствором CaCl_2 не менее 24 ч. Данное увлажнение по инструкции к LSM 2100 должно обеспечивать набор образцами исследуемой породы от 5% до 7% влажности.

Далее рассмотрим результаты определения линейного изменения объема образцов аргиллита в трех дисперсионных средах: дистиллированной воде (рис. 1), водопроводной воде и насыщенном растворе хлорида натрия. В каждой среде исследовалось одновременно 4 одинаковых образца. Наиболее близкие результаты принимались за достоверные.

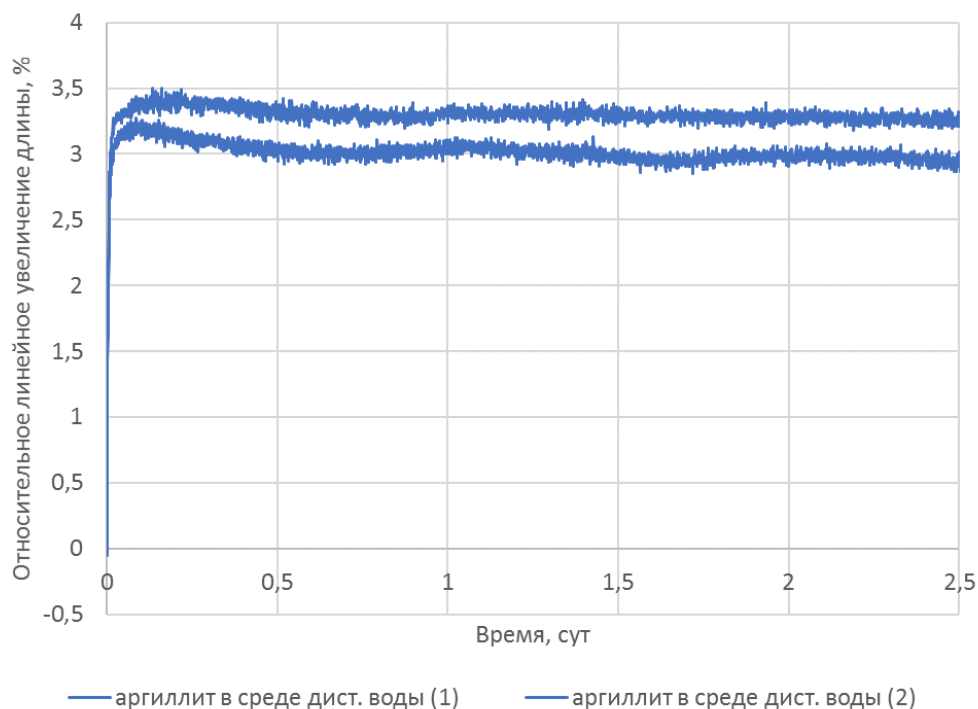


Рисунок 1 – Линейное набухание аргиллита с течением времени в дистиллированной воде

Сопоставление динамики изменения относительной длины образцов аргиллитов с образцами бентонита в первые 2 часа после добавления дисперсионной среды приведено на рис. 2.

Из представленных графиков видно, что независимо от минерализации среды полное набухание образцов аргиллита происходит за 2 часа, и далее его объем остается неизменным.

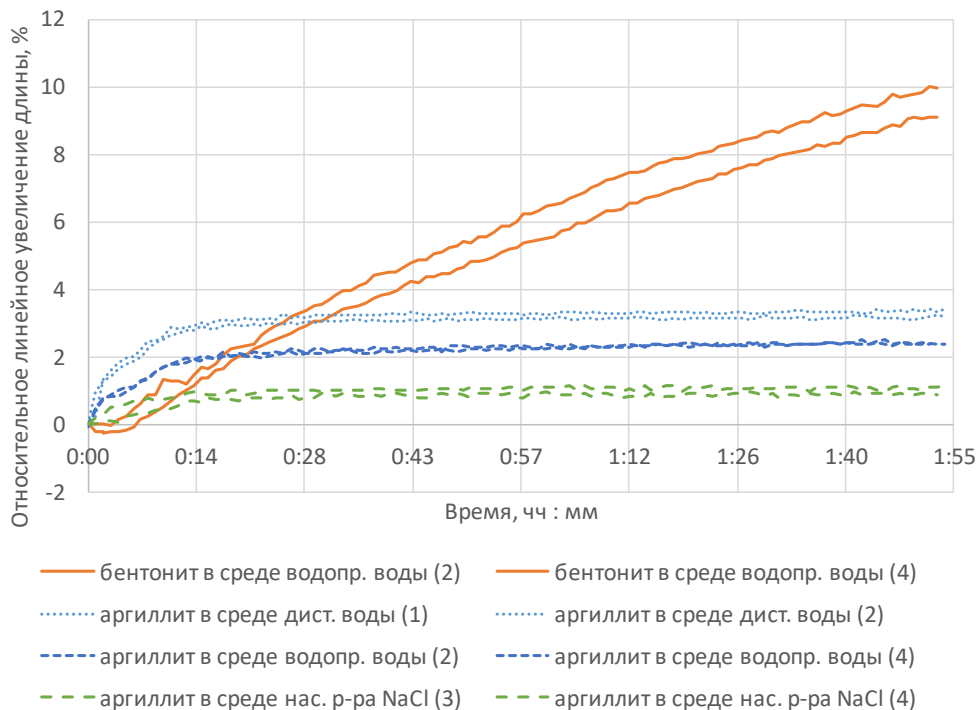


Рисунок 2 – Сопоставление динамики гидратирования образцов из бентонита с образцами из аргиллита в различных средах

Максимальное набухание аргиллита Покровско-Сорочинского месторождения наблюдается в дистиллированной воде и составляет 3 %. В водопроводной воде набухание около 2,5 %, а в насыщенном растворе хлорида натрия около 1%. Исходя из полученных результатов можно предположить, что увеличение минерализации дисперсионной среды оказывает ингибирующее действие на исследуемые образцы аргиллита.

По-другому обстоят дела с образцами из бентонита. Через 30 мин после добавления дисперсионной среды скорость набухания образцов из бентонита приобретает линейный характер (см. рис. 2). Отличия в набухании образцов аргиллита от бентонита наблюдается и визуально. На рис. 3а приведен вид образцов бентонита в водопроводной воде, а на рис. 3б – образцов аргиллита в насыщенном растворе хлорида натрия. В других средах аргиллит себя вел аналогичным образом. Выдавливающийся через сеточку, ограничивающую образец, бентонит через сутки после добавления дисперсионной среды достигал границ прозрачной ячейки.



а



б

Рисунок 3 – Внешний вид ячеек с образцами бентонита (а) и аргиллита (б)

Также было отмечено, что если после окончания исследования разломить образцы аргиллита, то наблюдалась их полная пропитка. Это указывает на беспрепятственное проникновение среды в искусственный образец аргиллита. Также можно предположить, что наличие трещиноватости в естественных породах, сложенных аргиллитами, будет способствовать проникновению фильтрата бурового раствора на большую глубину. [5, 6, 7]

В отличие от аргиллитов образцы бентонита в центре ещё оставались сухими. Это свидетельствует, что набухание внешних слоёв бентонита препятствует проникновению жидкости к сердцевине образца, что в свою очередь существенно увеличивает продолжительность протекающих процессов.

В результате проведенного исследования было установлено, что:

1. повышение минерализации дисперсионной среды снижает величину набухания образцов аргиллита;
2. полное набухание аргиллита происходит за промежуток времени менее 2 часов;
3. среда беспрепятственно проникает на значительную глубину искусственных образцов аргиллита, соответственно наличие трещиноватости в естественных породах, сложенных

аргиллитами, также будет способствовать беспрепятственному проникновению фильтрата на значительное удаление от стенки скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Капитонов В. А. Рассмотрение факторов, влияющих на устойчивость аргиллитов / В. А. Капитонов, О. В. Федосенко, В. В. Юрченко // Нефть. Газ. Новации. – 2017. – № 10. – С. 22 – 25.
2. Новиков В. С. Устойчивость глинистых пород при бурении скважин. – М.: ОАО «Издательство "Недра"», 2000. – 270 с.: ил.
3. Linear Swell Meter, Model 2100 Instruction Manual / Revision D, 2015.
4. Митчел Д. Безаварийное бурение: учебный курс / Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк. – 2001.
5. Капитонов В. А. Подбор ингибирующей основы для проходки интервалов, сложенных аргиллитами на месторождениях самарской области / В. А. Капитонов, Е. О. Игнатьева // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1. – С. 22 – 24.
6. Нуцкова М. В. Исследование механизма повышения стабильности ствола скважины при бурении трещиноватых аргиллитов / М. В. Нуцкова, И. В. Чудинова, А. Н. Соболев // Недропользование. – 2020. – Т. 20. – № 3. Стр. 231 – 241.
7. Гумеров Р.Р. Лабораторные методы и устройства для исследования блокирующих составов глушения скважин / Гумеров Р.Р., Гвритишвили Т.Т., Мардашов Д.В., Исламов Ш.Р. // Химическая техника. – 2018. – № 4. – С. 8 – 10.

УДК 622.245

ПОСТРОЕНИЕ АЛГОРИТМА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕМЕНТНОЙ ОБОЛОЧКИ

Д.Р. Камаев, В. В. Живаева, Д.Н. Цивинский

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244 ,
bngssamgtu@mail.ru*

Содержание в продуктивном пласте или верхнележащих горизонтах химически активных веществ, например H_2S и CO_2 приводит к коррозионному разрушению цементного камня и обсадных труб. Основная задача - подобрать оптимальную рецептуру тампонажного материала.

Ключевые слова: тампонажный материал, коррозионно-активный агент, воздействие сероводорода, пористость, проницаемость.

Введение

К наиболее важным факторам, определяющим выбор тампонажных материалов можно отнести температуру, перепад давлений и концентрации активных флюидов эксплуатируемой скважины.

Портландцемент является сложной физико-химической структурой с широким диапазоном размера частиц, что безусловно важно при моделировании состава и свойств будущего тампонажного камня.

Химическая формула цемента обычно выражается в виде суммы оксидов: трехкальциевого силиката Ca_3SiO_5 , выраженного как $3CaO \cdot SiO_2$ или C_3S . (Алит), двухкальциевого силиката C_2S (Белит). В составе присутствуют алюминатная фаза C_3A , ферритная фаза и другие составляющие. Все оксиды реакционноспособны и вступают в реакцию с кислотными агентами – сероводородом, углекислотой.

физико-механические характеристики сформированного тампонажного камня определяют в условиях эксплуатирующейся скважины.

Основными изменяющимися величинами, которые могут быть определены с высокой степенью точности на стадии проектирования тампонажного состава являются: абсолютная проницаемость, доля свободного поперечного сечения пор, свободная поверхность, приходящаяся на единицу объема и рассчитанная скорость химической реакции.

Эти величины находятся в прямой зависимости от седиментационной устойчивости и степени фильтрации тампонажных суспензий.

Когда тампонажный камень взаимодействует с сероводородом, растворенном в пластовой воде, поражение камня протекает послойно. Сероводород, диффундируя вглубь цементного камня, вступает в химическую реакцию с растворенной гидроокисью кальция. В результате химических реакций поровая жидкость обедняется щелочью, что приводит к нарушению термодинамического равновесия между твердой и жидкой фазами цементного камня. Продукты твердения продолжают растворяться

и гидратировать с выделением свободной гидроокиси кальция. Прежде всего разрушается твердая фаза, представленная кристаллическим гидратом окиси кальция, высокоосновными алюминатами, гидросиликатом и гидроферритом кальция.

Нерастворимая часть цементного камня, химически инертная по отношению к сероводороду, образует буферную зону. Она представлена продуктами разложения гидратных фаз в виде гелей SiO_2 и $\text{Al}(\text{OH})_3$ и продуктами коррозии в твердой (CaS , FeS) и жидкой фазе, является более проницаемой, чем исходный камень, т.к. реакционноспособная часть цементного камня в процессе гидролиза и растворения перешла в раствор, а затем в виде хорошо растворимых продуктов коррозии - $\text{Ca}(\text{HS})$ - в окружающую среду.

При $\text{pH} > 11$ основным продуктом взаимодействия сероводорода с гидроксидом кальция является малорастворимый сульфид кальция. По мере убывания из раствора $\text{Ca}(\text{OH})_2$ нарушается равновесие между твердой и жидкой фазами, что вызывает растворение и гидролиз составляющих тампонажного камня. В результате гидролиза в раствор вступают новые порции $\text{Ca}(\text{OH})_2$, которые связываются растворенным сероводородом. Накапливаемые в порах цементного камня сульфиды кальция вызывают в нем внутренние напряжения и последующую деструкцию. Такой вид коррозии характерен для тампонажного материала, камень на основе которого представлен свободным гидроксидом кальция, высокоосновными гидросиликатами и гидроалюминатами кальция, равновесная pH которых больше 12.

Причиной разрушения цемента является образование "цементной бациллы" этtringита и связанные с этим объемные деформации, которые особо опасны в уже затвердевшем цементном камне. Этtringит образует с сероводородом гипс, который имеет низкую суффозионную стойкость.

При этом наблюдается 4-6 кратное увеличение объема, что в затвердевшем камне приводит к возникновению напряжения, нарушению и разрушению структуры.

Одним из показателей разрушения цементного камня является также диспергирование частиц цемента и сформированных глобул, что приводит к увеличению порового пространства и механическому разрушению структуры.

Для изучения кинетики структурообразования был применен метод микроскопического исследования цементных камней:

Все микроскопические исследования проводились на тонких шлифах, изготовленных из затвердевших составов, в проходящем

поляризованном и отраженном свете при четырехсоткратном увеличении. В полированных шлифах наблюдалось распределение и взаимосвязь составляющих, отдельные кристаллы новообразований, возможно определить их размеры, оценить пористость и трещиноватость, состояние поверхности.

Результаты проведения исследования представлены на фотографиях.

Одним из важнейших структурных параметров цементного камня, определяющих его способность к фильтрации, является характер строения порового пространств. Визуально при помощи микрофотоструктурного анализа можно отметить, что в процессе контакта с сероводородом, тело цементного камня разрушается, что подтверждается изменением размера и конфигурации пор, увеличением пористости, наличием элементов растворения в порах, образованием трещин и каналов. Пористость, размеры и конфигурация пор в эталонных образцах варьируются в пределах 2-10%. Значения пористости и размеры пор эталонных образцов и образцов десятисуточного и девятимесячного хранения в сероводороде варьируются в пределах 5-12%.

Пределы изменения пористости и размера пор находятся в диапазоне 2-15% (для пористости) и 0,25-8 мкм (для размера пор) соответственно.

Пределы изменения пористости для сформировавшейся структуры различного состава составляют 2-10%. Преобладают капиллярные сферические поры размером 0,01-2 мкм на фоне непроницаемой матрицы. Сформировавшаяся структура цементного камня под микроскопом выглядит как тонкозернистая масса, состоящая из кристаллов размером от 0,005 мм до 0,1 мм, неопределенной формы, склонных к образованию скоплений и варьирующих по уровню затемненности. В отраженном свете препараты характеризуют рельеф и шагрень. Все препараты имеют низкий рельеф и шагрень. Добавки к цементам несколько меняют структуру камня, характеризуются наличием гранул с элементами кристаллизации. Можно сказать о том, что в этих структурах отмечается наличие конденсированной мелкодисперсной твердой фазы, находящейся в поровом пространстве между зёрнами цемента.

Заключение (выводы)

Таким образом, в результате проведенных исследований установлено, что по изменению структуры тампонажного материала в результате процесса гидратации во времени или в результате воздействия коррозионно-активного агента (водного раствора сероводорода), можно судить об одностороннем или взаимном влиянии реагентов, примененных для обработки тампонажной суспензии. Коррозионно-активная среда, вмешиваясь в процесс структурообразования, существенно изменяет его

пористость, проницаемость, разрушает тампонажный материал. Наименее подвержены воздействию коррозионно-активной среды те материалы, в которых реагент обработки (поверхностно-активное вещество и стабилизатор) участвует в процессе формирования структуры.

Конечной целью разработки модели является расчет времени эксплуатации тампонажного материала под воздействием коррозионно-активной среды, в частности, сероводорода. Значимыми факторами для расчета времени коррозионного разрушения являются концентрация агрессивного агента, концентрация и химическая природа реагента обработки тампонажного материала, время воздействия агрессивной среды при соответствующих термобарических условиях. В расчетную модель должны входить скорости продольной и поперечной диффузии. Для получения этих характеристик необходимо провести дополнительные исследования.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булатов А.И. и др. Влияние сероводородсодержащих пластовых вод на коррозионную стойкость цементного камня / А.И.Булатов, Н.А.Иванова, Д.Ф.Новохатский // Нефтяное хозяйство.- 1981.-№7.- С.27-30.
2. Живаева В.В. и др. Статистическая обработка промысловых данных ГИС с целью подбора свойств тампонажного материала для улучшения качества цементирования скважин / В.В.Живаева, А.А.Иванов, А.С.Зудин, Н.А.Захаров // IV Междунар. научн. симпозиум: Тез. докл.- Томск, 2000.- С.403-404.
3. Живаева В.В., Воробьев С.В. Особенности формирования структуры тампонажного материала под влиянием комплексных реагентов // Проблемы геологии и освоения недр: Тез. докл. 2-й Междунар. конф. (Томск, 1998).-1998.- С.75.
4. Живаева В.В., Демин М.В., Воробьев С.В. Возможность планирования коррозионной стойкости тампонажного камня путем исследования его структуры в период формирования и эксплуатации // Проблемы геологии и освоения недр: Матер. 3-й Междунар. конф. (Томск, 1999).- 1999.- С.279.
5. Мавлютов М.Р. и др. Долговечность тампонажного камня в нефтяных и газовых залежах / М.Р.Мавлютов, Ф.А. Акзамов, В.П.Овчинников, Ю.С.Кузнецов // Учебное пособие. - 1987.- 94с.

УДК 622.24:622.016.25:622.24.063.2

ПОРЯДОК РАСЧЁТА ЭКВИВАЛЕНТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ ПЛОТНОСТИ

М. Е. Коваль, В. А. Капитонов

ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет», г. Самара, Российская Федерация

E-mail: kapitonovva@gmail.com

В статье приведены этапы расчёта эквивалентной циркуляционной плотности по стандарту API RP 13D. Приведён пример расчёта статических и динамических температур по разрезу скважины. Рассмотрены показатели реологической модели Гершеля-Балкли.

Ключевые слова: порядок расчёта эквивалентной циркуляционной плотности, расчёт распределения по разрезу статических температур, расчёт распределения по разрезу динамических температур, реологическая модель Гершеля-Балкли

Введение

Рекомендуемая практика API 13D [1], разработанная Американским институтом нефти, содержит базовые рекомендации по гидравлическим расчётам при бурении скважин различной сложности, включая высокотемпературные с высоким давлением (high-temperature / high-pressure – НТНР), скважины с большим отходом от вертикали (extended-reach drilling – ERD). В приложениях к стандарту рассматриваются примеры проведения расчётов. Они не являются исчерпывающими, носят гипотетический характер и направлены на иллюстрацию применения формул стандарта. Вместе с тем, следует отметить, что в API RP 13D применяется стандартная система единиц США (USC). В данной статье рассмотрен порядок расчёта эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) и выполнен перевод получаемых значений в Международную систему единиц (СИ). Также более подробно рассмотрены формулы для расчёта распределения по разрезу статических и динамических температур.

1 Конструкция скважины и исходные данные

Конструкция скважины приведена на рис. 1. Морской стояк (обеспечивает замкнутую циркуляцию бурового раствора и изоляцию ствола бурящейся скважины от морской воды) имеет глубину 914 м, наружный диаметр – 508 мм, внутренний – 482 мм. Обсадная колонна спущена на глубину 5087 м (по стволу), имеет наружный диаметр – 244,5

мм, внутренний – 216,8 мм, зенитный угол – 60°. Открытый ствол диаметром 215,9 мм имеет протяжённость 610 м. Бурильные трубы имеют длину 6550 м, наружный диаметр – 127 мм, внутренний – 108,6 мм. Утяжелённые бурильные трубы длиной 61 м имеют наружный диаметр – 171,45 мм, внутренний – 76,2 мм. Диаметр долота 215,9 мм, оно имеет 4 насадки диаметром 9,525 мм.

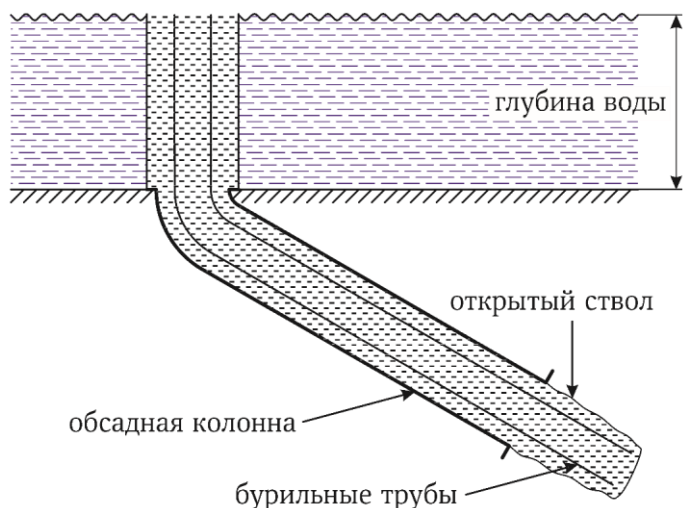


Рисунок 1 – Схематическое изображение конструкции скважины

Скважина заполнена буровым раствором на синтетической основе с олефинами. Доля углеводородной фазы составляет 63 % об. Доля водной фазы – 15 % об, она представлена 20 % мас. рассолом CaCl_2 . Также в растворе присутствуют твёрдые частицы средней плотностью $3,73 \text{ г/см}^3$. Их доля в общем объёме составляет 21,9 % мас. Плотность бурового раствора на поверхности при $15,6 \text{ }^\circ\text{C}$ составляет $1497,5 \text{ кг/м}^3$. Остальные исходные данные будут непосредственно подставляться в формулы при проведении расчётов.

2 Вычисление температуры, давления и плотности по разрезу

Для выполнения гидравлических расчётов требуется знать распределение по разрезу статических и динамических температур, давления, реологических свойств и плотности бурового раствора. [2, 3]

2.1 Определение статических и динамических температур

Температура на морском дне (T_{ml}), при глубине воды (D_w) до 914,4 м включительно, определяется по формуле

$$T_{ml} = 68,017 - 7,897 \cdot \ln\left(\frac{D_w}{0,3048}\right) = 68,017 - 7,897 \cdot \ln\left(\frac{914}{0,3048}\right) \approx 5 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (1)$$

При известном геотермическом градиенте ($\psi_{gw} = 0,02242 \text{ } ^\circ\text{C} / \text{м}$) статическая температура на забое

$$T_{bhs} = T_{ml} + \psi_{gw} (D_{tvd} - D_w) = 5 + 0,02242(3962,4 - 914,4) \approx 73,3 \text{ } ^\circ\text{C}. \quad (2)$$

Определение динамической температуры на забое (температуры циркуляции) выполняется по формуле Кутасова – Тарги [4]

$$\begin{aligned} T_{bhc} &= -50,64 + 804,9 \psi_{gw} + (1,342 - 12,22 \psi_{gw}) T_{bhs} = \\ &= -50,64 + 804,9 \cdot 0,02242 + (1,342 - 12,22 \cdot 0,02242) \cdot 73,3 \approx 45,7 \text{ } ^\circ\text{C}. \end{aligned} \quad (3)$$

Также в исходных данных приведена среднегодовая температура поверхности $T_0 = 18,3 \text{ } ^\circ\text{C}$ и температура на выходе из скважины $T_{fl} = 12,8 \text{ } ^\circ\text{C}$.

2.2 Определение давления и плотности в статических и динамических условиях

Для точного моделирования эквивалентной циркуляционной плотности (ЭЦП) в нефтяных скважинах плотность бурового раствора должна определяться с учетом скважинных условий. Для некоторых типов буровых растворов, таких как жидкости на нефтяной и синтетической основе, плотность бурового раствора в скважинных условиях может значительно отличаться от плотности, измеренной на поверхности. [5]

Влияние температуры и давления на плотность бурового раствора можно охарактеризовать следующим образом:

а) Рост температуры обычно способствует увеличению плотности буровых растворов для нефтяных скважин при низких температурах и снижению их плотности при более высоких температурах. Влияние температуры на плотность неводной жидкости обычно линейно или почти линейно.

б) Воздействие давления обычно способствует увеличению плотности бурового раствора. Эффекты обычно линейны при высоких давлениях.

Изменения давления и плотности по разрезу для анализируемого примера приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение плотности в скважине в статических и динамических условиях

Глубина по стволу (MD), м	Глубина по вертикали (TVD), м	Статическая температура, °С	Приложенное статическое давление, МПа	Статическая плотность бурового раствора, кг/м ³	Динамическая температура, °С	Приложенное динамическое давление, МПа	Динамическая плотность бурового раствора, кг/м ³
0,0	0,0	18,3	0,00	1493,9	12,8	0,00	1496,3
914,4	914,4	5,0	13,50	1505,9	19,4	13,45	1497,5
1440,2	1371,6	15,0	20,26	1502,3	22,2	20,19	1498,7
3563,1	2438,4	38,9	35,86	1496,3	30,0	35,94	1501,1
6001,5	3657,6	66,7	53,57	1491,5	38,3	53,99	1503,5
6306,3	3810,0	70,0	55,78	1490,3	42,2	56,25	1502,3
6611,1	3962,4	73,3	57,98	1490,3	45,6	58,47	1502,3

2.3 Определение реологических свойств в скважинных условиях

В качестве исходных данных для расчёта реологических параметров выступают результаты лабораторных исследований на атмосферном вискозиметре и вискозиметре высокой температуры высокого давления (НТНР). В таблице 2 приведены реологические показатели ($R_{600} - R_3$), измеренные при заданных температуре и давлении и результаты расчёта реологических параметров как в система единиц США (USC), так и в Международной системе единиц (SI).

Таблица 2 – Результаты расчёта реологических параметров

Температура, °С	18,3	16,1	20,5	25,5	34,4	41,6	45,5
Давление, МПа	0,101	6,722	16,203	27,372	44,954	55,985	58,192
R_{600} , град.	63	80	102	105	117	119	124
R_{300} , град.	38	48	63	65	70	74	79
R_{200} , град.	28	35	47	48	51	55	60
R_{100} , град.	18	23	30	30	33	36	39
R_6 , град.	8	9,2	10	11	12	13	14
R_3 , град.	7	8,2	9	10	11	12	13
n	0,832	0,835	0,773	0,777	0,834	0,777	0,741
k, фунт-сила·с ⁿ / 100 фут ²	0,179	0,223	0,443	0,44	0,331	0,495	0,659
τ_y , фунт-сила / 100 фут ²	6	7,2	8	9	10	11	12

k, мПа·с ⁿ	85,7	106,8	212,1	210,7	158,5	237,0	315,5
τ _y , Па	2,87	3,45	3,83	4,31	4,79	5,27	5,75
PV, сП	25	32	39	40	47	45	45
YP, фунт-сила / 100 фут ²	13	16	24	25	23	29	34
PV, мПа·с	25	32	39	40	47	45	45
YP, Па	6,2	7,7	11,5	12	11	13,9	16,3

В таблице 1 обозначения n, k и τ_y относятся к реологической модели Гершеля-Балкли, которая является трехпараметрической

$$\tau = \tau_y + k\dot{\gamma}^n, \quad (4)$$

где n – показатель поведения потока, k – коэффициент консистенции, τ_y – предел текучести.

Эта реологическая модель подходит для описания почти всех буровых растворов на водной, нефтяной и синтетической основе. В первом приближении предел текучести τ_y определяется по показаниям вискозиметра R₆ и R₃

$$\tau_y \approx LSYP = 2R_3 - R_6, \text{ (USC)} \quad (5)$$

$$\left[\tau_y, \frac{\text{фунт-сила}}{100 \text{ фут}^2} \right] \cdot 0,478803 = \tau_y, \text{ Па} \quad (6)$$

. (SI)

Показатель поведения потока n и коэффициент консистенции k вычисляются по формулам

$$n = 3,32 \log_{10} \left(\frac{R_{600} - \tau_y}{R_{300} - \tau_y} \right), \quad (7)$$

$$k = \frac{R_{300} - \tau_y}{511^n}, \text{ (USC)} \quad (8)$$

$$\left[k, \frac{\text{фунт-сила} \cdot \text{с}^n}{100 \text{ фут}^2} \right] \cdot 478,803 = k, \text{ мПа} \cdot \text{с}^n \quad (9)$$

. (SI)

2.4 Результаты расчёта эквивалентной циркуляционной плотности

Для выполнения расчёта дополнительно требуются следующие исходные данные:

а) Расход: Q = 1590 л/мин.

б) Эксцентриситет бурильной трубы: $e = 0$ (концентрический).

в) Потеря давления на стыке с поверхностью: случай 1.

Конечные формулы для расчёта ЭЦП для любой глубины:

а) ЭЦП без шлама:

$$ECD = ESD_a + \frac{P_a + P_{cl} + P_c}{0,052D_{tvd}}, \text{ (USC)} \quad (10)$$

где ESD_a – эквивалентная статическая плотность на интересующей глубине (D_{tvd}); P_a – потеря давления в кольцевом пространстве, рассчитываемая от поверхности до D_{tvd} ; P_{cl} – потеря давления в линии дросселирования; P_c – давление в обсадной колонне (противодавление в затрубном пространстве).

б) ЭЦП со шламом:

$$ECD = (1 - c_a)ESD_a + 8,345c_a\rho_c + \frac{P_a + P_{cl} + P_c}{0,052D_{tvd}}, \text{ (USC)} \quad (11)$$

где c_a – концентрация шлама; ρ_c – относительная плотность шлама (удельный вес).

Потери давления на трение в затрубном пространстве равны сумме потерь в отдельных сегментах или «ячейках» (j). Разбивка на секции выполняется на основе изменений угла и геометрии ствола скважины, расчетных температур циркуляции. Для каждого участка ствола скважины определяют среднее давление и температуру. Геометрические разрезы или интервалы обсадных труб, обычно используемые для стандартных скважин, также могут использоваться для критических скважин; однако различные параметры должны быть правильно усреднены по длине каждого сегмента L (фут). Потери давления определяются по формуле, приведённой ниже. Расшифровки величин, входящих в формулы будут приводится далее по тексту.

$$P_a = \sum \frac{1,076 \cdot \rho_a V_a^2 f L}{10^5 d_{hyd}}, \text{ (USC)} \quad (12)$$

где ρ_a – плотность жидкости в сегменте затрубного пространства, фунт/галлон.

Средние (или объемные) скорости в затрубном пространстве (V_a , фут/мин) обратно пропорциональны площади поперечного сечения

$$V_a = \frac{24,51Q}{d_h^2 - d_p^2}, \text{ (USC)} \quad (13)$$

где d_h – диаметр скважины, дюйм; d_p – внешний диаметр труб, дюйм; Q – скорость потока, гал/мин.

При глубоководном бурении бустерные насосы часто используются для дополнения потока в стояке, чтобы помочь при очистке ствола скважины. В этих случаях расход в кольцевом пространстве райзера / бурильной колонны должен быть суммой обычного расхода и расхода вспомогательного насоса.

Гидравлический диаметр (d_{hyd} , дюйм) используется для связи поведения жидкости в кольцевом пространстве с поведением жидкости в круглой трубе

$$d_{hyd} = d_h - d_p \quad (\text{USC}) \quad (14)$$

Коэффициент трения Фаннинга (f) является функцией обобщенного числа Рейнольдса, режима потока и реологических свойств жидкости. Определения коэффициента трения (f) для всех чисел Рейнольдса и режимов течения включает промежуточный термин (f_{int}), основанный на коэффициентах трения переходного и турбулентного потока (f_{trans} и f_{turb}) и коэффициенте трения ламинарного потока (f_{lam})

$$f = \left(f_{int}^{12} + f_{lam}^{12} \right)^{\frac{1}{12}}, \quad (\text{USC}) \quad (15)$$

где

$$f_{int} = \left(f_{trans}^{-8} + f_{turb}^{-8} \right)^{-\frac{1}{8}} \quad (\text{USC}) \quad (16)$$

Коэффициенты трения ламинарного потока (f_{lam}) определяется из соотношения

$$f_{lam} = \frac{16}{N_{ReG}} \quad (\text{USC}) \quad (17)$$

Обобщенное число Рейнольдса (N_{ReG})

$$N_{ReG} = \frac{\rho V^2}{19,36 \tau_w} \quad (\text{USC}) \quad (18)$$

включает касательное напряжение сдвига на стенке (τ_w , фунт-сила / 100 фут²)

$$\tau_w = 1,067 \tau_v \quad (\text{USC}) \quad (19)$$

где τ_v – показания шкалы вискозиметра с вращающимся коаксиальным цилиндром, градус

$$\tau_v = \left(\frac{4-\alpha}{3-\alpha} \right)^n \tau_y + k\dot{\gamma}_w^n \quad . \text{ (USC)} \quad (20)$$

Для кольцевого пространства $\alpha = 1$, а n и k определяются с помощью формул (7) и (8) для реологической модели Гершеля-Балкли.

При $\tau_y = 0$ уравнение потока в уравнении (18) сводится к точному решению для жидкостей по степенному закону. Для $\tau_y = YP$ и $n = 1$ уравнение потока сводится к упрощенной реологической модели Бингама (исторически используемой в бурении).

Скорость сдвига на стенке ($\dot{\gamma}_w$) рассчитывается путем умножения номинальной скорости сдвига на геометрический коэффициент (G_f)

$$\dot{\gamma}_w = \frac{1,6G_f V}{d_{\text{hyd}}} \quad , \text{ (USC)} \quad (21)$$

где V – скорость жидкости, фут/мин.

Геометрический коэффициент (G_f) используется для преобразования номинальной скорости сдвига в скорость сдвига у стенки. Во многих случаях допустимо принять $B_x \approx 1$.

$$G_f = \frac{B_a}{B_x} \approx B_a \quad . \text{ (USC)} \quad (22)$$

Поправка на скорость сдвига для геометрии скважины (B_a) зависит от индекса поведения потока жидкости (n). Для простоты без существенной потери точности для кольцевого пространства принимается $\alpha = 1$.

$$B_a = \frac{(3-\alpha)n+1}{(4-\alpha)n} \cdot \left(1 + \frac{\alpha}{2} \right) \quad \text{ (USC)} \quad (23)$$

Поправка на скорость сдвига для полевых вискозиметров принимается $B_x \approx 1$. В качестве альтернативы можно использовать B_x для жидкостей со степенным законом, если важно сохранить точные решения для этих жидкостей. Для стандартной комбинации ротор / боб R1B1, B_x для жидкостей по степенному закону изменяется от 1,0 (для $n_p = 1,0$) до 1,1569 (для $n_p = 0,3$).

$$B_x = \frac{x^{2/n_p}}{n_p x^2} \cdot \frac{x^2 - 1}{x^{2/n_p} - 1} \approx 1 \quad , \text{ (USC)} \quad (24)$$

где $x = 1,0678$ для стандартной комбинации R1B1.

Характер течения и коэффициенты трения в жидкостных каналах характеризуются ламинарным, переходным и турбулентным режимами

течения. Критическое число Рейнольдса (N_{cRe}) – это значение N_{ReG} (формула 16) при котором режим меняется с ламинарного на переходный поток.

$$N_{cRe} = 3470 - 1370n \quad (USC) \quad (25)$$

Коэффициента трения переходного потока

$$f_{trans} = \frac{16N_{ReG}}{N_{cRe}^2} \quad (USC) \quad (26)$$

Коэффициента трения турбулентного потока (f_{turb}) для неньютоновских жидкостей является функцией обобщенного числа Рейнольдса (N_{ReG}) и показателя поведения потока по степенному закону (n_p).

$$f_{turb} = \frac{a}{N_{ReG}^b} \quad (USC) \quad (27)$$

Константы а и b основаны на аппроксимации кривых данных, взятых для жидкостей со степенным законом:

$$a = \frac{\log_{10}(n_p) + 3,93}{50} \quad (USC) \quad (28)$$

$$b = \frac{1,75 - \log_{10}(n_p)}{7} \quad (USC) \quad (29)$$

где n_p – индекс поведения потока (степенной закон).

Эксцентриситет бурильной колонны в наклонно-направленных скважинах снижает потери давления в затрубном пространстве при ламинарном и турбулентном потоках. Широко используемый метод для оценки этого снижения включает в себя умножение потерь давления в концентрическом кольцевом пространстве в каждом сегменте на отношение, полученное эмпирическим путем, в зависимости от режима потока: эксцентрического отношения ламинарного давления в кольцевом пространстве (R_{lam}) или коэффициента турбулентного давления в эксцентрическом кольцевом пространстве (R_{turb})

$$R_{lam} = 1,0 - 0,072 \frac{e}{n} \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^{0,8454} - \frac{3}{2} e^2 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^{0,1852} + 0,96e^3 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^{0,2527} \quad (3)$$

, (USC)

$$R_{turb} = 1,0 - 0,048 \frac{e}{n} \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^{0,8454} - \frac{2}{3} e^2 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^{0,1852} + 0,285e^3 \sqrt{n} \left(\frac{d_p}{d_h} \right)^{0,2527} \quad (3)$$

. (USC)

Потери давления на кольцевое трение (P_a) для каждого сегмента j:

$$P_a = \sum \left(\frac{\tau_w L}{300d_{hyd}} \right)_j \text{ (USC)} \quad (32)$$

Потеря давления при ламинарном потоке уравнения (12) и (30) могут использоваться для оценки минимального давления, необходимого для прерывания циркуляции, путем замены 10-минутной прочности геля жидкости (G_{10m}) на напряжение сдвига у стенки (τ_w) в условиях отсутствия потока. Значение G_{10m} может представлять собой среднее значение для всей скважины или предпочтительно может быть скорректировано с учетом температуры и давления, если имеются данные. Расчет потери давления в затрубном пространстве важен, т. к. избыточное давление может привести к потере циркуляции. Уравнения, приведенные ниже предполагают очень низкий расход и не учитывают потери давления на трение. Минимальное давление трения для прекращения циркуляции в кольцевом пространстве (P_{a-min}):

$$P_{a-min} = \sum \left(\frac{G_{10m} L}{300d_{hyd}} \right)_j \text{ (USC)} \quad (33)$$

Потери давления в линии дросселирования (P_d). Циркуляция через дроссельную линию на скважинах с блоками подводных противовыбросовых превенторов (ВОР) создает дополнительное давление на затрубное пространство. Расчеты потери давления в дроссельной линии основан на изменении кинетической энергии. Плотность бурового раствора может быть заменена плотностью бурового раствора на поверхности (ρ_s) для обычных скважин.

$$P_b = \frac{\rho_b Q^2}{12042 \cdot C_d^2 TFA^2} = 8,3 \cdot 10^{-5} \frac{\rho_b Q^2}{C_d^2 TFA^2} \text{ , (USC)} \quad (34)$$

где TFA – общая площадь проходного сечения, дюйм²; C_d – коэффициент расхода струи (зависит от изменений диаметра и числа Рейнольдса), принимается равным $C_d = 0,98$.

Общая площадь проходного сечения (TFA) пропорциональна квадрату диаметра

$$TFA = 0,76699 \cdot 10^{-3} (d^2) \text{ (USC)} \quad (35)$$

Результаты расчёта в единицах системы СИ приведены в таблицах 3 и 4.

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 3 – Результаты расчёта потерь давления в бурильной колонне

MD, м	TVD, м	Диаметр скважины / обсадной	Наружный диаметр трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	ρ , кг/м ³	Комплексное гидрав-	Поверхностное соедин-	R_{600} , °	R_{300} , °	R_6 , °	R_3 , °	Бурильная колонна			
												скорость, м/мин	коэффициент трения f	потеря давления в интервале	потеря давления суммарная
0,0	0,0	482,6	127,0	108,6	1496	0,00	1,24	80	48	9,2	8,2	171,6	0,0072	0,00	0,00
914	914	482,6	127,0	108,6	1499	13,46		80	48	9,2	8,2	171,6	0,0072	1,48	1,48
1310	1280	216,8	127,0	108,6	1504	18,90		102	63	10	9	171,6	0,0074	0,67	2,14
3563	2438	216,8	127,0	108,6	1501	35,94		105	65	11	10	171,6	0,0075	3,81	5,96
6002	3658	216,8	127,0	108,6	1504	53,99		117	70	12	11	171,6	0,0079	4,36	10,32
6550	3932	215,9	127,0	108,6	1502	58,00		119	74	13	12	171,6	0,0077	0,96	11,28
6611	3962	215,9	171,5	76,2	1502	58,45		124	79	14	13	348,7	0,0062	0,50	11,78
						58,45	1,24								11,78
						Phd	Psc								Pds

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Таблица 4 – Результаты расчёта потерь давления в затрубном пространстве

MD, м	TVD, м	Диаметр скважины / обсадной колонны, мм	Наружный диаметр трубы, мм	Внутренний диаметр трубы, мм	ρ , кг/м ³	Комплексное гидравлическое давление скважины без шлама, МПа	Поверхностное соединение, МПа	Скорость, м/мин	Затрубное пространство			
									коэффициент трения f	потеря давления в интервале, МПа	потеря давления суммарная, МПа	ЭЦП, кг/м ³
0,0	0,0	482,6	127,0	108,6	1496,3	0,00	1,24	9,4	0,31101	0,00	0,00	1496,3
914,4	914,4	482,6	127,0	108,6	1498,7	13,53		21,3	0,31052	0,06	0,06	1504,7
1309,4	1280,2	216,8	127,0	108,6	1503,5	18,90		65,5	0,01889	0,30	0,36	1532,2
3563,1	2438,4	216,8	127,0	108,6	1501,1	35,94		65,5	0,01995	1,79	2,15	1590,9
5974,1	3657,6	216,8	127,0	108,6	1503,5	53,99		65,5	0,02063	2,01	4,16	1619,7
6547,1	3931,9	215,9	127,0	108,6	1502,3	58,00		66,4	0,02279	0,52	4,68	1623,3
6611,1	3962,4	216,8	171,5	76,2	1502,3	58,45		117,7	0,01607	0,26	4,94	1629,3
						58,45	1,24				4,94	
						Pha	Psc				Pa	

Вывод

В статье изложена последовательность расчёта эквивалентной циркуляционной плотности по методике стандарта API RP 13D с переводом данных, приводимых в качестве примера, в Международную систему единиц (СИ).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. API RP 13D. Rheology and Hydraulics of Oil-well Drilling Fluids. Seventh edition, September 2017. – 98 p.
2. Коваль М.Е. Подходы к расчёту эквивалентной циркуляционной плотности / М.Е. Коваль, В.А. Капитонов, В.П. Шакшин, А.А. Мокрев // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 1 (242). – С. 29 – 33.
3. Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2019613016 Российская Федерация. Расчет эквивалентной циркуляционной плотности бурового раствора / Е.Л. Леушева, А.В. Григорович, Н.В. Григорович; заявитель и правообладатель федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Санкт-Петербургский горный университет». – № 2019611584; заявл. 19.02.2019; опубл. 05.03.2019. Бюл. № 3. – 1 с.
4. Eppelbaum, Lev & Kutasov, izzy. (2015). Wellbore and Formation Temperatures During Drilling, Cementing of Casing and Shut-in. Conference: World Geothermal CongressAt: Melbourne, AustraliaVolume: pp. 1 – 12.
5. Бондаренко А.В. Область эффективного применения жидкостей глушения нефтяных и газовых скважин / А.В. Бондаренко, Ш.Р. Исламов, Д.В. Мардашов // Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли : материалы Международной научно-практической конференции 25–28 октября 2017 г., г. Альметьевск. – Альметьевск : Издательство Альметьевский государственный нефтяной институт, 2018. – С. 216 – 221.

ОПТИМИЗАЦИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ЧАСТИ СКВАЖИН ДЛИНОЙ БОЛЕЕ 2000 МЕТРОВ

А.В. Липатов, И.М. Ибятуллин, Б.К. Малков

E-mail: lipatovalexander@mail.ru

E-mail: Intf@mail.ru

E-mail: malkovborya@gmail.com

В статье рассмотрен вопрос сокращения времени на строительство горизонтальных скважин, за счёт оптимизации конструкции, метода посекционного разбуривания группы скважин, снижения коэффициентов трения в обсаженном и открытом стволе и увеличения дохождения нагрузки при направленном бурении путём подбора комбинированной бурильной колонны с увеличением жёсткости в местах возникновения баклинг-эффекта.

Ключевые слова: компоновка низа бурильной колонны; горизонтальный ствол; баклинг-эффект; комбинированная колонна бурильных труб; направленное бурение; конвейерное бурение; двухколонная конструкция; раствор на углеводородной основе.

Сокращение стоимости скважин и времени на их строительство всегда является актуальной задачей, особенно при разработке трудноизвлекаемых запасов, где требуются значительные капитальные вложения для обеспечения рентабельности данных проектов. Одним из вариантов сокращения затрат – это увеличение длины горизонтальных участков скважин с 1000м до 2000м. Таким образом мы увеличиваем количество проводимых стадий ГРП и вдвое уменьшаем количество скважин на кустовой площадке (Рис.1). Но при протяженности горизонтального участка более 900м наблюдается недохождение осевой нагрузки при направленном бурении из-за «складывания» инструмента, результатом чего является снижение МСП, невозможность соблюдения плановой траектории и необходимости бурения данного участка только в роторном режиме. Поэтому, как-правило, такие скважины всегда бурились с помощью роторно-управляемых систем (РУС). Однако, в данном проекте была поставлена задача подбора «классической» компоновки, включающей Долото+ВЗД+Т/С.

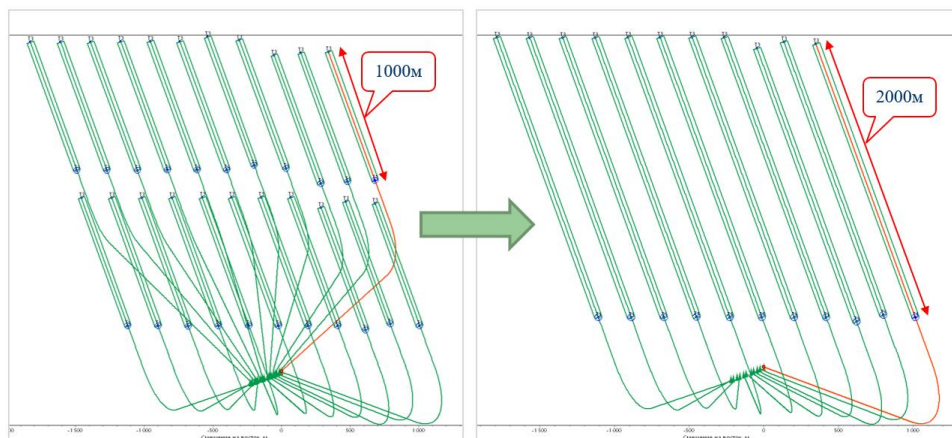


Рисунок 1 - Стандартный и оптимизированный вид скважин на кустовой площадке

Также для сокращения спуско-подъёмных операций и снижения металлоёмкости скважины возможно упростить её конструкцию, например перейти от трёхколонной конструкции к двухколонной, при этом ключевую роль играет устойчивость ствола скважины на протяжении времени бурения секции и спуска обсадной колонны. Т.е. в случае уменьшения данного времени, ствол скважины останется необсаженным более короткое время, в виду чего будет возможно спустить в открытый ствол комбинированную эксплуатационную колонну одновременно с хвостовиком. Преимуществом данной схемы является бурение скважины из-под кондуктора с использованием долота одного диаметра и исключение времени на спуск и цементаж эксплуатационной колонны.

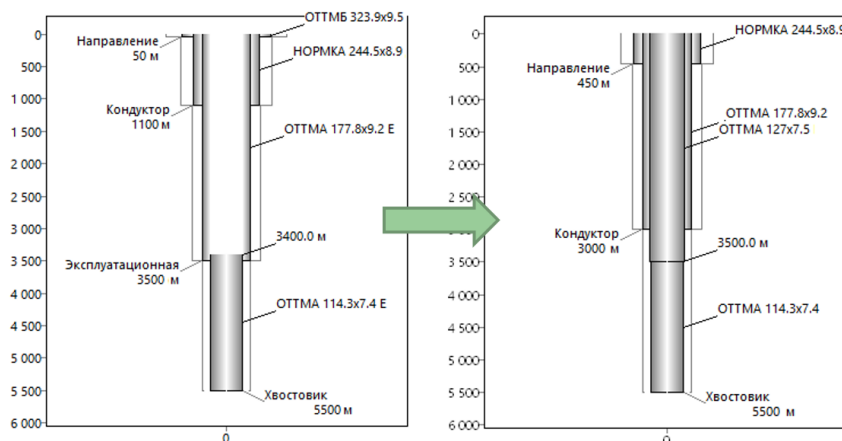


Рисунок 2 - Стандартная и оптимизированная конструкции скважины

Одним из дополнительных способов сокращения сроков бурения - применение конвейерного способа бурения, при котором скважины бурятся

группами по четыре штуки одновременно. Буровая установка перемещается от скважины к скважине, сначала бурит первую секцию на всех четырех скважинах, затем вторую — и так далее. Когда бурение завершено, установка перемещается на новую «батарею» скважин, а на пробуренной группе начинается освоение.

Каждая смена бурильного инструмента занимает 1,8 сут, тем самым время на смену бурильного инструмента при посекционном бурении группы 4 скважин сокращается на 5,4 сут соответственно.

При бурении скважин по двухколонной конструкции длина открытого ствола составляет 2500-2800м, а длина горизонтальной части 2000м. Основной проблемой при бурении таких протяженных горизонтальных участков является «складывание» инструмента и невозможность бурения в направленном режиме из-за срывов инструмента и скачков давления, следствием чего является невозможность соблюдения плановой траектории и необходимости бурения горизонтальной секции в роторном режиме.

Основной причиной недохода осевой нагрузки является повышенные силы сопротивления перемещению бурильной колонны, возникающие в зоне её сжатия. Так, при направленном бурении без вращения БК наиболее склонными к возникновению продольного изгиба являются прямолинейный участок, где требуется создать высокие сжимающие нагрузки, чтобы «протолкнуть» колонну и нижний участок набора параметров кривизны, после которого бурится длинный горизонтальный участок. Таким образом для реализации данного проекта требовалось снизить силы сопротивления в открытом и обсаженном стволе и увеличить жесткость БК в зонах её сжатия.

Для снижения коэффициентов трения в открытом и обсаженном стволе используется раствор на углеводородной основе, к преимуществам которого можно отнести: минимальное отрицательное влияние на свойства коллектора; высокая термостойкость; многократное повторное использование; хорошая смазывающая способность и снижение износа бурильных труб и элементов КНБК. Однако есть и недостатки: высокая стоимость, пожароопасность, высокие рабочие давления, переоборудование буровой для работы с РУО.

Однако простой перевод скважины на РУО не позволит добиться буримости данных скважин, поэтому для увеличения жёсткости БК была подобрана и предложена комбинированная колонна из стальных бурильных труб 102 и 89 мм. Её существенным отличием от обычной компоновки является размещение 102мм бурильного инструмента не только в зоне растяжения, но и в зонах критического сжатия (Рис.3). В виду более высоких

прочностных характеристик и изгибной жёсткости данная труба позволяет выдерживать большие сжимающие нагрузки без потери продольной устойчивости, что обеспечивает лучшее доведение осевой нагрузки до долота. Также данные трубы имеют большее проходное сечение и схожие весовые параметры по сравнению с 89мм, что незначительно увеличивает общий вес колонны, но зато обеспечивает больший запас по максимально возможному расходу промывочной жидкости, что позволяет создавать больший расход и улучшить вынос шлама. На рисунке 3 показано, что при использовании комбинированной бурильной колонны удаётся доводить осевую нагрузку до долота порядка 4т при достижении длины горизонтального участка 2000м.



Рисунок 3 - БК увеличенной жёсткости

Для сравнения на рисунке 4 представлена стандартная компоновка, состоящая из стальных и толстостенных бурильных труб диаметром 89мм. Данными компоновками бурятся большинство горизонтальных стволов скважин в виду их наличия у бурового подрядчика. Однако из-за недостаточной изгибной жёсткости данная труба теряет продольную устойчивость уже после 1200м горизонтального участка и дальнейшее углубление возможно только роторным способом, что ведёт к потере плановой траектории. Также из-за малого проходного сечения, в случае применения РУО, наблюдаются высокие рабочие давления при малом литраже, что приводит к ухудшению выноса шлама и увеличению ЭЦП. Таким образом, данная компоновка не подходит для бурения скважин с длиной горизонтального ствола 2000м.

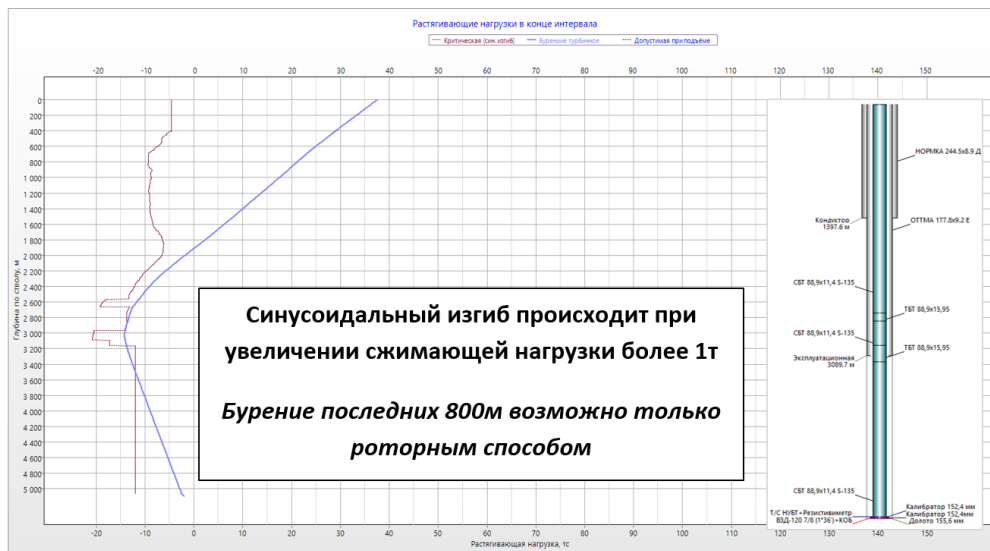


Рисунок 4 - Стандартная БК для бурения горизонтальной секции

Так в 2019 году компанией «Газпромнефть-Хантос» введены в эксплуатацию высокотехнологичные горизонтальные скважины с двухколонной конструкцией. Данные скважины построены на лицензионной территории Приобского месторождения в зонах с переменным пластовым давлением и используются при разработке трудноизвлекаемых запасов. С помощью применения оптимизированного дизайна обеспечено сокращение сроков бурения с 38 до 19 суток.

Таким образом, с помощью установки стальных бурильных труб диаметром 102мм в зонах критического сжатия, применения РУО, уменьшения числа обсадных колонн и использования метода конвейерного бурения возможно значительное снижение сроков строительства горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 2000м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Липатов А.В., Ибятуллин И.М. Применение комбинированных бурильных колонн для строительства горизонтальных участков скважин большой протяженности // Нефть.Газ.Инновации 2020. №1. С.48-51.
2. Стрельцов А.В., Ибус Р.А., Грисюк П.В. Положительный опыт применения растворов на углеводородной основе на лицензионных участках ПАО «Газпромнефть» [Электронный ресурс] // Бурение и

- нефть. Сентябрь 2020. – Режим доступа: [https:// burneft.ru/archive/issues/2020-09/42](https://burneft.ru/archive/issues/2020-09/42)
3. Трофимова Т. Плюс в основе [Электронный ресурс] // Сибирская нефть. №147 декабрь 2017. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2017-december/1306551/>
 4. Алексеев А. Оптимальное бурение [Электронный ресурс] // Сибирская нефть. №156 ноябрь 2018. – Режим доступа: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2018-november/2067588/>
 5. «Газпром нефть» внедряет новые технологии строительства горизонтальных скважин [Электронный ресурс] // Новости Компании. Февраль 2019. – Режим доступа: <https://hm.gazprom-neft.ru/press-center/news/44449/>

УДК 622.24.084.3; 622.248.9

**МЕТОДЫ ОПТИМИЗАЦИИ СКОРОСТЕЙ БУРЕНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН СРЕДСТВАМИ
ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ, НА ПРИМЕРЕ
КОВЫКТИНСКОГО ГКМ**

С.А. Лукьянов^{1,2}, В.В. Живаева¹, А.А. Дорофеев^{1,2}

e-mail: sem@luckyanov.ru , bngssamgtu@mail.ru

*¹Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100 , ул. Молодогвардейская, 244 ,
bngssamgtu@mail.ru*

²ООО «СПП Развитие»

В статье представлена оценка характера и уровня вибрация при бурении скважин Ковыктинского ГКМ телесистемами с гидравлическим каналом связи. Наличие вибраций во время бурения позволяет осуществлять основную задачу бурения – управляемое разрушение породы, однако при достижении определенных параметров направления, частоты, шоковых нагрузок, их результатом может стать ухудшение показателей скорости строительства объекта, а также разрушение элементов КНБК. Результаты данного исследования могут быть полезны при исследовании способов совершенствования технологии бурения наклонно-направленных скважин с горизонтальным окончанием, при наличии в составе КНБК телесистем с различными каналами связи. Оптимизация технологии

строительства позволяет сократить время строительства скважин, риски аварий, увеличить ресурс всех элементов КНБК.

Ключевые слова: Телесистема, КНБК, бурение, вибрация, технология, оптимизация, слом инструмента, проходка, скважина.

В данной работе представлена оценка характера и уровня вибраций при бурении скважин Ковыктинского КГМ телесистемами с гидравлическим каналом связи. Зависимость между скоростью проходки и поведением компоновки низа бурильной колонны достаточно очевидна. Существует множество запатентованных дизайнов породоразрушающего инструмента, которые показывают себя с различной степенью эффективности в различных породах, при различных режимах бурения, с различными видами забойных двигателей. Немаловажным параметром, в рамках которого можно также характеризовать дизайн долот, является управляемость компоновки, пренебречь которой нельзя по причине небуримости тех или иных профилей скважин в условиях набора необходимой величины зенитного угла или разворота по азимуту, опасности пересечения соседних стволов, склонности к «разгону» кривизны, увеличивая риск вылета из коридора допуска, находясь, к примеру, уже в продуктивном пласте. Тоже самое можно сказать и про различные модели ВЗД, имеющих различную заходность, углы перекоса, рекомендуемые для каждого типа профиля, чтобы выполнить программу набора угла в рамках допустимой пространственной интенсивности для последующего спуска колонны. Калибраторы, амортизаторы, вариации присутствия УБТ и ЛБТ, ЯСы, осцилляторы и прочее оборудование, которое установлено в КНБК, в купе с нагрузкой на долото, расходом промывочной жидкости, скоростью вращения ВСП или ротора, в зависимости от различных геологических особенностей скважин даже одного месторождения, определенным образом влияет на поведение компоновки в процессе бурения. Имея определенный опыт работы с конкретными моделями вышеперечисленного оборудования на разрабатываемых месторождениях, изучив каротажные данные соседних объектов, можно с определенной точностью предлагать целесообразность изменения режимов бурения в определенных пластах для сохранения предсказуемой управляемости компоновки без серьезных потерь механической скорости углубления. Однако, такой подход не может быть подкреплен физическими и математическими моделями, да и не может он иметь исходных данных для начала вычислений, если нет информации о фактическом поведении КНБК в призабойной зоне. Такие оперативные решения могут быть эффективны, но основаны лишь на субъективном опыте исполнителя (бурильщика или инженера по бурению), не подлежат анализу и, тем более, не могут быть рекомендованы в качестве технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный

набор параметров азимута и зенитного угла, обеспечивающей уменьшение сроков строительства. Именно этот анализ мы проведем, получив исходные данные для расчета моделей за счет использования косвенных параметров, получаемых от забойных телеметрических систем.

В этом эксперименте используется телесистема APS Technology с верхним расположением пульсатора с автономным питанием, в сочетании с инклинометром и гамма-модулем, и, опционально, оригинальным резистивиметром. Параметры вибрационных и шоковых нагрузок мы сможем получать с инклинометра или резистивиметра, которые будут выдавать их на поверхность в дискретных последовательностях с другими данными, необходимыми для бурения. Этих значений при стандартной частоте работы пульсатора будет выходить примерно (зависит от наполнения другими данными всей последовательности) по 3 за 120 секунд: среднеквадратичное значение осевых и латеральных нагрузок за последние 10 секунд, торсионная составляющая, определяющая равномерность вращения КНБК в призабойной зоне. Уровни вибраций для данной телесистемы определен её производителем:

	Уровень	Характер	125°C	150°C	175°C
Допустимые ударные нагрузки	Допустимый	Продолжительный	< 25 g	< 15 g	< 6.5 g
	Высокий	<500 ударов	25 - 40 g	15 - 25 g	6.5 - 10 g
	Критический	Разрушение	> 100 g	> 75 g	> 25 g
Вибрация	Уровень	Характер	125°C	150°C	175°C
	Нормальный	Продолжительный	5.0 gRMS	3.5 gRMS	1.2 gRMS
	Высокий	Менее 10 часов	7.0 gRMS	5.0 gRMS	1.5 gRMS
	Опасный	Менее 30 минут	9.0 gRMS	7.0 gRMS	1.8 gRMS
	Критический	Разрушение	>9 gRMS	>7 gRMS	>2 gRMS

Таким образом, задача «минимум» инженера-телеметриста – просто следить за тем, чтобы приходящие с забоя параметры были меньше, чем «высокие» по рекомендации APS Technology. Задача «максимум» – дать рекомендации по изменению режима бурения для снижения рисков слома инструмента и элементов телесистемы, а также, как показывают результаты анализа данных, увеличить скорость проходки, создав оптимальные условия для минимизации энергии, затрачиваемой на вибрации КНБК, увеличивая энергию, направленную на разрушение породы долотом.

Для выполнения этой задачи требуется опыт и понимание процессов, которые приводят к тем или иным видам вибраций, которых мы выделяем 9:

1. Подскок долота;
2. Осевой резонанс;
3. Латеральные шоки;
4. Резонанс долота;
5. Эксцентрическое вращение долота;
6. Эксцентрическое вращение КНБК;
7. Торсионный резонанс;
8. Запаздывание вращения;
9. Комбинированный характер вибрационных нагрузок.

Каждый из этих типов рассмотрен в моей диссертационной работе, но для понимания этой статьи достаточно знать, что каждый из них определен индивидуальным набором параметров вибрационных данных, поступающих с забоя, и дополнительно может быть уточнен текущей геометрией ствола, программой бурения, каротажными данными. Выбрав тот тип вибраций, который преобладает в данный момент на забое, и имеет динамику увеличения или снижения, а также, возможно, перехода в другую форму, инженеру, следуя предложенной методике, необходимо оперативно подать команду бурильщику на смену режима бурения. Это, как правило, подразумевает изменение нагрузки на долото, расхода промывочной жидкости, оборотов вращения бурильной колонны. Весь смысл методики заключается в том, чтобы не усугубить своими действиями ситуацию, начав, к примеру, бороться с разрушительными осевыми вибрациями резкой сменой оборотов ВСП без отрыва от забоя, предварительной очистки призабойной зоны, возможно, расхаживания инструмента, а максимально быстро и эффективно дать корректирующие мероприятия, которые приведут к безоговорочному улучшению ситуации на забое.

Задачей эксперимента ставился поиск зависимостей и границ влияния вибрационных данных, получаемых с забойного телеметрического комплекса, на снижение рисков аварий при бурении, а также увеличение скорости проходки в связи с повышением эффективности использования энергии, передаваемой от силовой установки породоразрушающему инструменту. Результатом этой оценки стала разработка технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием, телесистемами с гидравлическим каналом связи, которая позволяла бы инженеру по бурению принимать решения об изменении режима работы бурового оборудования (насосов, силового привода) в считанные минуты, при возникновении повышенных «вредных» вибраций, для увеличения скорости строительства

скважины, продления ресурса бурового оборудования, снижения рисков слома или отворота КНБК.

Используемая методика проведения эксперимента имеет физическое обоснование и практическое применение. Данные, полученные в результате проведения эксперимента по оценке уровня и характера вибрационных и шоковых нагрузок при бурении скважин Ковыктинского ГКМ с телесистемами с гидравлическим каналом связи могут быть применены для создания программного обеспечения или алгоритмов роботизированных систем управления бурением, основанных на разработанной методике.

Необходимо учесть, что эти данные являются универсальными для всех классических компоновок, включающих в себя любое бурильное оборудование, телесистемы, долота. Более того, методика управления вибрациями в режиме реального времени не привязана к особенностям геологии и типов профилей скважин. Таким образом, она может быть внедрена на уровне стандарта отрасли при работе с телесистемами, позволяющими получать на поверхности данные хотя бы по трем направлениям нагрузок во время бурения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лукьянов, С.А. Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование преимуществ различных типов забойных телесистем, комбинирование их элементов при строительстве скважин / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // НТЖ «Нефть. Газ. Новации», №10 с. 50-54, 2018.
2. Лукьянов, С.А. Разработка технологии строительства горизонтальной скважины, обеспечивающей проектный набор параметров азимута и зенитного угла. Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // НТЖ «Нефть. Газ. Новации», №1 (229), 2020.
3. Лукьянов, С.А. New Reality of Directional Drilling Services During Production Decline and Coronavirus Pandemic. / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева // IES 2020: Economic Systems in the New Era: Stable Systems in an Unstable World pp 133-139.
4. Лукьянов, С.А. Использование диагностических данных телесистем для оценки качества передачи нагрузки на породоразрушающий инструмент и рисков слома КНБК / С.А. Лукьянов, В.В. Живаева //

Журнал «Булатовские чтения», сборник статей 2021. с.335-337, г.Краснодар 2021.

5. Mouhammed Jandal, Laboratory investigations of a hybrid mud pulse telemetry (HMPT) – A new approach for speeding up the transmitting of MWD/LWD data in deep boreholes. Journal of Petroleum Science and Engineering. (2019).
6. Keman Liu, Model and control method of a downhole electromagnetic transmitter for EM-MWD system. Journal of Petroleum Science and Engineering. (2020).

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИЗМЕРЕНИЯ СВОЙСТВ СИЛИКАТНЫХ ГЕЛЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

В.Ю. Роднова, А.Ю. Царьков, О.А. Нечаева, В.А. Бойко, Ю.Ш. Тихонова*

**ООО «ПолиЭко-Наука», г. Москва*

info@polyeco-s.com

*** ФГБОУ ВО «Самарский государственный технический университет»*

ingt@samgtu.ru

Аннотация

Проведено сравнение методов измерения прочности силикатных гелей, предназначенных для водоизоляционных работ в нефтяных и газовых скважинах. Изучены методы погружения цилиндра с регистрацией максимальной нагрузки, тангенциального смещения перфорированной пластинки, погружения конуса. Выявлено, что данные методы подходят для оценки гелей, имеющих структуру. Показано, что добавление полиакриламида марки ПАА-В в количестве 0,04-0,06% приводит к повышению прочности силикатных гелей.

Ключевые слова: водоизоляционные работы, гелеобразующие составы, жидкое стекло, золь кремниевой кислоты, прочность геля, метод тангенциального смещения пластинки, конический пластометр.

Введение

Гели на основе водных растворов и дисперсий силикатов находят применение в различных отраслях промышленности [1-2]. Одним из

направлений использования таких гелей является нефтедобыча, в частности, применение в качестве изолирующих материалов для ремонтно-изоляционных работ (РИР) при капитальном ремонте скважин и для повышения нефтеотдачи [3-5]. Широко используются составы на основе натриевого жидкого стекла (силикатный модуль $M = 2-4$), высокомодульного силиката натрия ($M = 4-25$), золь кремниевой кислоты ($M > 25$).

Гелеобразующие материалы, используемые в РИР, должны иметь низкую первоначальную вязкость (до структурообразования), затем формировать прочные гели, устойчивые к механическим нагрузкам.

Структурно-механические свойства гелей (прочность, упругость, пластичность) зависят от состава и характера взаимодействий между дисперсионной средой и дисперсной фазой. По классификации П.А. Ребиндера гели делятся на коагуляционные и конденсационно-кристаллизационные структуры. Коагуляционные структуры характеризуются небольшой прочностью. Между частицами дисперсной фазы в этих системах обычно сохраняются прослойки дисперсионной среды, благодаря чему проявляется некоторая пластичность или даже эластичность. Чем тоньше прослойки среды, тем больше механическая прочность структуры, но и больше ее хрупкость [6].

Вследствие разнообразия структурированных систем исследователями предложено несколько методов оценки прочностных свойств. Выбор метода измерения зависит от состава и типа образующейся структуры. Также следует учитывать время выдержки образца, так как часто образуются гели смешанного типа, характеризующиеся преобладанием в первый период коагуляционных контактов и дальнейшим упрочнением связей между частицами с переходом к структурам конденсационно-кристаллизационного типа.

Например, гели, полученные из концентрированных золь кремнезема, имеют конденсационно-кристаллизационную структуру [2]. Такие гели являются гетерогенными твердыми системами с «жестким» сцеплением частиц, обладающие значительной твердостью и хрупкостью. Для измерения прочности в таких системах рекомендуется применять методы тангенциального смещения пластинки (метод Вейлера-Ребиндера), усилия поворота оребренного цилиндра [7]. Для оценки гелей, обладающих хорошо выраженными упруго-эластическими свойствами, используются методы, связанные с погружением индентора в гель и фиксацией предельной нагрузки (метод Блума, метод измерения прочности на приборе Валента по ГОСТ 11293, п. 4.12). Инденторы могут иметь разную форму, при оценке прочных гелей используются конусы, иглы, цилиндры, для

«слабых» эластичных гелей специалистами рекомендованы плоские диски [8].

Одним из способов повышения прочности и упругости силикатных гелей, применяемых в изоляционных работах, является добавление водорастворимых полимеров природного и синтетического происхождения [4, 9,10]. Чаще всего в нефтепромысловой практике в качестве упрочняющих добавок и регуляторов структуры гелей применяют полимеры акрилового ряда (полиакриламид, гидролизированный полиакрилонитрил), натриевую соль карбоксиметилцеллюлозы, ксантановую камедь, полидиметилдиаллиламмоний хлорид. Полимеры позволяют придать упругие свойства силикатным гелям, что увеличивает стойкость изолирующего материала к механическим воздействиям.

В работе исследовалось влияние концентрации гидролизованного полиакриламида (ПАА) Praestol 2540 на прочность гелей, образованных из натриевого жидкого стекла и золя кремнезема, различными методами (методом оценки прочности по массе нагрузки, методом тангенциального смещения пластинки и методом погружения конусов).

Экспериментальная часть

В работе для сравнительной оценки методов измерения прочности (предельного напряжения сдвига) были взяты гель жидкого стекла, состоящий из основы (30%-ный раствор натриевого жидкого стекла по ГОСТ 13078) и активатора гелеобразования (раствор комплексообразующего вещества); гель кремниевой кислоты, состоящий из основы (концентрированный щелочной золь кремниевой кислоты марки Полигель АСМ КЗ с плотностью 1,2 г/см³ АО «НПО «Полицелл») и активатора гелеобразования (раствор неорганической соли). В качестве упрочняющей добавки рассматривался гидролизированный полиакриламид марки Praestol 2540 (Ashland). Среди методик оценки прочности были выбраны метод оценки прочности на сдвиг по массе нагрузки, метод тангенциального смещения перфорированной пластинки и метод погружения конуса.

Составы готовились путем добавления активатора гелеобразования к основе при перемешивании на магнитной мешалке, далее выдерживались при 23±1°C. Время гелеобразования составило 2 часа, время выдержки 24 часа с момента приготовления. Параллельно готовились пробы, содержащие 0,05% и 0,1% полиакриламида в основе. Растворение полимера осуществлялось на лопастной мешалке в течение нескольких часов. Измерение прочности проводилось 3 раза, после чего вычислялось среднее арифметическое значение.

Методика измерения прочности гелей по массе нагрузки

Данным способом оценивается сдвиговая прочность слабоструктурированных гелей, методика описана в стандарте для буровых растворов ГОСТ 33213 (ISO 10414-1:2008), Приложение В.

Согласно этому способу, на сформировавшийся гель помещался металлический полый цилиндр и пластина. На пластине размещались несколько гирь, достаточных, чтобы цилиндр начал погружаться в пробу. Если масса гирь не слишком велика, погружение цилиндра остановится в точке, где напряжение сдвига геля достаточно для сопротивления дальнейшему погружению пластины с установленными гирями. Желательно погрузить не менее половины длины цилиндра.

Записывалась полная масса в граммах, включая цилиндр и гири. Измерялась глубина погружения цилиндра в гель, в сантиметрах.

Прочность геля σ , выраженная в Па, рассчитывалась по формуле:

$$\sigma = (4,4 \cdot (m_{\text{ц}} + m_{\text{общ}}) - 1,02 \cdot \rho_{\text{геля}}) / l, \text{ Па}$$

где $m_{\text{ц}}$ - масса цилиндра, г;

$m_{\text{общ}}$ - общая масса нагрузки (сумма масс пластины и гирь), г;

l - глубина погружения цилиндра, см;

$\rho_{\text{геля}}$ - плотность геля, г/см³.

Методика измерения прочности гелей методом тангенциального смещения пластинки

Прочность геля данным методом определяется по усилию отрыва перфорированной пластины, предварительно помещенной в гель и зафиксированной в нем до начала гелеобразования. Пластина изготовлена из стали (марка Ст3).

В плотно закрывающиеся стеклянные емкости объемом 120 мл добавлялся свежеприготовленный гелеобразующий состав объемом 100 мл, затем погружалась и фиксировалась металлическая перфорированная пластинка. Площадь погруженной части пластинки составляла 24,5 см². Перфорация на пластинке необходима для сцепления с гелем в процессе структурообразования. Пластинка предварительно зачищалась наждачной бумагой М40. Гели выдерживались в покое в герметично закрытых сосудах. Далее после окончания выдержки сосуды помещались на столик прибора (рисунок 1), затем пластинка прикреплялась к динамометру, затем с помощью вращающейся ручки медленно осуществлялся подъем цифрового

динамометра. Измерялась максимальная масса отрыва пластинки (регистрация пиковой нагрузки на динамометре).



Рисунок 1 - Внешний вид испытательного динамометрического стенда для измерения прочности гелей (Мегеон 03000D)

Прочность (σ , кПа) геля оценивалась по силе отрыва пластины по формуле:

$$\sigma = F/(S \cdot 1000)$$

где F - сила, при которой происходит отрыв пластины, Н;

S - площадь перфорированной части пластины, погруженной в структуру (площадь контакта пластина/гель), м².

Методика оценки пластической прочности гелей при погружении конуса

Данным способом оценивается прочность структур при пластично-вязком разрушении и низких скоростях сдвига, измеряемая на коническом пластометре. Метод основан на погружении индентора (конуса) в гель и фиксации предельной нагрузки. В работе использовались конусы с углом осевого сечения $\alpha = 45^\circ, 60^\circ, 90^\circ$. В стеклянном сосуде готовился гель, который помещался на столик прибора. С помощью вращающейся ручки в гель медленно вдавливался конус на всю высоту. В процессе вдавливания с помощью цифрового динамометра фиксировалась максимальная величина усилия.

Расчет пластической прочности выполняется по следующим формулам:

$$P = K_\alpha \cdot \frac{F}{h^2}$$

$$K_\alpha = \frac{1}{\pi} \cdot \cos^2\left(\frac{\alpha}{2}\right) \cdot \operatorname{ctg}\left(\frac{\alpha}{2}\right)$$

где P – прочность, Па; α – угол осевого сечения конуса при вершине; K_α – коэффициент, зависящий от угла осевого сечения конуса при вершине; F – максимальное усилие вдавливания, Н; h – глубина погружения конуса в гель, м.

Результаты и обсуждение

Одной из основных характеристик гелеобразующих материалов, применяемых в РИР, является способность противостоять фильтрации пластовых флюидов в изолируемой зоне, что определяется прочностью структуры. Ввиду большого разнообразия применяемых в нефтегазодобыче гелеобразующих составов с разным типом деформационного поведения (вязкоупругие гели, гели с упругохрупким течением), не существует единой методики измерения прочностных свойств изолирующих композиций. Поэтому для сравнительной оценки методик были проведены измерения двух типовых гелеобразующих составов – на основе жидкого стекла (образует малопрочный гель) и на основе золя кремнезема (формирует прочный гель). Результаты измерения и составы композиций приведены в таблицах 1-3.

Таблица 1 – Влияние концентрации ПАА на прочность гелей, измеренную методом тангенциального смещения металлической перфорированной пластинки

Основа состава	Содержание активатора, % мас	Масса отрыва пластинки, г			Прочность геля, кПа			Средняя прочность, кПа	Стандартное отклонение
		40	36	33	1,6	1,4	1,3		
25% жидкое стекло, 75% вода	8,5	0	0	0	0	4	2	1,45	0,14
25% жидкое стекло, 0,05% ПАА, вода - остальное	7,5	1300	1160	1420	5,21	4,64	5,69	5,18	0,52
25% жидкое стекло, 0,1% ПАА, вода - остальное	7,0	280	630	1270	1,12	2,52	5,09	2,91	2,01
100% золь кремнезема	8,3	3300	2300	2700	13,21	9,21	10,81	11,08	2,02
99,95% золь кремнезема, 0,05% ПАА	8,3	3850	3490	3340	15,42	13,97	13,37	14,25	1,05
99,9% золь кремнезема, 0,1% ПАА	8,3	2260	2300	2510	9,05	9,21	10,05	9,44	0,54

При измерении прочности гель обволакивает пластинку, и на ее поверхности формируется слой геля, связанный с пластинкой. При извлечении пластинки этот первичный поверхностный слой геля остается на ее поверхности, и происходит относительно остального геля, остающегося в покое. То есть, по сути, определяется работа когезии. Так как пластина изготовлена из металла, это приближает условия эксперимента по измерению прочности к условиям контакта геля с металлом обсадной или эксплуатационной колонн скважины. Поэтому данный метод позволяет оценить с достаточной точностью прочность структур, предназначенных для ремонта скважин (изоляция повреждений в колоннах, цементном камне).

Таблица 2 - Влияние концентрации ПАА на прочность гелей, измеренную по массе нагрузки

Основа состава	Содержание активатора, % мас	Масса отрыва пластинки, г			Прочность геля, кПа			Средняя прочность, кПа	Стандартное отклонение
25% жидкое стекло, 75% вода	8,5	400	360	330	1,60	1,44	1,32	1,45	0,14
25% жидкое стекло, 0,05% ПАА, вода - остальное	7,5	1300	1160	1420	5,21	4,64	5,69	5,18	0,52
25% жидкое стекло, 0,1% ПАА, вода - остальное	7,0	280	630	1270	1,12	2,52	5,09	2,91	2,01
100% золь кремнезема	8,3	3300	2300	2700	13,21	9,21	10,81	11,08	2,02
99,95% золь кремнезема, 0,05% ПАА	8,3	3850	3490	3340	15,42	13,97	13,37	14,25	1,05
99,9% золь кремнезема, 0,1% ПАА	8,3	2260	2300	2510	9,05	9,21	10,05	9,44	0,54

Данный метод имеет более низкую точность. Нагрузка гирьками на платформу осуществляется ступенчато и в случае нагрузки на высокопрочный гель (из золя кремнезема) опускание цилиндра происходит резко с наклоном в сторону, так как конструкция с большим количеством гирек весом более 1 кг неустойчивая. При наклоне конструкции давление, оказываемое цилиндром на гель, неравномерное по площади, что приводит к искажениям и большому разбросу полученных данных.

Таблица 3 – Влияние ПАА на прочность гелей, измеренную методом погружения конуса

Основа состава	содержание активатора, % мас	Усилие сдвига, Н			Прочность, кПа			Средняя прочность, кПа	Стандартное отклонение
		$\alpha = 45^\circ$							
25% жидкое стекло, 75% вода	8,5	46	44,7	45,8	16,80	16,40	16,8	16,67	0,23
25% жидкое стекло, 0,05% ПАА, вода - остальное	7,5	52,1	48,2	53,4	19,10	17,70	19,6	18,80	0,98
25% жидкое стекло, 0,1% ПАА, вода - остальное	7	30,0	24,8	23,6	11,00	9,10	8,6	9,57	1,27
100% золь кремнезема	8,3	177,0	173,5	176	64,90	63,60	64,5	64,33	0,67
99,95% золь кремнезема, 0,05% ПАА	8,3	221,9	232,3	225,6	81,30	85,10	82,7	83,03	1,92
99,9% золь кремнезема, 0,1% ПАА	8,3	135,1	154,1	147,8	49,50	56,50	54,2	53,40	3,57
$\alpha = 60^\circ$									
25% жидкое стекло, 75% вода	8,5	43,1	41	44,3	19,40	18,50	19,9	19,27	0,71
25% жидкое стекло, 0,05% ПАА, вода - остальное	7,5	41,6	41,8	42,3	18,70	18,80	19,1	18,87	0,21
25% жидкое стекло, 0,1% ПАА, вода - остальное	7	18,8	15,5	16,7	8,50	6,90	7,5	7,63	0,81
100% золь кремнезема	8,3	183,8	176,8	175,7	82,80	79,60	79,1	80,50	2,01
99,95% золь кремнезема, 0,05% ПАА	8,3	215,8	222,4	223,4	97,20	100,20	100,6	99,33	1,86
99,9% золь кремнезема, 0,1% ПАА	8,3	116,2	98,4	107,9	52,30	44,30	48,6	48,40	4,00
$\alpha = 90^\circ$									
25% жидкое стекло, 75% вода	8,5	38,6	45,6	46,1	20,10	23,70	23,9	22,57	2,14
25% жидкое стекло, 0,05% ПАА, вода - остальное	7,5	42,1	43,6	41,3	21,90	22,70	21,5	22,03	0,61
25% жидкое стекло, 0,1% ПАА, вода - остальное	7	10,5	17,5	16,5	5,50	9,10	8,6	7,73	1,95

БУРЕНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

100% золь кремнезема	8,3	192,6	197,8	203,4	100,10	102,80	105,7	102,87	2,80
99,95% золь кремнезема, 0,05% ПАА	8,3	158,3	176,3	157,9	82,30	91,60	82,1	85,33	5,43
99,9% золь кремнезема, 0,1% ПАА	8,3	98,7	131,5	121,2	51,30	68,30	62,9	60,83	8,69

Метод погружения конуса удобен в использовании, не требует специальной подготовки, разброс данных в параллельных испытаниях приемлемый для измерений прочностных характеристик гелей. Однако неоднородная структура геля приводит к большому разбросу усилия вдавливания в параллельных экспериментах. Гель из жидкого стекла, содержащий 0,1% ПАА имеет высокий синерезис, при опускании конуса происходит сжатие гелевого слоя с выделением воды, гель расслаивается. Также стоит отметить, что данный метод не совсем подходит для гелей, не обладающих упругими свойствами. Для хрупких высокопрочных структур (гель из золя кремнезема) погружение конуса приводит к появлению зародыша трещины, рост которой за счет расклинивающего действия приводит к преждевременному разрушению образца и большому разбросу значений по сравнению с малопрочным гелем жидкого стекла.

Из полученных данных видно, что при добавлении ПАА прочность гелей, измеренная всеми тремя методами, возрастает. Также ввод полимера (качественное наблюдение) повышает упругие свойства гелей, что является дополнительной положительной характеристикой гелеобразующего материала. Гель со временем, особенно при проведении работ по восстановлению герметичности цементного камня за обсадной колонной, испытывает механические нагрузки, что приводит к нарушению целостности структуры и появлению водопритоков. Из литературных данных известно, что силикатные гели на начальных этапах проявляют свойства тиксотропных структур, в процессе старения число контактов между элементами структуры увеличивается, происходит уплотнение, сопровождающееся синерезисом. Для таких гелей характерно отсутствие независимости относительной деформации при различных напряжениях сдвига, что указывает на необратимый характер деформаций. Поэтому повышение упругих свойств изоляционных материалов представляет практический интерес.

Зависимости прочности гелей от концентрации ПАА показаны на рисунках 1-3.

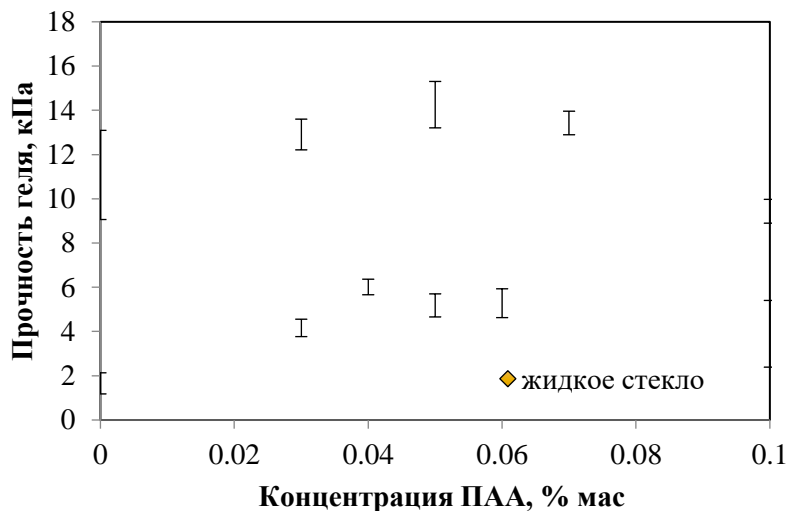


Рисунок 1 – Зависимость прочности гелей на основе жидкого стекла и золя кремнезема, измеренной методом тангенциального смещения пластинки, от концентрации ПАА

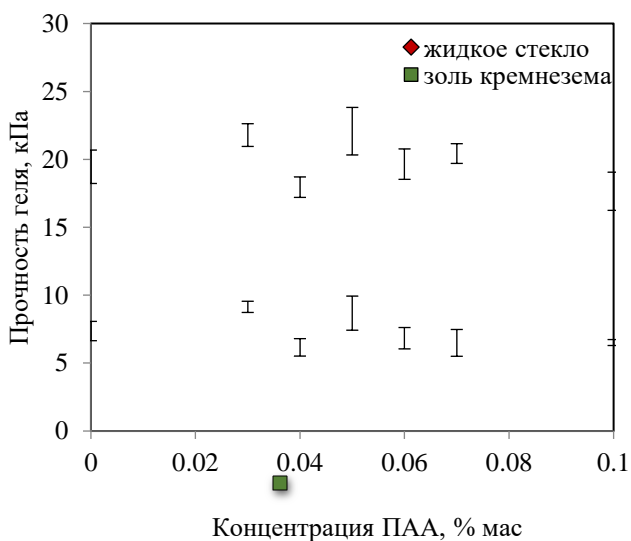


Рисунок 2 - Зависимость прочности гелей на основе жидкого стекла и золя кремнезема, измеренной по массе нагрузки, от концентрации ПАА

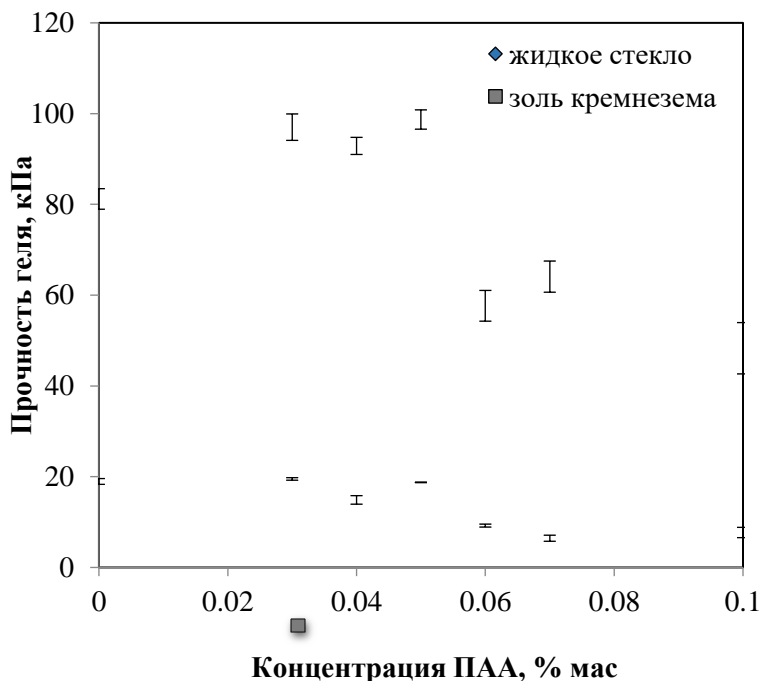


Рисунок 3 - Зависимость прочности гелей на основе жидкого стекла и золь кремнезема, измеренной методом погружения конуса с $\alpha = 60^\circ$, от концентрации ПАА

Как показано на графиках, прочность растет при добавлении 0,04-0,06% ПАА, а затем падает при содержании ПАА 0,1%. Данный факт отмечается как для гелей из жидкого стекла, так и для гелей из золь кремнезема, значительно отличающихся друг от друга по силикатному модулю и механизму гелеобразования. Предположительно концентрация полимера 0,04-0,06% соответствует порогу флокуляции силикатов, при этом полимер вследствие образования водородных связей с силанольными группами силикатов и адсорбции формирует максимальное количество мостиковых связей, что при структурообразовании выражается в связывании наибольшего количества молекул силиката натрия и частиц SiO_2 и формировании пространственной сетки геля с максимальной прочностью.

Заключение

На примере силикатных гелей, применяемых в водоизоляционных работах и полученных из жидкого стекла и золь кремнезема, показано, что ввод полиакриламида в количестве 0,04-0,06% повышает прочность гелей. Сравнительный анализ методов измерения прочности показал, что методы тангенциального смещения пластинки и погружения конуса подходят для

оценки прочности как слабо-, так и высокоструктурированных систем. Наибольшая точность измерения метода погружения конуса достигается при оценке прочности малопрочных однородных гелей без синерезиса и фрагментации, обладающих упругими свойствами. Метод тангенциального смещения пластинки подходит для измерения как прочных хрупких гелей, имеющих конденсационно-кристаллизационную структуру, так и гелей с упруго-хрупким течением. Также данный метод следует применять для оценки прочности составов, предназначенных для изоляции зон негерметичности колонн и цементного камня за обсадной колонной, при необходимости исследования поведения состава при контакте с металлом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Фиговский, О.Л. Жидкое стекло и водные растворы силикатов, как перспективная основа технологических процессов получения новых нанокomпозиционных материалов. / О.Л. Фиговский, П.Г. Кудрявцев // Инженерный вестник Дона. - 2014. - Т. 29. - № 2. - С. 117.
2. Шабанова Н.А. Саркисов П. Д. Основы золь-гель технологии нанодисперсного кремнезема. – М.: ИКЦ «Академкнига», 2004. – 208 с.
3. Bergna, H.E. Colloidal Silica. Fundamentals and Application / H.E. Bergna, W.O. Roberts. – Boca Raton: Taylor and Francis, 2006. – 895 p.
4. Лозин Е.В., Хлебников В.Н. Применение коллоидных реагентов в нефтедобыче. – Уфа: изд. Башнипинефть. – 2003. - 236 с.
5. Jurinak J.J., Summers L.E. Oilfield applications of colloidal silica gel. SPE 18505, November 1991.
6. Воюцкий С.С. Курс коллоидной химии. Изд. 2-е, перераб. и доп. – М., «Химия». – 1976. – 512 с.
7. Крупин, С.В. Гели и студни в нефтепромысловом деле: методические указания / сост. С.В. Крупин. - Изд-во Казан. гос. технол. ун-та. - Казань, 2008. - 56 с.
8. Кудина Е.Ф., Неверов А.С., Печерский Г.Г., Воробьев Ю.А. Способ определения прочности гелеобразных продуктов / Патент на изобретение RU 2417360 С2, 27.04.2011. Заявка № 2009101574/28 от 19.01.2009.
9. Харитонов А.О. Коллоидно-химические основы создания водоограничительного материала на основе высокомолекулярных

растворимых стекол для повышения нефтеотдачи пласта: Дис. канд. техн. наук. – Казань, 2002. – 139 с.

10. Булидорова Г.В., Крупин С.В. Кинетика впитывания компонентов водоограничительной композиции на основе катионного полиэлектролита в модельную дисперсную систему / Вестник Казанского технологического университета. 2013. Т. 16. № 2. С. 96-98.

УДК 622.244.4

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОФИЛЯ СКОРОСТЕЙ ПРИ ДВИЖЕНИИ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СКВАЖИНЕ

В.И. Никитин, В.В. Живаева, М.Г. Казазян, Д.А. Кабаева

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244,
bngssamgtu@mail.ru*

В данной статье представлено обоснование построения математической модели движения буровой промывочной жидкости в кольцевом пространстве скважины. В качестве реологической модели текучей среды выбрана наиболее универсальная модель, описывающая наибольшее количество параметров неньютоновской жидкости – трёхпараметрическая модель Гершеля-Балкли. Актуальность данного исследования обосновывается влиянием вида профиля скорости восходящего потока промывочной жидкости на качество выноса шлама при очистке ствола скважины. В связи с высокой математической сложностью решения дифференциальных уравнений движения, использован пакет символьных вычислений Wolfram Mathematica, с реализацией поиска численного решения для нахождения профиля скоростей.

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, буровой раствор, реологические модели, качество выноса шлама, математическое моделирование, профили скоростей.

Применение буровых промывочных жидкостей является неотъемлемой частью при бурении нефтяных скважин. Множество функций, выполняемых промывочными системами позволяют обеспечивать безопасное и безаварийное ведение буровых работ. Выбору промывочных жидкостей посвящается большое количество исследований. При проектировании процесса бурения рассматривается вопрос о выборе жидкости, обеспечивающей наилучший вынос шлама, допустимое давление

на пласт и соответствующее по физико-химическим свойствам интервалу разбуhrиваемой породы. Моделирование рецептур буровых промывочных жидкостей является важной, затруднительной задачей в связи с необходимостью математического учета химических взаимодействий реагентов, разнообразие производителей материалов для буровых растворов также осложняют данный процесс [3]. В частных случаях моделирование рецептур позволяет сэкономить время и средства при проектировании промывочной жидкости, удовлетворяющей требуемым параметрам. Моделирование движения буровых промывочных жидкостей в скважине позволяет произвести оценку таких параметров как динамические давления и качество выноса шлама по профилю скоростей. Наличие адекватных математических моделей является важным инструментом в процессе оптимизации процесса промывки скважины и выбора бурового раствора с наилучшими показателями для конкретных условий бурения.

При построении профилей скоростей движения различных технологических жидкостей могут быть использованы следующие реологические модели: Ньютоновская модель, модель Шведова-Бингама (вязкопластичная), модель Освальда-де Ваале (степенная), модель Гершеля-Балкли. В работах [1],[6],[8] представлены профили скоростей при движении в трубе круглого сечения и кольцевом пространстве для ньютоновской, вязкопластичной, степенной модели. Данные модели имеют ограничения в применении к движению буровых промывочных систем [4]. Современные промывочные жидкости имеют начальное напряжение сдвига тенденцию к изменению вязкости при различных скоростях сдвига. Данные параметры учитываются только в модели Гершеля-Балкли:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n, \quad (1)$$

τ – напряжение сдвига, $\dot{\gamma}$ – скорость сдвига, K - индекс консистенции, n – показатель неньютоновского поведения (нелинейности), τ_0 - начальное напряжение сдвига.

Для нахождения профиля скоростей в кольцевом пространстве необходимо решать следующую систему уравнений, где в качестве уравнения состояния выбирается реологическая модель (1):

$$\rho\omega \frac{\partial\omega}{\partial z} + \frac{\partial p}{\partial z} = \rho g + \frac{1}{r} \frac{\partial r\tau}{\partial r},$$

$$\frac{\partial\omega}{\partial z} = 0, \quad (2)$$

$$\rho = const,$$

где ρ - плотность жидкости, ω - компонента скорости вдоль координаты z , сонаправленной с осью трубы, r – радиальная координата.

Граничные условия для системы уравнений (1) - (2) при движении в кольцевом канале имеют вид:

$$\begin{aligned} \omega = 0, r = R_1 = d_{in}/2; \\ \omega = 0, r = R_2 = d_{ex}/2; \end{aligned} \quad (3)$$

$$\begin{aligned} p = p_1, \quad z = 0; \\ p = p_2, \quad z = L. \end{aligned}$$

где R_1 – внешний радиус бурильных труб, R_2 - радиус скважины, d_{in}, d_{ex} – соответствующие диаметры, L - длина рассматриваемого участка скважины. Схема кольцевого пространства, соответствующая постановке задачи, представлена на рисунке 1а. Решение системы уравнений (1) - (2) с граничными условиями (3) имеет актуальность и практическое применение при проектировании процесса промывки скважины от выбуренной породы. Согласно выдвинутой гипотезе Джона Митчелла [2], по виду профиля скоростей можно оценивать качество выноса шлама. При этом плоский профиль скоростей может более предпочтителен для выноса шлама, в то время как вытянутый профиль приводит к циркуляции шлама в кольцевом пространстве с последующим скоплением у стенок. На рисунке 1б) представлены типовые виды профиля скоростей, где кривая 1 соответствует более плоскому профилю, что способствует наилучшему выносу шлама, а кривая 2 более вытянутому профилю, который хуже влияет на эффективность очистки шлама.

Так как математически задача сводится к решению дифференциальных уравнений с граничными условиями, то поиск аналитического решения является затруднительной задачей. Исходя из этого принято решение по применению функций для численного решения систем дифференциальных уравнений, реализованных в пакете символьных вычислений Wolfram Mathematica [5].

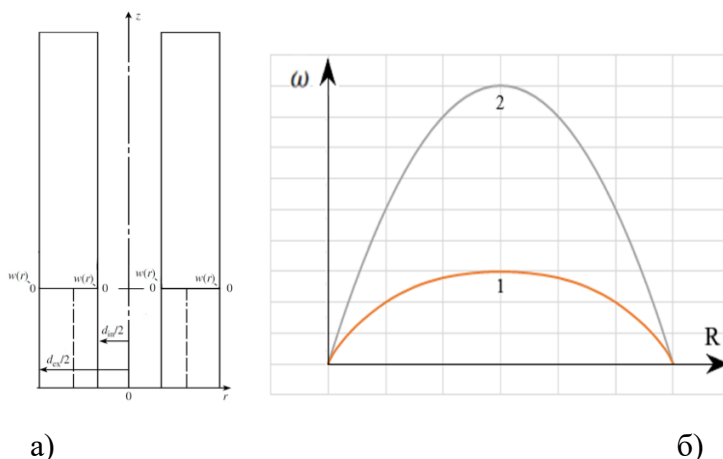


Рисунок 1 - а) –схема кольцевого пространства; б) – плоский (1) и вытянутый (2) профиль скоростей.

Реологическими параметрами модели (1), влияющими на вид профиля скорости в кольцевом пространстве являются статическое напряжение сдвига, коэффициент консистенции и показатель нелинейности. Данные реологические параметры могут быть получены с использованием современных реометров, например Anton Paar серии MCR, Вискозиметр Брукфильда DV2T. Особенность определения показателя нелинейности заключается в необходимости достаточно точного измерения изменения касательных напряжений от скоростей сдвига. В качестве входных параметров для решения системы дифференциальных уравнений использовались параметры буровых промывочных жидкостей, измеренные на вискозиметре, работающему по принципу течения Куэтта, представленные в исследовании Шарафутдинова З.З. [7]. Данные параметры представлены в таблице 1. При этом, так как рассматривается жидкость, не на начальном этапе движения, в качестве параметра τ_0 модели (1) взят показатель статического напряжения сдвига за 10 с.

Численное решение для профиля скоростей было получено в виде табличной зависимости значения скорости от радиальной компоненты $\omega(r)$, где $R_1 < r < R_2$. Графически результаты представлены на рисунке 2. Профили скоростей представлены с безразмерном, отнормированном виде $\omega(r)/\bar{\omega}$, позволяющем визуально оценить вид профиля скоростей. Установлено что профили скоростей для жидкостей 1-3 имеют вытянутый вид, в то время как профили скоростей жидкостей 4-6 имеют более плоский профиль. Для тестируемых жидкостей можно сделать вывод, что жидкости 4-6 имеют тенденцию к большей эффективности выноса шлама.

Можно отметить, что полученный вид графиков с рисунка 2 имеет тенденцию к смещению к оси бурильных труб, данная тенденция соответствует результатам, представленным в работах [1], [8], полученным для модели степенной жидкости. Значительным отличием полученного решения для модели Гершеля Балкли от классической степенной модели является зависимость профиля скорости от показателя нелинейности n . Для степенной модели установлено, что снижение показателя n приводит к наличию плоского профиля скоростей, в то время как для модели Гершеля-Балкли данное утверждение не является истиной. Данный факт обосновывается тем, что при решении системы уравнений движения для данного типа жидкости вклад вносят все три параметра реологической модели τ_0, K, n . И плоский профиль скоростей достигим лишь при определённых их комбинациях. Задача по определению оптимальных диапазонов данных реологических параметров требует дополнительного экспериментального определения данных реологических параметров для разных типов буровых промывочных систем, с дальнейшим проведением численного эксперимента и статической обработки данных.

Таблица 1

№	Структурообразователь	С, %	Статическое напряжение сдвига, Па		Консистенция, К Па·с ⁿ	Показатель нелинейности n
			10с	10 мин		
1.	СМС HV+РАС R	0,1+0,15	3,5	4,5	14,80	0,18
2.	СМС LV+РАС L	0,15+0,15	1,2	3,7	12,70	0,17
3.	Varazan+РАС R	0,05+0,15	3,3	4,1	12,31	0,18
4.	Глицерин+СМС LV	3,0+0,35	1,5	2,3	3,97	0,24
5.	Глицерин+РАС L	3,0+0,35	1,2	2,1	2,98	0,30
6.	СМС LV+EZ MUD	0,35+0,05	1,1	1,2	2,39	0,36

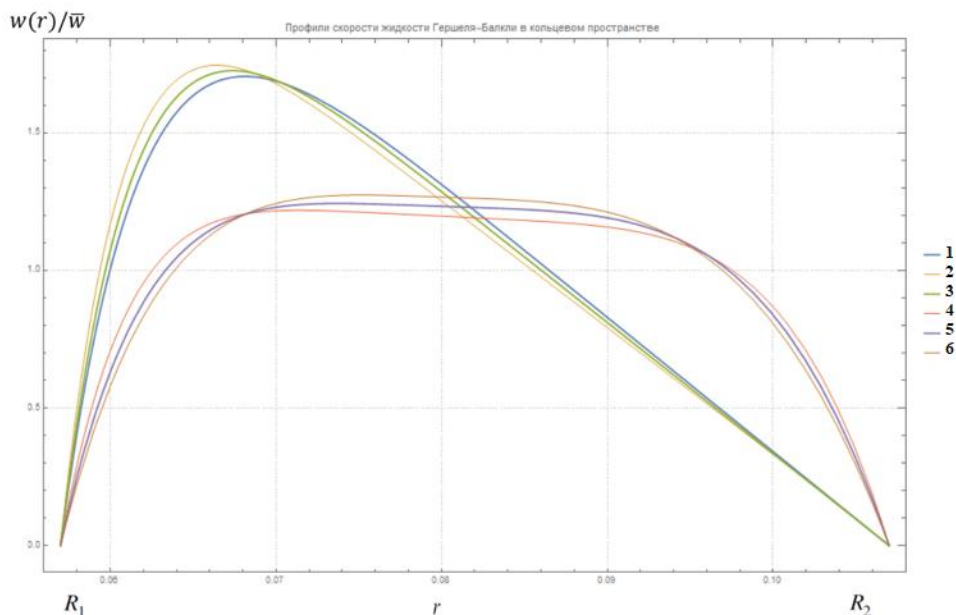


Рисунок 2 – График рассчитанных профилей скоростей в кольцевом пространстве

В результате исследований, получено решение математической модели движения жидкости Гершеля-Балкли в затрубном пространстве скважины. Решение найдено в численном виде с использованием языка символьных вычислений языке символьных вычислений Wolfram Mathematica. Тестирование написанной программы показало её состоятельность и пригодность для дальнейшего использования. Разработанный подход можно использовать для численного тестирования буровых промывочных жидкостей с целью оценки качества выноса шлама по профилю скоростей. По результатам исследований можно выбрать жидкость с наилучшими показателями по выносу шлама.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Гидроаэромеханика в бурении: Учебник для вузов. - М.: Недра, 1987. – 304 с.
2. Митчелл, Дж. Безаварийное бурение: курс лекций к тренингу / Дж. Митчелл. – Хьюстон: Дрилберт Инжиниринг Инк., 2001. – 279 с.
3. Никитин, В.И. Применение методов математического моделирования для управления свойствами буровых растворов / В.И. Никитин, В.В. Живаева // Ашировские чтения: Сб.трудов

- Международной научно-практической конференции – Самара: Самар.гос.техн.ун-т, 2015. – С.81-85.
4. Никитин, В.И. Обоснование поиска профиля скоростей жидкости реологической модели Гершеля-Балкли при движении в кольцевом пространстве / В.И. Никитин, Д.А. Кабаева // Булатовские чтения 2021. Материалы V Международной научно-практической конференции Т.2. С- 354-356.
 5. Папуша, А. Н. Транспорт нефти и газа подводными трубопроводами. Проектные расчеты в компьютерной среде Mathematica / А. Н. Папуша. — Москва, Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика, Ижевский институт компьютерных исследований, 2011. — 388 с.
 6. Цивинский Д. Н. Расчет динамики течения жидкости и гидравлического сопротивления при проведении спускоподъемных операций в скважине: учеб. пособие / Д. Н. Цивинский, Самар.гос.техн.ун-т, Бурение нефтяных и газовых скважин. - Самара: 2015. - 216с.
 7. Шарафутдинов, З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова/ Электронный научный журнал «Нефтегазовое Дело». – 2004. -№1, - 21 С.
 8. Leonov E.G., Isaev V.I. Applied hydroaeromechanics in oil and gas drilling. – Moscow Gubkin State University of Oil and Gas, 2010. – 443 p.

УДК 622.244.5

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В ЗАВИСИМОСТИ ОТ ПОДВИЖНОСТИ ФИЛЬТРАТА ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ

В. И. Никитин, А.Е. Коновалова, Д.А. Климанова

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244 ,
bngssamgtu@mail.ru*

В данной работе рассматриваются характеристики насыщения призабойной зоне пласта фильтратом буровой промывочной жидкости в зависимости от её подвижности в пласте. Методы математического

моделирования основаны на применении теории Баклея-Левретта с методом Велджа для расчета показателей вытеснения нефти из призабойной зоны пласта при первичном вскрытии. Результаты применения данного метода могут применяться при проектировании процесса вскрытия продуктивного пласта и выборе промывочной жидкости. Управление параметром подвижности фильтраата может привести к снижению негативного воздействия фильтраата на проницаемость призабойной зоны.

Ключевые слова: буровые промывочные жидкости, буровой раствор, вскрытие продуктивных пластов, проникновение фильтраата, математическое моделирование.

При первичном и вторичном вскрытии продуктивных пластов большое внимание уделяется буровым промывочным жидкостям, их характеристикам и свойствам фильтраата. Буровые промывочные жидкости стараются выбирать из горно-геологических условий, а свойства фильтраата из условий совместимости с пластовым флюидом [1]. Правильный выбор промывочной жидкости позволяет повысить качество вскрытия пласта, а, следовательно, способствует беспрепятственной добычи нефти. Так как характеристики проникновения фильтраата в пласт зависят от параметров пласта, пластового флюида и свойств фильтраата [2], то можно рассматривать процесс фильтрации в зависимости от этих свойств. В теории фильтрации существует комплексный параметр, называемый подвижностью флюида в поровом пространстве пласта. В данной работе рассматриваются характеристики насыщения призабойной зоне пласта фильтраатом буровой промывочной жидкости в зависимости от её подвижности в пласте. Управление данным параметром может привести к снижению негативного воздействия фильтраата на проницаемость призабойной зоны.

В теории двухфазной фильтрации подвижность жидкой фазы определяется как отношение эффективной фазовой проницаемости к фазовой вязкости. Подвижности для газовой, водной и нефтяной фазы соответственно равны:

$$\lambda_w = \frac{k_w}{\mu_w}, \quad (1)$$

$$\lambda_o = \frac{k_o}{\mu_o}, \quad (2)$$

μ – динамическая вязкость фазы, k – относительная фазовая проницаемость, индекс w обозначает – водную фазу, o – нефтяную. Таким образом, относительная подвижность определяется как относительная проницаемость, деленная на вязкость [5]. На основании понятия подвижности, в теории двухфазной фильтрации вводится понятие

коэффициента подвижности. Коэффициент подвижности определяется как подвижность вытесняющей жидкости за фронтом вытеснения, деленная на подвижность вытесняемой жидкости перед фронтом, таким образом. Тогда в задаче проникновения водной фазы в нефтяной пласт, коэффициент подвижности определяется как:

$$M = \frac{\lambda_w}{\lambda_o} \quad (3)$$

Одним из наиболее широко используемых методов оценки продвижения фронта вытеснения жидкости в процессе фильтрации несмешивающихся жидкостей является метод Баклея-Леверетта [4]. Тогда в процессе проникновения фильтрата в нефтенасыщенный пласт – водную фазу представляет фильтрат. И можно индекс w отождествить с индексом f – обозначающим фильтрат. Тогда с учетом понятия коэффициента подвижности (3) функция Баклея-Леверетта примет вид:

$$f_w = \frac{1}{1 + \frac{k_{o\mu_w}}{k_w\mu_o}} = \frac{1}{1 + \frac{\lambda_o}{\lambda_w}} = \frac{1}{1 + \frac{1}{M}} \quad (4)$$

С использованием метода Велджа [5], применимо к анализу функции Баклея-Леверетта можно определить следующие характеристики:

- Насыщенность фронта вытеснения
- Среднюю насыщенность водной фазой за фронтом
- Долю водной фазы при двухфазной фильтрации

Данный метод может быть применим при анализе состояния призабойной зоны пласта при первичном вскрытии с использованием буровых растворов на водной основе. Результаты использования данного метода могут быть учтены при проектировании процесса вскрытия продуктивного пласта и выборе промывочной жидкости. Управление свойствами фильтрата, такими как вязкость, межфазное натяжение и таким комплексным параметром как подвижность в пласте могут привести к снижению доли водной фазы в призабойной зоне пласта при первичном вскрытии, что окажет благоприятный эффект на дальнейшую добычу нефти.

Актуальной можно считать задачу по определению влияния коэффициента подвижности фильтрата на глубину его проникновения в пласт и насыщенность. Для этого, можно провести численный эксперимент с использованием методов математического моделирования по определению насыщенности и глубины проникновения фильтрата в пласт [3]. Буровые промывочные жидкости различных типов могут иметь одинаковый показатель фильтрации, при этом имея различные вязкости

фильтрата и межфазное натяжение [6]. Следствием этого являются различные проницаемости породы для фильтратов, и различные коэффициенты подвижности. Для проведения численного эксперимента были взяты фиксированные значения объёма фильтрата проникающего в пласт, $0,003 \text{ м}^3$ в час, что соответствует водоотдаче современных полимерных систем. Пористость породы составляла 22 %. Радиус скважины взят $0,11 \text{ м}$. Начальная насыщенность водной фазой в среднем составляет 6%. Максимальную насыщенность фильтратом примем за 100%. Динамическая вязкость нефти плотностью 819 кг/м^3 составляет $3,397 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Проницаемость для нефти составляет $0,642 \text{ мкм}^2$. Коэффициент подвижности фильтрата варьировался от 0,5 до 3. Результаты расчетов представлены на рисунке 1.

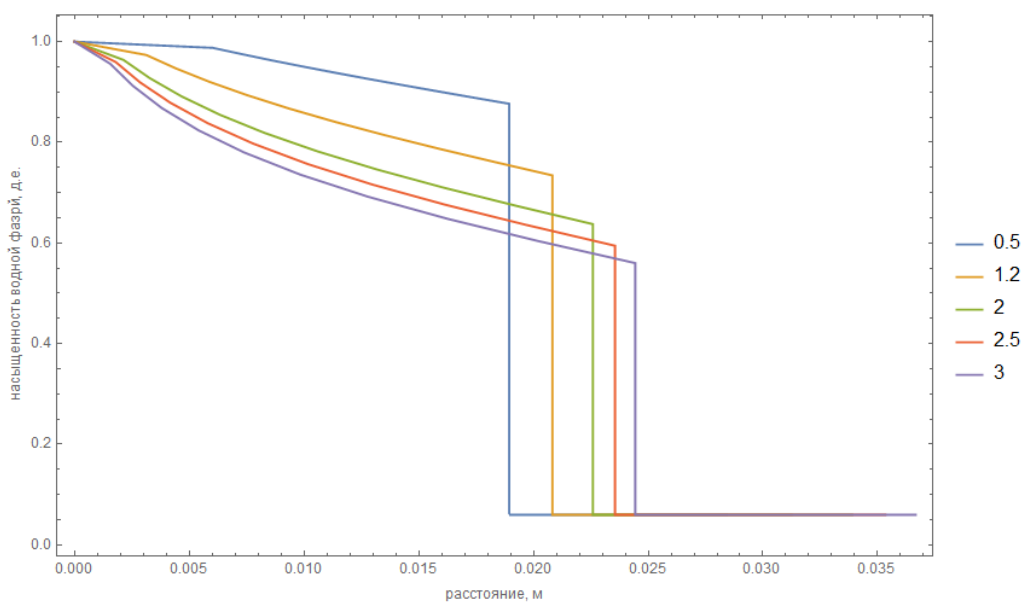


Рисунок 1 – Насыщенность и глубина проникновения фильтрата в пласт при различных значениях коэффициента подвижности фильтрата

По графику видно, что исходя из входных параметров максимальная насыщенность наблюдается у стенки скважины, далее насыщенность постепенно снижается до фронтальной. Моделирование насыщенности ниже фронтальной, то есть моделирование стабилизационной зоны представленными методами невозможно в связи со сложностью описания данной зоны. Поэтому после фронтальной насыщенности, насыщенность водной фазой соответствует проценту пластовой воды, введённому при расчетах. Установлено, что высокие показатели подвижности фильтрата влияют на его более глубокое проникновение в пласт с меньшей средней насыщенностью. Снижение подвижности, то есть увеличение вязкости фильтрата и снижение проницаемости для него позволяет сосредоточить

фильтрат в призабойной зоне что может благоприятно сказаться при обработке призабойной зоны с целью извлечения фильтрата или проведения гидроразрыва пласта, при котором будут раскрыты дополнительные трещиноватые каналы, не поражённые фильтратом буровой промывочной жидкости. Снижение водоотдачи буровых растворов снижает их объём проникновения в пласт и глубину проникновения в горную породу, отсчитывая от стенки скважины. Полученные результаты могут быть использованы для изменения свойств фильтрата с целью сохранения фильтрационных свойств пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крысин, Н. И. Повышение скоростей бурения и дебитов нефтегазовых скважин. Разработка и совершенствование составов буровых растворов, технологий и технических средств первичного и вторичного вскрытия продуктивных пластов: монография / Н. И. Крысин, Т. Н. Крапивина. — Москва: Инфра-Инженерия, 2018. — 340 с.
2. Нечаева, О.А. Управление свойствами фильтрата буровой промывочной жидкости для сохранения коллекторских свойств пласта / О.А. Нечаева, В.И. Никитин, Н.А. Фесенко // Булатовские чтения. – 2020. – Т.3. – С. -260.
3. Никитин, В.И. Применение расчетного критерия для выбора жидкости вскрытия продуктивного пласта / В.И. Никитин, В.В. Живаева, О.А. Нечаева // Нефть. Газ. Новации. – 2018. -№6. – С. 48-50.
4. Савенок, О.В. Разработка нефтяных и газовых месторождений : учеб. пособие/ О.В. Савенок, А.А. Ладенко.-Краснодар: Изд. ФГБОУ «КубГТУ», 2019.-275 С.
5. J. R. Franchi, Principles of Applied Reservoir Simulation, Amsterdam: Elsevier, 2006.
6. Nikitin, V.I. Influence of capillary pressure on the restoration of the bottomhole zone permeability at the filtrate-oil interfacial phase/V.I. Nikitin, V.V. Zhivaeva, O.A. Nechaeva, E.A. Kamaeva // Topical Issues of Rational Use of Natural Resources, Volume 2, 2019. P 558-562.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ СИСТЕМ

В. И. Никитин, С.Ю. Милькова, К.В. Парфенов

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244*

В данной статье обсуждаются особенности определения реологических параметров некоторых технологических жидкостей, в частности буровых растворов. Из-за сложной структуры полидисперсных систем значение вязкости не является постоянным в различных диапазонах скоростей сдвига. Для повышения точности расчетов во время решения научных задач необходимо использовать наиболее точное значение вязкости, которое зависит от скорости сдвига. Определение этой зависимости является нетривиальной задачей, пути решения которой обсуждаются в данной статье.

Ключевые слова: реология, вязкость, буровые промывочные жидкости.

Специалисты нефтегазовой отрасли непрерывно имеют дело с технологическими и природными жидкостями, которые зачастую описываются законами движения неньютоновской среды. Например, буровые промывочные жидкости, тампонажные среды, буферные жидкости, высоковязкие нефти чаще всего описываются реологической моделью неньютоновской среды, называемой модифицированным степенным законом или законом Гершеля-Балкли [2]. Данные среды имеют наиболее сложное реологическое описание в отличии от ньютоновских или водоподобных сред. Помимо статического и динамического напряжения сдвига псевдопластичные среды имеют тенденцию к разжижению, а дилатантные, наоборот к загустеванию. Исходя из этих соображений введено понятие – эффективная вязкость, то есть вязкость жидкости при определенных скоростях сдвига и условиях. Такой параметр как эффективная вязкость при определённых скоростях сдвига измеряется достаточно точно только при наличии специализированного и достаточно дорогого оборудования.

Буровые промывочные жидкости принято описывать моделями неньютоновских сред, наиболее подходящими из которых являются модель Шведова-Бингама (вязкопластичная жидкость) и модель Гершеля-Балкли. Данный факт объясняется тем, что обе модели учитывают начальное напряжение сдвига, присущее всем промывочным жидкостям.

Математическая модель Шведова-Бингама (вязкопластичная жидкость, ВПЖ), имеет вид:

$$\tau = \tau_0 + \eta\dot{\gamma}, \quad (1)$$

где τ - сдвиговое напряжение, τ_0 - начальное напряжение сдвига, η - пластическая вязкость, $\dot{\gamma}$ - скорость сдвига. Из уравнения (1) видно, что в отличие от ньютоновской среды, с уравнением в нём учитывается начальное напряжение сдвига.

$$\tau = \eta\dot{\gamma},$$

Математическая модель Гершеля-Балкли имеет вид:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma}^n \quad (2)$$

где K - коэффициент консистенции, n - показатель нелинейности. По виду уравнения (2) понятно, что показатель нелинейности n отвечает за изменение вязкости при изменении скорости сдвига. Сравнение типовых видов графиков вязкопластичной среды и среды Гершеля-Балкли приведены на рисунке 1.

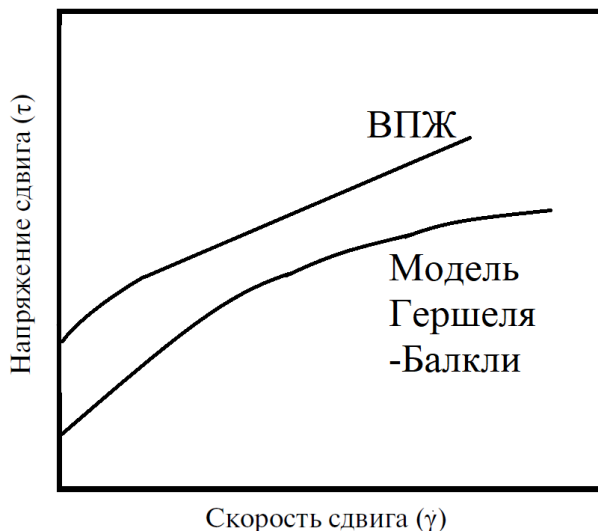


Рисунок 1. - Типовой вид реологических кривых неньютоновских моделей.

Экспериментальные исследования доказывают, что большинство современных промысловых систем имеют тенденцию к разжижению при сдвиге, что называют проявлением псевдопластичных свойств. Анализ графиков показывает, что в то время как для вязкопластичной среды изменение вязкости и тенденция к разжижению наблюдается только при низких скоростях сдвига, при которых разрушается структура, то для жидкостей типа Гершеля-Балкли изменение угла наклона кривой может продолжаться в широких значениях скоростей сдвига. И тогда определение значения эффективной вязкости может привести к наиболее точным расчетам.

В работе [1] имеется рассмотрение частного случая вычисления эффективной вязкости при совпадении модели Гершеля-Балкли с вязкопластичной средой, то есть при выполнении условия (3):

$$\begin{cases} \tau_0 \neq 0 \\ n = 1 \end{cases} \quad (3)$$

для уравнения (2).

С учетом (3) реологическое уравнение (4) приобретает вид:

$$\tau = \tau_0 + K\dot{\gamma} \quad (4)$$

Тогда для скоростей сдвига справедливо выполнение следующего выражения:

$$\dot{\gamma} = \begin{cases} \frac{(\tau - \tau_0)}{K}, \tau > \tau_0, \\ 0, \tau \leq \tau_0. \end{cases} \quad (5)$$

При этом считается для данной модели реологический параметр K равен динамической вязкости μ при $\tau_0 = 0$. При скорости сдвига стремящейся к бесконечности, величина K совпадает с эффективной вязкостью, $\mu_{\text{эфф.}}$, определяемой как для ньютоновской среды, отношением полных напряжений к скорости сдвига:

$$\mu_{\text{эфф.}} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = \frac{\tau_0 + K\dot{\gamma}}{\dot{\gamma}} = \frac{\tau_0}{\dot{\gamma}} + K \quad (6)$$

Данный вывод также подтверждается исследованием, посвященным разработке методики расчета эффективной вязкости нефти в промысловых трубопроводах [3]. Аналогично выводам (2.3) - (2.5) выводится формула для эффективной вязкости при реологическом описании жидкости моделью Гершеля – Балкли, получим:

$$\mu_{\text{эфф.}} = \frac{\tau}{\dot{\gamma}} = \frac{\tau_0 + K\dot{\gamma}^n}{\dot{\gamma}} \quad (7)$$

Данная формула соответствует представлению о понятии молекулярной вязкости из работ [4, 5]. Следовательно, кривую эффективной вязкости по уравнению (7) для жидкости типа Гершеля-Балкли, можно строить в качестве дополнения к реологической кривой уравнения (2). Причем из-за наличия скорости сдвига $\dot{\gamma}$ в знаменателе уравнения (7) вид кривой будет иметь асимптотический характер. Пример построения кривой эффективной вязкости к реологической модели показан на рисунках 2 и 3. Где на рисунке 2 изображена реологическая кривая псевдопластичной жидкости – полимерной промысловочной жидкости в диапазоне скоростей сдвига от 0 до 300 с⁻¹. На рисунке 3 изображена кривая

эффективной вязкости, соответствующей реологической кривой с рисунка 2. Значения эффективной вязкости были получены с использованием формулы (7).

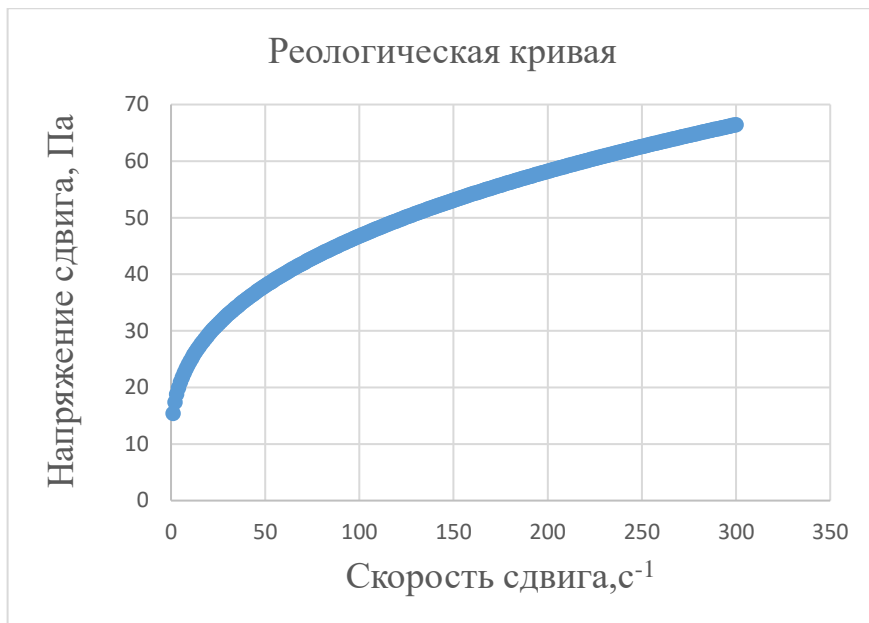


Рисунок 2 - Рейологическая кривая полимерной промывочной жидкости

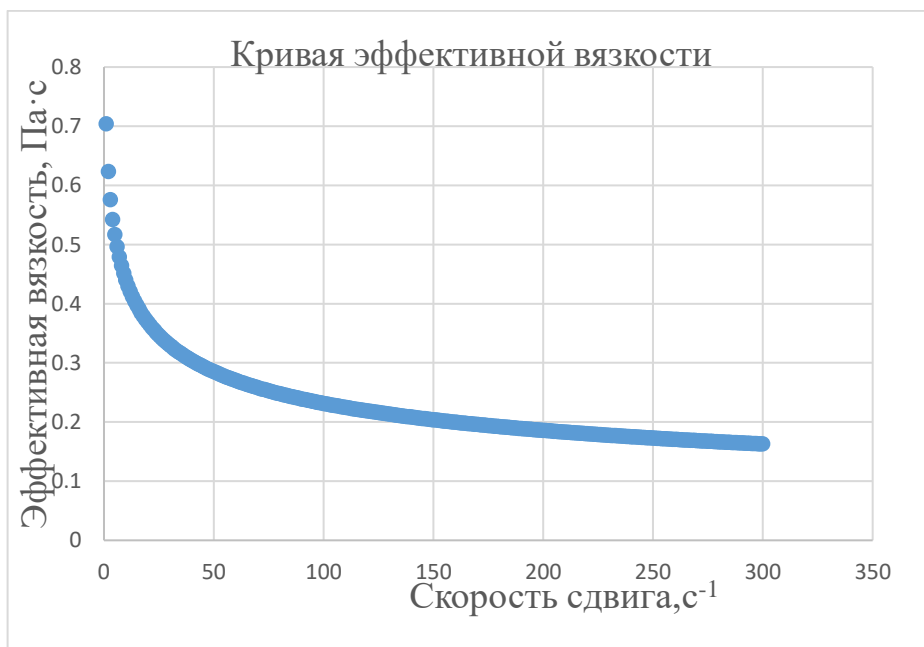


Рисунок 3. - Кривая эффективной вязкости

Кривая эффективной вязкости соответствует типу жидкости и имеет тенденцию к снижению вязкости при росте скорости сдвига, что соответствует характеру движения псевдопластичной жидкости.

Данная статья посвящена вопросу изучения реологических особенностей жидкостей со сложной структурой. Рассмотрены реологические модели наиболее применимые к буровым промывочным жидкостям, приведены уравнения, по которым можно получить значения эффективной вязкости как функции от скорости сдвига. Вычисленная при помощи данного подхода эффективная вязкость бурового раствора может повысить точность расчетов, если при моделировании технологического процесса с учетом скорости сдвига учитывать вязкость ей соответствующую.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Астафьев, В.И. Динамика неустойчивых процессов заводнения нефтяных пластов и фильтрация при наличии трещин в поровом объеме/ В.И Астафьев и др. – Самара: АНО «Издательство СНЦ», 2019. – 192с.
2. Никитин В. И. Механика жидкостей и газов: учеб. пособие / В. И. Никитин, Самар.гос.техн.ун-т, Бурение нефтяных и газовых скважин. - Самара: 2017. - 63с.
3. Терещенко, Р.Е. Расчет гидравлических сопротивлений при транспорте высоковязких неньютоновских жидкостей по трубопроводам / Проблемы геологии и освоения недр: сб. трудов конференции. – 2013. – С. 490-492.
4. Шарафутдинов, З.З. Буровые и тампонажные растворы: Теория и практика:Справ. / З.З.Шарафутдинов,Ф.А.Чегодаев,Р.З.Шарафутдинова.- Спб., Проффессионал, 2007.- 415 с.
5. Шарафутдинов, З.З. Буровые растворы на водной основе и управление их реологическими параметрами // З.З. Шарафутдинов, Р.З. Шарафутдинова / Электронный научный журнал «Нефтегазовое Дело». – 2004. -№1, - 21 с.

**КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ
ПРИЖИМНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ В УСТАНОВКЕ ДЛЯ
МОДЕЛИРОВАНИЯ ГОРНЫХ НАПРЯЖЕНИЙ**

А.А. Подъячев., П.Н. Букин, К.В. Сюраева

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Россия, 443100, ул. Молодогвардейская, 244 ,
bngssamgtu@mail.ru*

На сегодняшний день абсолютное большинство лабораторий в нашей стране, где проводят исследования кернового материала с целью определения прочностных характеристик в условиях всестороннего сжатия, используют методики, предполагающие псевдотрехосное нагружение. Главным недостатком такого подхода является то, что вводимое допущение равнозначных горизонтальных напряжений чаще всего не соответствует действительности. В данной статье приведены и описаны результаты моделирования кинематической схемы, позволяющей обеспечивать независимое трехосное нагружение керна, тем самым создавая истинные пластовые условия.

Ключевые слова: моделирование, независимое трехосное сжатие, геомеханика, исследование керна, механические свойства, горная порода, предел текучести.

Современные способы добычи нефти и газа все больше зависят от технологий строительства наклонных и горизонтальных скважин. При сооружении таких скважин часто возникают осложнения, связанные с устойчивостью ствола, которые зависят, как и от геологического строения, так и от свойств горной породы, слагающих этот разрез. Чтобы уменьшить количество осложнений и время строительства скважины, необходимо смоделировать условия напряженного состояния горной породы, залегающей на интересующей нас глубине. Для этого недостаточно компьютерных моделей, так как во многом они не учитывают анизотропию горных пород, да и их реалистичность и правдивость все равно необходимо проверять в реальных условиях.

Для воссоздания реальных условий используют установки по нагружению горной породы. Они могут воссоздавать как приближенные условия (псевдотрехосное сжатие), так и реальные (истинное трехосное сжатие). Установки псевдотрехосного сжатия- стабилметры, широко используются на практике, однако испытание цилиндрического образца грунта в стабилметре не позволяет провести исследование с произвольно изменяемыми нормальными напряжениями по трем взаимно перпендикулярным осям X, Y, Z. Поэтому приоритетнее использовать

установки истинного трехосного сжатия, хоть они и сложнее в конструкции и проведении опыта.

Нами разработана установка независимого трехосного нагружения, которая работает по схеме установок с многоупорными системами, где нагрузки, создаются гидроприводом или системой приводов и фиксированными опорами, а приложение нагрузки передается через жесткие плиты ($\sigma_1 \neq \sigma_2 \neq \sigma_3$). Рисунок 1

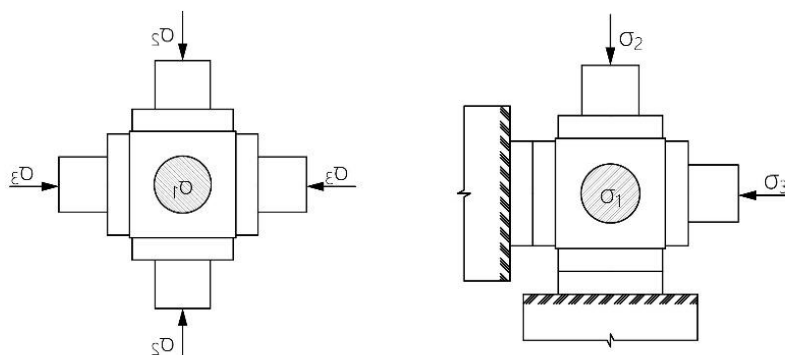


Рисунок 1 - Схема нагружения кубического образца

Для создания и реализации данной установки, необходимо было сконструировать упорно-прижимные элементы, а затем смоделировать их напряженное состояние в момент нагружения образца. Для этого была создана конечно-элементная модель в программе Ansys, которая состоит из 1049964 узлов и 669126 объемных элементов, имеющих по 3 степени свободы (перемещения по осям X, Y, Z) в каждом узле Рисунок 2

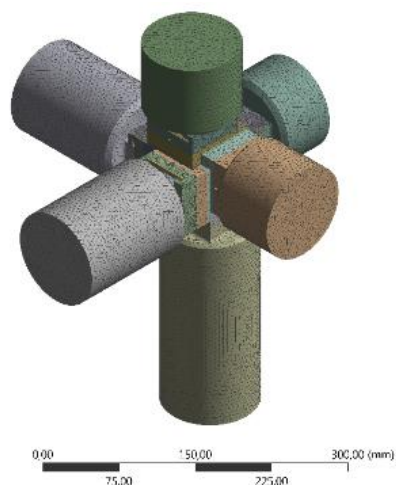


Рисунок 2 - Конечно-элементная модель прижимных элементов

Моделирование болтов проводилось упрощённым способом в виде цилиндров. Между цилиндрическими поверхностями болтов и другими деталями созданы контакты пары типа Bonded (связанные). В остальных случаях между деталями созданы контактные пары типа Frictional (фрикционные/с трением) с коэффициентом трения 0,1.

Механические свойства материала прижимных элементов, представлены в таблице 1:

Таблица 1 - Механические свойства материала элементов

Модуль упругости, E	2,13·10 ⁵ МПа
Коэффициент Пуассона	0,28
Предел текучести	330 МПа
Касательный модуль, E _t	0

Результаты суммарных напряжений показаны на графике (Рисунок 3) для времени 1 сек (соответствует полной нагрузке 30 т) и для времени 0,52 с (соответствует полной нагрузке 15,6 т), когда максимальная эквивалентная пластическая деформация равна 0,2 %. Время в статическом анализе – условная величина, показывающая какая часть заданной нагрузки приложена.

Приложенное усилие в 30 тонн (максимально допустимая нагрузка для прижимных элементов) соответствует глубине залегания 7000-8000 метром, что позволяет проводить испытание образцов практически всех скважин.

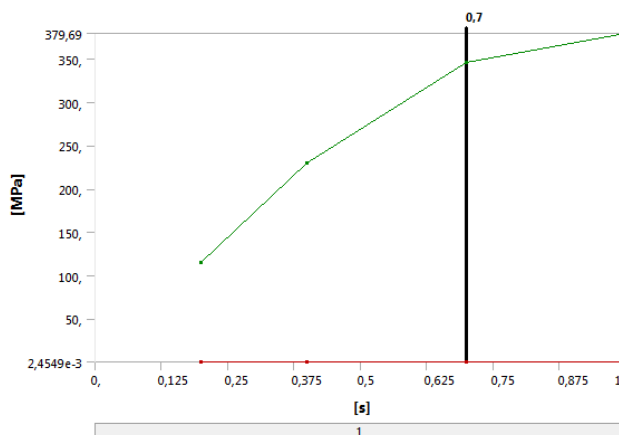


Рисунок 3 – График зависимости напряжений от времени

Важным условием проведения испытания является то, что все грани образца должны испытывать нагружение. Таким образом при исследовании

образцов имеющих пористость, например из пласта-коллектора, будет возникать сжатие образца и как следствие взаимопересечение прижимных элементов. Тем самым, для решения этой задачи, нами была выбрана схема уменьшающегося куба, недостатком которой является передачи части усилия каждой оси на соседние элементы. Возникающая реакция на соответствующих элементах представлена на рисунках 4,5,6 и таблицах 2,3,4.

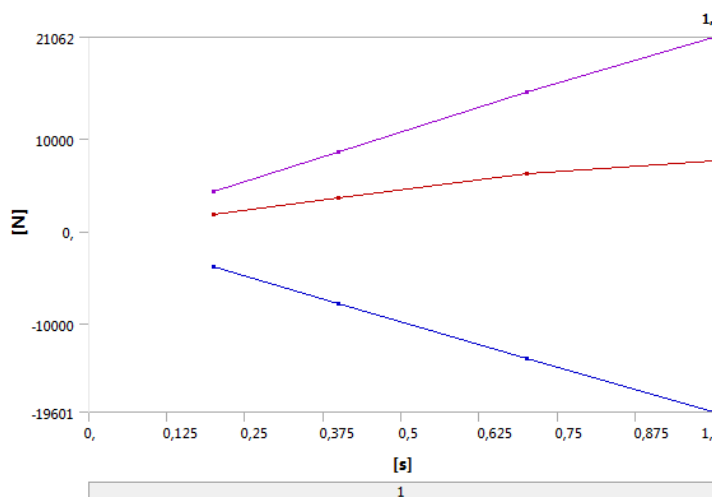


Рисунок 4 – Реакции на приложенные усилия по оси Y

Таблица 2 – Численные значения реакции по оси Y

Время [с]	Усилие реакции (X) [N]	Усилие реакции (Y) [N]	Усилие реакции (Z) [N]	Усилие реакции (Общая) [N]
0,2	1810,3	0,	-3883,	4284,2
0,4	3622,		-7807,9	8607,1
0,7	6234,		-13771	15116
1,	7709,5		-19601	21062

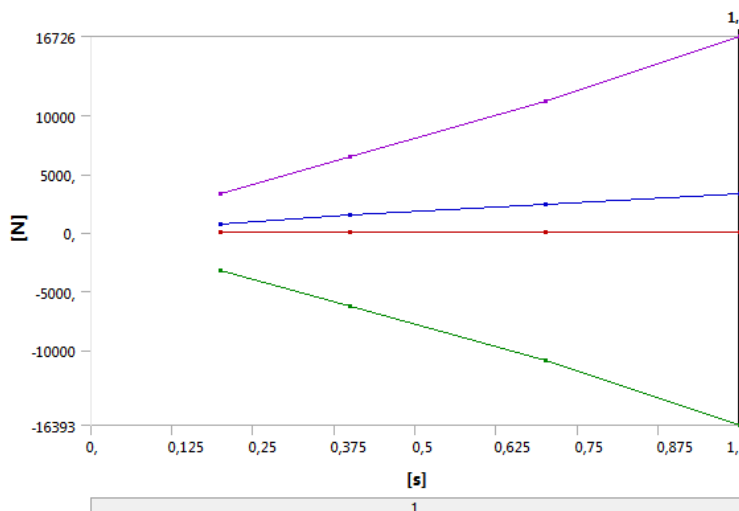


Рисунок 5 - Реакции на приложенные усилия по оси X

Таблица 3 - Численные значения реакции по оси X

Время [с]	Усилие реакции (X) [N]	Усилие реакции (Y) [N]	Усилие реакции (Z) [N]	Усилие реакции (Общая) [N]
0,2	0,	-3183,4	759,15	3272,7
0,4		-6287,3	1487,	6460,8
0,7		-10901	2462,	11175
1,		-16393	3320,9	16726

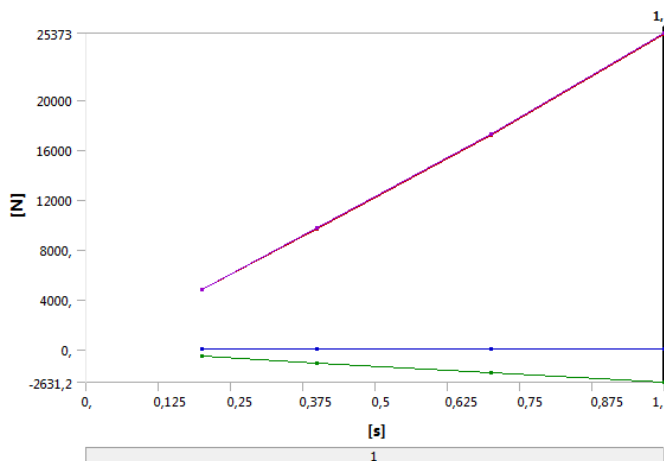


Рисунок 6 – Реакции на приложенные усилия по оси Z

Таблица 4 - Численные значения реакции по оси Z

Время [с]	Усилие реакции (X) [N]	Усилие реакции (Y) [N]	Усилие реакции (Z) [N]	Усилие реакции (Общая) [N]
0,2	4811,5	-570,65	0,	4845,2
0,4	9651,8	-1108,9		9715,3
0,7	17169	-1851,9		17269
1,	25236	-2631,2		25373

По результатам моделирования можно сделать вывод о необходимости наличия дополнительных упоров, позволяющих компенсировать нагрузку передаваемую на соседние элементы. Также важным является тот факт, что конструкция прижимных элементов, работающих по схеме уменьшающегося куба, позволяет решить поставленную задачу полного всестороннего перекрытия граней образца.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы определения механических свойств грунтов. Состояние вопроса [Текст]: монография / Г.Г. Болдырев. – Пенза: ПГУАС, 2008. – с. 391.
2. Karev, V. and Y. Kovalenko. 2012. Triaxial loading system as a tool for solving geotechnical problems of oil and gas production. In Kwasniewski, M., Li, X., and Takahashi, M. (eds.), True Triaxial Testing of rocks. Leiden: CRC Press/Balkema. P.301-310
3. Коваленко Ю.Ф. Геомеханика нефтяных и газовых скважин. дис: ... док.техн.наук: 01.02.04: защищена 01.03.12. М., - 2012. С. 42-76.
4. Обзор систем для проведения испытаний образца горной породы в условиях всестороннего нагружения. Нефть.Газ.Новации, № 10 (214) 2018 г., стр. 11-13

УДК 338.6

ЭТАПЫ РЕАЛИЗАЦИИ ПРЕДИНВЕСТИЦИОННОЙ ФАЗЫ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Л.Н. Смирнова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

smirnovamilan@mail.ru

Аннотация. Прединвестиционная фаза проекта решает две основные задачи: обоснование и принятие решения о целесообразности перехода к инвестиционной стадии проекта; разработка пакета предпроектной документации, необходимой для последующей проектной подготовки строительства. Этим задачам посвящена работа.

Ключевые слова: прединвестиционная фаза, предпроектная деятельность, предпроектная документация, инвестиции, инвестиционный замысел, инвестиционный климат и риски. проект технологии, индекс рентабельности

Прединвестиционная фаза проекта осуществляется, как правило, в три стадии/этапа, на каждой из которых проводятся исследования и разрабатываются соответствующие проектные документы.

Первый этап – исследование возможностей инвестирования (**Opportunity Studies**):

- Формируется программа прединвестиционных исследований;
- Проводится определение целей инвестирования;
- Определяется назначение и мощность объекта строительства
- Определяется номенклатура продукции;
- Определяется предварительное место (район) размещения объекта с учетом принципиальных требований и условий заказчика-застройщика;
- Разрабатываются, согласовываются и оформляются договоры на проведение прединвестиционных исследований.

На данном этапе на основе необходимых исследований и проработок определяются источники финансирования, условия и средства реализации поставленной цели с использованием максимально возможной информационной базы данных. Заказчиком-застройщиком проводится

оценка возможностей инвестирования и достижения намечаемых технико-экономических показателей.

На данной стадии могут разрабатываться технико-экономические соображения и/или инвестиционный замысел (цели инвестирования).

С учетом принятых на данном этапе решений Заказчик начинает подготовку Декларации (Ходатайства) о намерениях).

Второй этап прединвестиционной фазы – предпроектные исследования (**Pre- Feasibility Studies**).

На данном этапе предусматривается разработка Декларации (Ходатайства) о намерениях инвестирования в строительство предприятий, зданий и сооружений для предоставления в установленном порядке в местные органы исполнительной власти.

В этом документе производится выбор наиболее приемлемого варианта инвестирования в объект капитальных вложений (строительства), определение предварительных условий и места (района) размещения объекта и примерных технико-экономических показателей в пределах финансовых возможностей (ограничений) инвестора.

Материалы Декларации служат основанием для получения от соответствующего органа исполнительной власти предварительного согласования места размещения объекта (акта выбора участка) и получения предварительных технических условий.

После получения положительного решения от местного органа исполнительной власти Заказчик принимает решение о разработке обоснований инвестиций в строительство.

Третий этап – технико-экономическая оценка/анализ осуществимости (целесообразности) инвестирования (**Feasibility Studies**)

По результатам положительного рассмотрения органом исполнительной власти Декларации (Ходатайства) о намерениях и предварительного согласования места размещения объекта строительства принимается решение о разработке Обоснования инвестиций (либо ТЭО инвестиций) – документации, позволяющей сделать вывод о хозяйственной необходимости, технической возможности, коммерческой, экономической и социальной целесообразности инвестиций в строительство объекта при заданных параметрах, соблюдении требований и условий строительства с учетом его экологической и эксплуатационной безопасности.

На этой же стадии проводится определение практических действий по осуществлению инвестиций, оформляется разрешение на проведение

инженерных изысканий на площадке строительства осуществляются изыскания в объеме, необходимом для прединвестиционного проекта.

В случае необходимости разрабатывается *бизнес-план*.

Результат данного этапа – принятие заказчиком-застройщиком решения о целесообразности дальнейшего инвестирования и разработке проектной документации

Разработка указанных предпроектных документов технико-экономического расчета (ТЭР), обоснования инвестиций в строительство (ОИ), а также документов ТЭО (Проект) строительства в настоящее время не требуется.

Вместо них в настоящее время разрабатываются прединвестиционные документы: инвестиционный замысел (цели инвестирования); Декларация (Ходатайство) о намерениях инвестирования в строительство предприятия, зданий и сооружений (ДОН); Инвестиционный проект; Исходно-разрешительная документация (для гг. Москвы и Санкт-Петербурга).

Составные части предпроектной документации до ввода в действие с. Постановления Правительства Российской Федерации «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» от 01.07.2008г:

1. Предпроектная документация
2. Техникоэкономический расчет
3. Декларация о намерениях инвестирования.
4. Основания инвестиций в строительстве объекта
5. ТЭО(проект) строительства

и после ввода в действие.[1]:

1. Предпроектная документация (прединвестиционные материалы)
2. Инвестиционный замысел.
3. Декларация о намерениях инвестирования.
4. ТЭО инвестирования.
5. Инвестиционный проект.
6. Исходно разрешительная документация.

Ключевая задача предпроектного этапа, для решения которой может использоваться ТЭОИ/ТЭР — определение оптимальной стратегии

КЛЮЧЕВЫЕ ПОКАЗАТЕЛИ ЭФФЕКТИВНОСТИ БИЗНЕС-ПРОЕКТА (КПЭ) – измеримые показатели, текущее значение которых характеризует достижение целей бизнес-проекта или инвестиционной [2]Эффективность проекта анализируется на основе фактических денежных потоков от проекта. Расчетные бухгалтерские доходы и расходы без оттока-притока денежных средств не используются для формирования оценки проекта. В целях анализа эффективности проекта при расчете денежного потока учитываются только доходы и расходы, непосредственно вызванные реализацией этого проекта. Таким образом, проект оценивается путем сравнения денежных потоков без реализации проекта (вариант «без проекта») и потоков, которые сложатся в результате реализации проекта («с проектом» или «базовый» вариант реализации проекта).

Анализ эффективности проектов производится с учетом принципа уменьшения стоимости денег во времени путем использования методики дисконтирования денежных потоков.

Валютой расчета КПЭ проектов является российский рубль.

В целях анализа эффективности проекта период, на который производится расчет КПЭ проекта, рассчитывается как определенный фиксированный период в годах для каждого вида проекта с учетом инвестиционной и эксплуатационной стадии. реализации проекта.

Проект оценивается путем сравнения денежных потоков без осуществления данного проекта (вариант «без проекта») и потоков, которые сложатся в результате его реализации («базовый» вариант реализации проекта).

Расчет строится на инкрементальных денежных потоках. При этом возможно рассчитывать инкрементальные денежные потоки по каждому виду расходов или доходов, либо сравнить суммарные денежные потоки по двум сценариям.

При расчете денежного потока учитывается движение денежных средств, возникающее в результате реализации проекта. Расчет ведется по финансированию, учитывать изменения в оборотном капитале нет необходимости, за исключением случаев, когда такие денежные потоки являются неотъемлемой частью денежного потока проекта и должны быть учтены в экономической оценке.

Приток денежных средств рассчитывается на основе изменения товарного баланса предприятия и с использованием цен на углеводороды.

Общий отток денежных средств должен включать[3]:

1. Капитальные затраты , принятые в расчет КПЭ на основании разработанного сводного сметного расчета и графика финансирования проекта.
2. Эксплуатационные затраты . связанные с реализацией проекта, в т.ч.:
 - затраты на сырье и основные материалы;
 - затраты на катализаторы, реагенты и вспомогательные материалы;
 - затраты на энергоносители;
 - затраты на персонал;
 - затраты на ремонт;
 - прочие расходы.

Затраты на производство продукции определены как разница между эксплуатационными затратами предприятия в варианте «без проекта» и затратами «альтернативных» вариантов.

Цены на сырье, основные и вспомогательные материалы, энергоресурсы, катализаторы, с товарным балансом предприятия.

Рассчитываются расходы энергоресурсов (электроэнергия, вода, пар, топливо, природный газ).

Если после ввода в эксплуатацию новых комплексов произойдет изменение численности инженерно-технического, основного и вспомогательного производственного персонала предприятия, персонал руководителей, специалистов и высококвалифицированных рабочих может быть укомплектован путем привлечения квалифицированного персонала со стороны.

Затраты на оплату труда должны быть определены исходя из изменения списочной численности инженерно-технического, основного и вспомогательного производственного персонала и среднемесячной заработной платы одного работающего, пересчитанной с учетом индекса роста заработной, прогнозируемыми на год ввода новых объектов в эксплуатацию.

Отчисления на социальные нужды (дополнительные платежи по налогам, относимым на себестоимость) в соответствии с Федеральным законом от 03.07.16 № 243-ФЗ складываются из страховых взносов в Пенсионный фонд РФ (22%), Фонд социального страхования РФ (2,9%), Федеральный фонд обязательного медицинского страхования (5,1%).

Годовые амортизационные отчисления рассчитываются в соответствии с действующими нормами амортизационных отчислений - для нефтеперерабатывающих установок принята в среднем размере равном 10 %.

Ежегодные затраты на ремонт основных фондов определяются исходя их ставки отчислений в ремонтный фонд, приняты на основании экспертной оценки в размере 1,5 % от стоимости новых основных фондов и 3% от стоимости реконструируемых объектов.

Ежегодные прочие денежные расходы принимаются в размере 12 % от эксплуатационных затрат без учета стоимости сырья и амортизации. В соответствии с инструкцией по определению себестоимости производства прочие расходы могут включать: природоохранные мероприятия; информационные и консультационные услуги; юридические услуги; аудиторские услуги; затраты на транспорт; услуги связи (почтовые, телефонные, телеграфные и др.); страхование; научно-техническое развитие; затраты по охране труда; подготовка и обучение кадров; представительские расходы; расходы на командировки.

АЛГОРИТМ РАСЧЕТА КПЭ

Общая формула расчета чистого денежного потока за период N:

$$NCF(n) = + CF_{(n)} + (- CF_{(n)})$$

где: NCF(n) - денежный поток;

+ CF_(n) - общий приток денежных средств, возникающий в результате реализации проекта за период n, в том числе выручка от продаж, прочие внереализационные доходы и т.п.

– CF_(n) - общий отток денежных средств, возникающий в результате реализации проекта за период n, в том числе капитальные затраты, себестоимость товара, операционные расходы, налоги и пр.

При оценке бизнес-проектов необходимо исходить из следующих предположений:

- ♦ денежные потоки происходят в середине соответствующего периода (месяца или года в зависимости от периода оценки);
- ♦ дисконтирование денежных потоков проводится на начало года принятия решения.

NPV (чистая приведенная стоимость) – это накопленный денежный поток по проекту, дисконтированный по утвержденной ставке дисконтирования.

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{NCF_n}{(1+r)^{(n-1)+0,5}}$$

Где:

NCF - величина чистого денежного потока (т.е. все денежные притоки за вычетом всех денежных оттоков) в n-период;

r - утвержденная ставка дисконтирования;

n - n-ый шаг расчетного периода;

N - последний шаг расчетного периода.

NPV является мерой дополнительной стоимости (ценности), создаваемой проектом. При сравнительном анализе различных инвестиционных проектов необходимо учитывать, что NPV является абсолютным показателем величины дополнительной стоимости (ценности) и не в достаточной мере учитывает влияние масштаба и степени эффективности проекта. Поэтому, нельзя использовать NPV как единственный критерий выбора между различными проектами[4]

Также необходимо отметить, что при сопоставлении альтернативных проектов и рассмотрении распределения средств в портфеле, при всех прочих равных или аналогичных условиях, выбирается проект с наибольшим значением NPV.

IRR (внутренняя норма доходности) – показатель, который показывает экономический возврат на инвестиции. IRR определяется как ставка дисконтирования, при которой NPV проекта становится равным нулю.

$$NPV = \sum_{n=1}^N \frac{NCF_n}{(1 + IRR)^{(n-1)+0,5}} = 0$$

IRR используется для сравнения между собой проектов по степени эффективности. Помимо этого в ситуациях, когда текущая краткосрочная стоимость капитала значительно превышает ставку дисконтирования, определенный уровень IRR может использоваться как ставка отсечения при рассмотрении проектов Компании.

Тем не менее, IRR нельзя считать единственным показателем экономического анализа для принятия инвестиционного решения по бизнес-проекту. Основная причина заключается в том, что общей целью Компании является максимизация долгосрочной стоимости для акционеров в условиях ограниченного объема капитала, доступного для реализации инвестиционных проектов. Фокус на максимизацию выгод в краткосрочном

периоде (высокий показатель IRR), может потенциально привести к упущенным возможностям, которые обеспечили бы создание стоимости для акционеров в более длительной перспективе (например, при меньшем показателе IRR, но большем NPV).

DPI (дисконтированный индекс рентабельности) – это относительный показатель рассчитываемый как отношение суммарной текущей стоимости будущих денежных потоков по проекту за исключением инвестиций к суммарной приведенной стоимости инвестиций по проекту и характеризующийся уровнем полученного дохода на каждую единицу инвестиций.

DPI рассчитывается как единица плюс отношение NPV (чистой приведенной стоимости) к PVI (приведенной стоимости всех инвестиций):

$$DPI = \frac{NPV + PVI}{PVI} = \frac{NPV}{PVI} + 1$$

$$PVI = \sum_{n=1}^N \frac{Inv_n}{(1+r)^{(n-1)+0,5}}$$

Inv_n - объем инвестиций для реализации проекта в n-период.

r - утвержденная ставка дисконтирования.

n - n-ый шаг расчетного периода.

N - последний шаг расчетного периода.

Исходя из формулы данного показателя, проект эффективен, если $DPI \geq 1$.

Показатель DPI полезен при оценке однотипных инвестиционных проектов.

DPP (период окупаемости с учетом дисконтирования) – это выраженный в годах период времени с даты осуществления первых инвестиций до момента, когда накопленный дисконтированный денежный поток впервые становится положительным ($NPV > 0$)[5].

При прочих равных показателях проекта (NPV, DPI, IRR), чем раньше наступает срок окупаемости, тем более привлекателен проект. В свою очередь, чем позже наступает срок окупаемости, тем более рискованным является проект, так как его ценность генерируется в более отдаленном будущем и с более высокой неопределенностью. Особенно это важно для проектов с высокой неопределенностью допущений, например, выход на новый рынок, применение новых технологий и т.п., в отношении которых сложно на многие годы вперед заложить точные допущения.

Несмотря на преимущества этого показателя, показатель DPP игнорирует все потоки наличности после наступления срока окупаемости. В результате показатель DPP показывает неполную картину, поэтому при принятии инвестиционного решения обязательно учитывать три остальных показателя.

Результаты ТЭОИ/ТЭР используются для подготовки и защиты ИМ в целях принятия решения по дальнейшему инвестированию в реализацию проекта. После одобрения и принятия инвестиционного решения материалы ТЭОИ/ТЭР являются исходными данными для начала ПИР, а в последующем – ПД и РД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Постановления Правительства Российской Федерации «О составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию» от 01.07.2008г.
2. Лapidус А.С. Экономическая оптимизация химических производств. Москва, Химия, 1986. - 208 с.
3. Структурный анализ систем: учебное пособие / Т.А.Бенгина, В.Г.Саркисов, Л.Н.Смирнова. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2017. – 596 с.
4. 4.Н.И. Воропай. Теория систем для электроэнергетиков. Учебное пособие . Новосибирск.: Наука, Сибирское издательство фирма РАН, 2000.- 273 с.(с.117)
5. Маляров А.Н.: Теория и практика финансовых расчетов.: Учебник /Самара: Самар. гос. техн. ун-т., 2013.-376с. (с.160)

ПРИМЕНЕНИЕ ФУНКЦИОНАЛЬНО-СТРУКТУРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ВЫБОРА ОПТИМАЛЬНОЙ КОМПЛЕКТАЦИИ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ

В.А. Шмелев

инженер кафедры «Автоматизации производственных процессов» Волгоградского государственного технического университета, к.т.н.

Тел. +7 (8442) 96-77-60 E-mail: app@vstu.ru

Ключевые слова: технологии бурения, рынок бурового оборудования, выбор буровой установки, функционально-структурное моделирование, функции буровой установки, функционально-оправданные затраты.

Аннотация

Учитывая разнообразие технико-экономических параметров буровых установок, выпускаемых в России и за рубежом, а также высокую стоимость бурового оборудования, потребителю чрезвычайно сложно определить наиболее эффективный вариант ее комплектации. Достаточно часто выбор установки ограничивается расчетом максимальной грузоподъемности и оценкой экспертами затрат на ее транспортировку, монтаж и эксплуатацию.

Использование функционально-структурного моделирования работы буровых установок позволяет определить комплекс необходимых и достаточных функций, реализуемых исполнительными механизмами и сократить экономические издержки при строительстве скважин.

Анализ использования буровых установок для строительства скважин

Поиск, разведка и разработка нефтяных и газовых месторождений предполагает широкое использование буровых работ. Бурение скважин присутствует на всех этапах реализации жизненного цикла разработки нефтяных и газовых месторождений, от изучения геологического строения и определения общих закономерностей распространения комплексов отложений, до открытия нефтегазовых месторождений и добычи нефти и газа [1, 2]. Развитие рынка высокотехнологичных сервисных и инжиниринговых услуг является одной из приоритетных национальных задач.

Перспективные направления развития рынка бурения скважин во многом определяются тенденциями в секторе добычи и воспроизводства минерально-сырьевой базы углеводородов:

- 1) Согласно существующим оценкам [3-7] 77% доказанных запасов по Российской Федерации находятся на разрабатываемых месторождениях. Практически все разрабатываемые месторождения характеризуются высокой степенью **выработанности** - более 60 %;
- 2) Структура запасов нефти новых месторождений представлена высокой долей мелких месторождений (величина извлекаемых запасов до 15 млн. тонн); удаленностью инфраструктуры, сложными геологическими условиями разработки;

- 3) Обводненность действующих скважин по регионам Западной Сибири составляет 90%, доля запасов, относящихся к категории **трудноизвлекаемых** - более 40%, рис.1, наблюдается постепенное увеличение количества неантиклинальных ловушек (залежей неструктурного типа), вовлекаемых в разведку.
- 4) Все шире используются технологии горизонтального бурения, позволяющие многократно увеличить дебиты скважин по сравнению с соседними вертикальными и наклонными скважинами, повысить эффективность методов воздействия на пласт и др.



Рисунок 1 - Тенденция изменения структуры запасов в России по данным [8]

В условиях ухудшения ресурсной базы эффективное удовлетворение внутреннего спроса на углеводородные ресурсы, развитие внутренних и внешних рынков продукции топливно-энергетического комплекса, требует применение и развитие новых технологий бурения.

В настоящее время можно выделить несколько перспективных направлений развития технологий бурения: бурение наклонно-направленных скважин; бурение с управлением давления, на обсадных трубах, с одновременной обсадкой; бурение скважин малого диаметра (СМД); расширяемые обсадные трубы (бурение монодиаметром); бурение двойными трубами и др. [8, 9].

Тенденции развития современных технологий бурения оказывают влияние на процесс развития буровой техники, основными факторами совершенствования которого являются: обеспечение промышленной и экологической безопасности, реализация требований современных технологий, мобильность буровых установок, снижение затрат на бурение

скважин (оснащение системами автоматического управления, повышение управляемости и качества бурового процесса), эргономические требования.

Повышение эффективности работы современных буровых комплексов изготовители бурового оборудования в первую очередь связывают развитием отдельных систем буровых установок. Все более широкое применение находят: буровые насосы (квинтуплексы с 5-ю цилиндрами) с увеличенной длиной хода плунжера, мощностью до 3500 л.с. [10]; буровые мачты с открытой передней гранью и интегрированной системой силового верхнего привода с реечными направляющими, что позволяет обеспечить возвратно-поступательное движение бурового инструмента и отказаться от буровой лебедки. Появляется возможность оперативного регулирования нагрузки на инструмент от 20 до 40 тонн, за счет прямой передачи нагрузки на бурильную колонну (автоматизированные буровые установки компании **Drillmec** серии НН-300 [11]).

Российские предприятия интенсифицировали работу над отечественными аналогами: систем силового верхнего привода (силовые гидравлические вертлюги ВГС-80...250, верхний электрогидравлический привод ПВЭГ-250 и СВЭП-320, компании ОАО «ПромТехИнвест»); буровых ключей КМБ, КМТ-М со статическим раскреплением и докреплением резьб гидравлическими механизмами; механизацией и автоматизацией операций верхнего рабочего; комплексной автоматизацией основных технологических процессов; систем управления буровой установкой (БУ), построенной на анализе параметров забойного процесса в комплексе с приводом переменного тока исполнительных механизмов, что позволяет качественно контролировать и управлять буровым процессом в сложных горно-геологических условиях бурения.

По данным [12] рынок бурового оборудования в России, характеризуется с одной стороны устаревшим парком, а с другой — ростом требований к буровым со стороны крупнейших подрядчиков.

За 2007-2017 годы парк БУ в России, согласно оценке RPI, увеличился на 36% и составил 1389 единиц. На 2019 год парк БУ в России насчитывал около 1,5 тыс. единиц.

Ключевыми аспектами, влияющими на выбор поставщика установки, буровые компании называют: соответствие техническим спецификациям, цену, условия и сроки поставки, имидж производителя на рынке, а также наличие послепродажного обслуживания оборудования.

Так по данным [13] в среднем по России в декабре 2019 года цена на отечественные БУ составила 30,9 млн.руб/шт. Наибольший уровень отпускных цен буровых установок зафиксирован составил 54 млн.руб/шт.

Мобильные БУ серии ZJ-30 DBS, г/п 180 т, (производства компании HonghuaHoldingsLimited). на территории РФ реализуются по цене более 5,5 млн долл. США.

БУ компании **BentecGmbHDrilling&OilfieldSystems**, г/п 450 т. реализуются по цене 22 млн долл. США [14].

Производители бурового оборудования (БО) стремятся максимально удовлетворить требования покупателей по повышению эффективности процесса строительства нефтяных скважин. Очевидно стремление производителей к выпуску полностью комплектных универсальных многоцелевых БУ (автоматизированные БУ Bentec_серии EuroRigs и Special_Rig_WPEuromaticRig; самоподъемные буровые установки серии SwingLiftDrillmec; БУ компании HonghuaHoldingsLtd. комплектуются электроприводом переменного тока (серия DBS), бесступенчатым вариатором (серия D), автоматической системой цифрового управления исполнительными механизмами (серия LDB) и др.), что освобождает потребителя от необходимости устанавливать дополнительное оборудование и упрощает сервисное обслуживание.

В таких условиях перед потребителем возникает сложная задача обоснования характеристик применяемого оборудования. Большое значение имеет обоснованный выбор современных БУ с высокой функциональной насыщенностью, учитывая их высокую стоимость.

Учитывая разнообразие технико-экономических параметров БУ, выпускаемых в России и за рубежом, а также высокую стоимость БО, потребителю чрезвычайно сложно определить наиболее эффективный вариант комплектации БУ, обеспечивающий сокращение затрат при строительстве нефтяных и газовых скважин.

Помимо обязательных требований к выбору буровой установки по грузоподъемности (п. 315 Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности", 2020 г) [15] на оптимальный выбор БУ оказывают влияние ряд факторов, которые необходимо учитывать при выборе для каждого конкретного случая: горно-геологические условия (твердость, пластичность, абразивность пород, горное давление, осложнения и др.), географические условия, глубина проектируемой скважины, применяемый инструмент, способ бурения, комплектность и монтажеспособность БУ и др. [16-17].

Эффективность применения БУ, как системы, обуславливается эффективностью функционирования ее комплектующих сборочных единиц (буровая лебедка, верхний привод, ротор, вышка насосный комплекс и др.).

Для оценки технических характеристик БО при бурении геологоразведочных и добычных скважин В.Г. Кардыш, А.С. Окмянский и др. [18] предлагают использовать такие удельные показатели, как: энерговооруженность, металлоемкость, энергетические характеристики оборудования.

Метод корреляционного анализа (сопоставления удельных показателей бурения), по мнению авторов [19, 20, 21] позволяет уточнять возможную область эффективного применения БО.

В работе Н.И. Крохмаля[22] проведен анализ таких методов оценки технического уровня БУ как: сравнение по отдельным параметрам, использования расчетных коэффициентов адаптации, функционально-стоимостного анализа, функции полезности и экспертный метод с определением интегрального показателя качества – т.н. метод ПАТТЕРН.

Определение интегрального показателя производится по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n k_i M_i \quad (1)$$

где k_i – относительный показатель качества данного свойства, определяемый как отношение абсолютного показателя к базовому абсолютному показателю этого свойства; M_i – коэффициент весомости данного свойства, определяемый с помощью экспертов и аналитических расчетов; n – количество свойств объекта.

При выборе БУ для бурения скважин обычно руководствуются ее технической характеристикой и анализируют такие показатели как: монтажеспособность, транспортабельность, надежность и т.п. Из-за отсутствия объективных данных и сложности расчета БУ выбирается на основании всего лишь нескольких наиболее важных показателей для данных условий бурения [23].

В.Д. Буткин в работе [24], в качестве основных показателей работы БУ называет сменную производительность, стоимость бурения и уровень надежности оборудования. Эффективность работы средств бурения автор рассматривает в виде технологической системы **горная порода – буровой инструмент – буровой станок** и выражает в виде критериев эффективности (2, 3), отражающих техническую и экономическую стороны процесса бурения.

$$S = \frac{A}{\Pi_c} + \frac{C}{l}, \quad (2)$$

где: S – удельные затраты на бурение, руб/м, A – стоимость машино-смены бурового станка (без затрат на долота), руб; Π_c – сменная

производительность бурового станка, *м*; *C* – стоимость долота, *руб*; *l* – стойкость долота, *м*;

$$P_c = T \frac{\eta}{\left(\frac{1}{V} + t_b\right)}, \quad (3)$$

где: P_c – сменная производительность бурового станка, *м*, T – продолжительность смены, *руб/м*; V – средняя механическая скорость бурения, *м/мин*; t_b – удельные затраты времени на вспомогательные машинные операции при бурении, *мин/м*; η – коэффициент эффективного использования станка в течение смены.

В зарубежной практике выбор грузоподъемности БУ осуществляют по рекомендациям [25], в соответствии с которым рекомендуется обеспечить коэффициент надежности, табл. 1.

Таблица 1 – коэффициент запаса грузоподъемности при выборе БУ

Расчетная нагрузка R (короткие тонны)	Расчетный коэффициент надежности K_n
150 и менее	3,00
От 150 до 500	$3,00 - 0,75 * (R - 150)/350$
Более 500	2,25

* где R – величина нагрузки в тоннах

Экономическую эффективность зарубежные специалисты оценивают по критерию стоимости метра проходки

$$S = \frac{C + a(T_m + T_b)}{l} \quad (4)$$

где: C – стоимость долота, *руб*; a – стоимость эксплуатации буровой установки, *руб*; T_m – время механического бурения, *ч*; T_b – время спускоподъемных операций, *ч*; l – проходка на долото, *м*;

Нескоромных В.В. [26] эффективность выбора буровой установки обуславливает эффективностью функционирования ее комплектующих сборочных единиц:

- типом вращателя (роторный, шпиндельный, подвижный) для передачи крутящего момента на породоразрушающий инструмент;
- конструкцией буровой вышки (грузоподъемность вышки определяет возможности ликвидации осложнений и аварийных ситуаций);
- оснасткой талевого системы (по мере повышения количества струн ее грузоподъемность увеличивается, но снижается скорость перемещаемого груза на крюке);

- типом и мощностью привода исполнительных механизмов и др.

Анализ исследований и разработок вышеуказанных авторов позволяет сформулировать следующие подходы к оптимальному выбору буровой установки для строительства нефтяных и газовых скважин.

- выбор БУ по необходимой грузоподъемности, согласно п. 315 ПБ в нефтяной и газовой промышленности, 2020 г. Нагрузка на крюке от максимальной расчетной массы бурильной колонны и наибольшей расчетной массы обсадных колонн не должна превышать 0,6 и 0,9 «допускаемой нагрузки на крюке» соответственно.

- выбор на основании технико-экономического сравнения вариантов применения БУ;

- выбор на основании эксплуатационных требований, предъявляемых к БУ;

- выбор на основании критериев оптимизации производства буровых работ.

Данные подходы позволяют определить границы эффективного использования БУ различных классов [27], при этом в специализированной литературе по строительству скважин не рассматриваются вопросы функционального моделирования, отсутствуют методики выбора БУ по критериям минимальной стоимости и продолжительности строительства скважин, нет системного подхода к исследованию и формированию технических средств для производственных нужд.

Для исследования взаимосвязи между горно-геологическими условиями бурения нефтяных и газовых скважин и минимально необходимой функциональной структурой БУ предлагается выполнить функционально-математическое и структурное моделирование технологических возможностей БУ с использованием методов функционально-структурного анализа.

Функционально-структурное моделирование работы буровой установки

Функциональная модель БУ формируется на основе разработанной технологии бурения и сложности конструкции скважины [28].

С целью выявления общности конструктивных и технологических признаков множества конструкций скважин, введем обобщенный параметр - конструктивно-технологическую сложность скважины, которая представлена произведением конструктивной S_K и технологической сложности S_T .

$$S_{КТ} = S_K \cdot S_T, \quad (5)$$

Конструктивную сложность выразим через количество k основных элементов конструкции скважины $S_{КО}$ (обсадные колонны для крепления стенок скважины) и количество r дополнительных элементов $S_{КД}$ (потайные колонны), рис. 2.

$$S_K = S_{КО} + S_{КД} = \sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j, \quad (6)$$

где n и m - соответственно интервалы крепления скважины обсадными и потайными колоннами; i и j - порядковый номер интервала крепления.

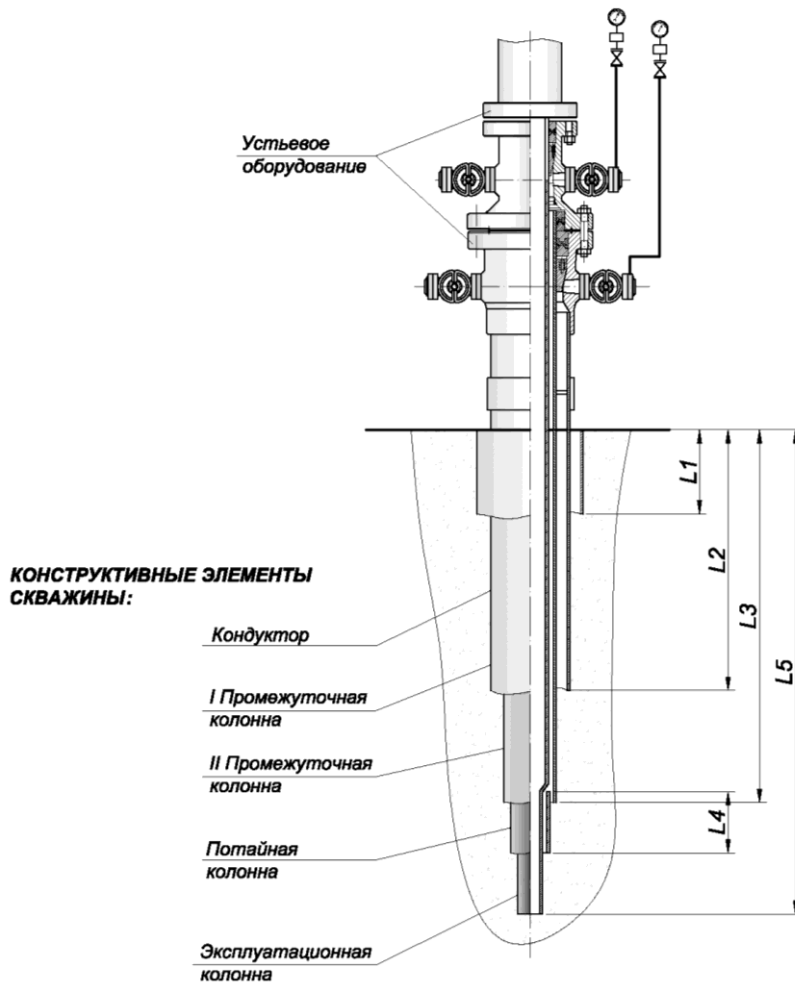


Рисунок 2 - Конструкция нефтяной скважины.

Технологическую сложность представим произведением следующих коэффициентов:

$$S_T = \beta_1 \cdot \beta_2, \quad (7)$$

$$\beta_1 = \frac{\sum_{i=1}^n T_{\text{бур.}i}}{\sum_{i=1}^m T_{\text{бур.}i}}$$

где β_1 - технологический коэффициент сложности, учитывающий глубину нефтяной скважины, определяется отношением суммы норм времени механического бурения на проходку одного метра к сумме нормы времени механического бурения на проходку одного метра до **базового** интервала.

Для численного определения значения коэффициента β_1 необходимо выбрать базовое значение глубины скважины, соответствующее наиболее распространённой глубине скважин для данного региона, для которой $\beta_1 = 1$.

$$\beta_2 = \frac{\sum_{i=1}^8 T_{\text{бур.}i}}{\sum_{i=1}^6 T_{\text{бур.}i}}$$

β_2 - технологический коэффициент сложности, учитывающий литологию горных пород в разрезе скважины.

Для определения коэффициента сложности β_2 по фактору «литология пород» необходимо провести классификацию наиболее часто встречающихся горных пород при бурении нефтяных скважин [29].

По результатам литолого-стратиграфических исследований, выполненных в работах [30, 31, 32] для геологического разреза параметрических, поисковых и разведочных скважин на территории Волгоградской области, можно выделить 8 геологических типов горных пород (глинистые с прослоями песчаников, песчано-глинистые с прослоями карбонатов, глинистые с прослоями ангидрита и др.) отличающихся физико-механическими свойствами и встречающихся в той или иной степени в каждом разрезе нефтяной скважины.

Отношение суммы времени одного метра механического бурения геологических типов горных пород, встречающихся в разрезе нефтяной скважины, к сумме времени одного метра механического бурения для

базовой комбинации горных пород, позволяет установить зависимость коэффициента β_2 от геологического разреза нефтяной скважины.

После статистической обработки результатов установлено, что с увеличением количества обсадных и потайных колонн в конструкции скважин, а также увеличением количества литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины технологические коэффициенты β_1 и β_2 также увеличиваются.

Коэффициенты корреляции $K = 0,911$ и $K = 0,988$ свидетельствуют о тесной связи параметров при аппроксимации исходной зависимости.

После подстановки полученных выражений для β_1 и β_2 в исходную формулу (5) получена расчетная модель конструктивно-технологической сложности конструкции нефтяной вертикальной скважины [33]:

$$S_{KT} = S_K \cdot S_T = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \beta_1 \cdot \beta_2 = \left(\sum_{i=1}^k n_i + r \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \left((a_1 \cdot H^3 + a_2 \cdot H^2 + a_3 \cdot H + a_4) \times \right. \\ \left. \times (a_5 \cdot R + a_6) \right) = \left(\sum_{i=1}^k n_i + \sum_{j=1}^r m_j \right) \cdot \left(-4 \cdot 10^{-11} \cdot H^3 + 3 \cdot 10^{-7} \cdot H^2 - 0,0001 \cdot H + 0,0201 \right) \times \\ \times (0,2 \cdot R - 0,18), \quad (8)$$

где H - численное значение глубины скважины, m ; R - количество литологических типов горных пород в геологическом разрезе скважины, шт.

** - В качестве исходных данных исписывались нормы времени механического бурения, результаты литолого-стратиграфических исследований и проектные конструкции скважин по Волгоградской области.*

Функционально-структурную модель (ФСМ) работы БУ сформируем на основе принятой технологии бурения, проектной конструкции скважины и ее конструктивно-технологической сложности.

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 с ФСМ работы БУ, представленными на мировом и отечественном рынке. Это позволяет потребителю произвести обоснованный выбор исходя из необходимых и достаточных функций, реализуемых БУ.

Функции БУ определим путем многозначного отображения множеств конструкций скважин со сложностью S_i и технологических операций T_j во множество функций F_k БУ [34, 35].

Пример разработанной ФСМ работы БУ приведен на рис. 3.

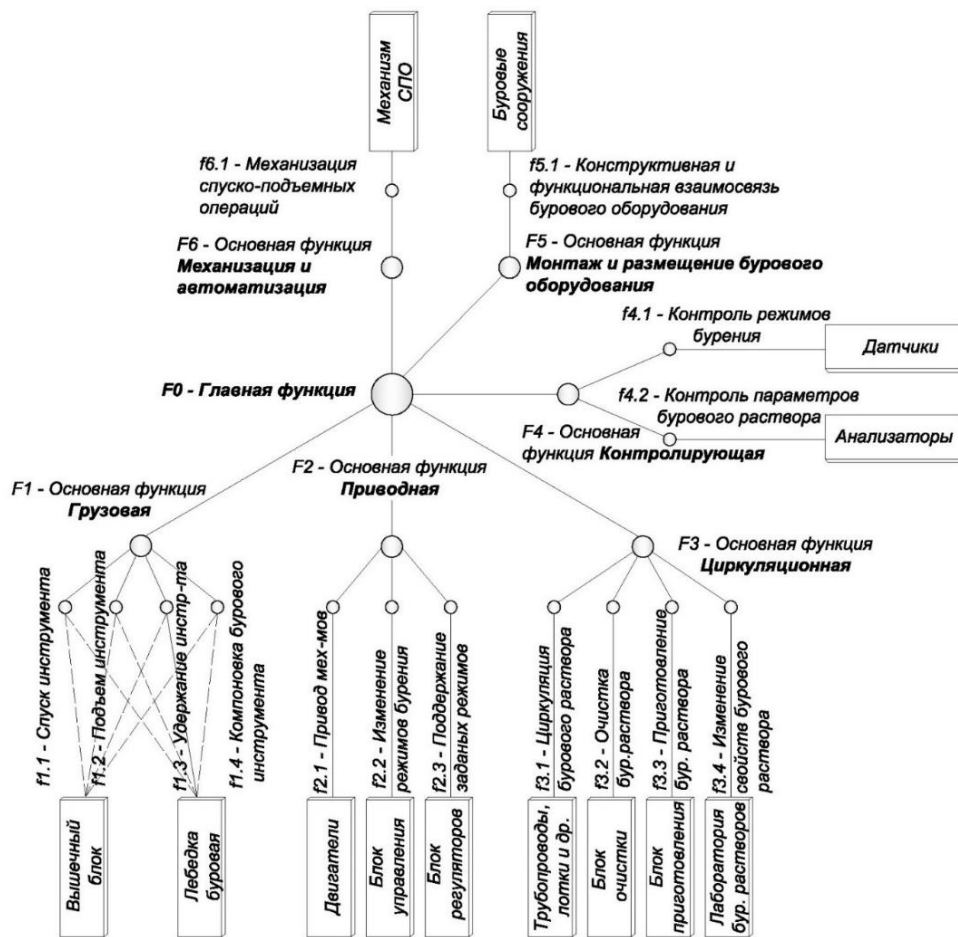


Рисунок 3 – Укрупненная ФСМ работы БУ

Ранжирование основных функций по числу связей с функциональными блоками позволяет определить удельный вес функций, табл. 2.

$$\delta S_i = \frac{S_{осн.i}}{\sum_1^n S_{осн.i}}, \quad (9)$$

где $S_{осн.i}$ – число связей i основной функции с функциональными блоками; $\sum_1^n S_{осн.i}$ – общее число связей всех основных функций процесса с функциональными блоками; n – число основных функций.

Таблица 2 – Ранжирование основных функций по удельному весу

Обозначение основных функций	Число связей с функциональными блоками	Удельный вес функции
F1	4	4/15=0,26
F2	3	3/15=0,2
F3	4	4/15=0,26
F4	2	2/15=0,133
F5	1	1/15=0,066
F6	1	1/15=0,066
Всего	15	1

Учитывая, что стоимость БУ, выпускаемых на разных предприятиях отличается, то предлагается определить относительную стоимость функциональных блоков, т.е. долю стоимости блока (модуля) в общей стоимости БУ, табл. 3

Относительные затраты на выполнение основных функций:

$$Z_{отн.} = \left(\frac{\delta S_i}{\sum_{i=1}^n \delta S_i} \right) \times 100\%, \quad (10)$$

где δS_i – удельный вес i -й функции (относительное количество связей i -й основной функции. $\sum_{i=1}^n \delta S_i$ – сумма удельного веса всех основных функций.

Таблица 3 – Распределение относительных затрат по функциональным блокам

Функциональные блоки	Основные функции	Суммарный удельный вес функций	Относительные затраты, %
Вышечный блок	F1 – F6	1	18,9
Буровые основания	F1 – F6	1	18,9
Буровая лебедка	F1,F2,F4,F5	0,659	12,4
Двигатели	F2,F4,F5	0,399	7,5
Трубопроводы	F3,F5	0,326	6,1
Блок очистки	F3,F5	0,326	6,1
Блок приготовления	F3,F5	0,326	6,1
Лаборатория бур. р-	F3,F5	0,326	6,1
Блок управления	F2,F5	0,266	5,0
Блок регуляторов	F2,F5	0,266	5,0
Анализаторы	F4	0,133	2,5
Датчики	F4	0,133	2,5
Механизм СПО	F5,F6	0,132	2,4
Всего		5,29	100

Ранжирование относительных функционально-оправданных затрат позволяет построить кривую накопленных затрат по всей функциональной структуре БУ по мере включения в нее функциональных блоков, рис. 4.

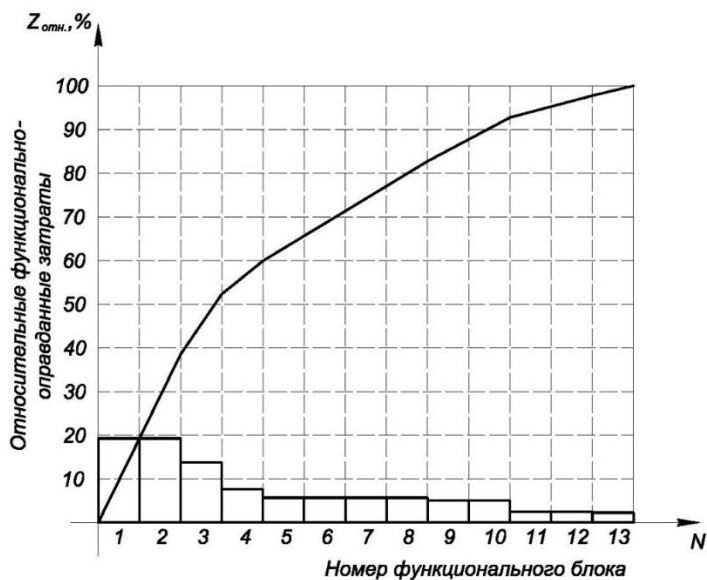


Рисунок 4 – Кривая накопленных затрат по функциональной структуре БУ

Выводы

1. Функционально-оправданные затраты для приобретения БУ с необходимой структурой для производства буровых работ зависят от набора функциональных блоков, состав которых определяется технологическими операциями для данной конструкции скважины.

2. Разработка функционально-математической модели позволяет определить комплекс необходимых и достаточных функций, реализуемых исполнительными механизмами БУ. Определение необходимых функций из числа возможных позволяет сократить экономические издержки при строительстве скважин. Таким образом, отсекаются «лишние» функции оборудования и их материальные носители (функциональные блоки) и наоборот, обеспечивается ввод необходимых и достаточных элементов.

3. Разработанная ФСМ работы БУ позволяет проводить выбор БУ при наличии баз данных по функциональным блокам.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Басарыгин Ю.М., Булатов А.И., Проселков Ю.М. Бурение нефтяных и газовых скважин: Учеб. Пособие для вузов. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2002. – 632 с.: ил.
2. Ципес Г.Л., Товб А.С Менеджмент проектов в практике современной компании. – М.: ЗАО «Олимп-Бизнес», 2006. – 304 с.

3. Федеральная служба государственной статистики : офиц. сайт. – М., 2020. - URL: https://www.gks.ru/bgd/free/b04_03/IssWWW.exe/Stg/d04/33.htm.
4. Роль количественной оценки потенциальных ресурсов углеводородов Российской Федерации при планировании и проведении геологоразведочных работ на нефть и газ : презентация / А. И. Варламов, А. П. Афанасенков, В. И. Порожун и др. ; ФГУП «ВНИГНИ». – М., 2013. - URL: <http://www.rosnedra.gov.ru/data/Files/File/2586.pdf>.
5. Янин А. Н. Ретроспективный обзор показателей разработки крупнейших месторождений Западной Сибири / А. Н. Янин // Бурение и нефть. – 2010. – № 7-8. - URL: <https://burneft.ru/archive/issues/2010-07-08/17>.
6. Геология и разработка крупнейших и уникальных нефтяных и нефтегазовых месторождений России : в 2 т. - М. : ВНИИОЭНГ, 1996. - Т. 2. - 352 с.
7. Западная Сибирь: бурить нельзя останавливаться // Нефтегазовая вертикаль. - 2019. - № 12. - URL: <http://www.ngv.ru/magazines/article/zapadnaya-sibir-burit-nelzya-ostanavlivatsya>.
8. Журнал Neftegas.ru №3, 2013 «Буровые тренды». <https://magazine.neftegaz.ru/articles/rynok/634069-burovye-trendy/>
9. Эпштейн В.Е. Буровое оборудование. Основные направления развития и совершенствования Журнал Бурение и нефть, апрель 2016г, <https://burneft.ru/archive/issues/2016-04/4>
10. Каталог плунжерных насосов высокого давления производства WEIRSPM, 2020.г.
11. Парнивода Ю.Л. Автоматизированные гидравлические буровые установки компании Drillmec (Италия) – установки нового поколения <https://burneft.ru/archive/issues/2010-11/14>
12. RPI Аналитический отчет, БУРОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ: КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ РЫНКА РФ, КЛЮЧЕВЫЕ ИГРОКИ, ПРОГНОЗ ДО 2030 ГОДА, 2018
13. Рынок буровых установок в России - 2020. Показатели и прогнозы TEBIZ GROUP, 2020 г
14. ИНК закупит добротные буровые установки HR500 немецкой Bentec, журнал Нефтегаз.ru, 2019

15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утв. Приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 15.12.2020 №534
16. Буткин В.Д., Демченко И.И. Буровые машины и инструменты, Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2010. – 236 с.;
17. Гилев А.В., Шигин А.О. Повышение эффективности эксплуатации буровой техники на горных предприятиях, Сиб. федер. ун-т, Ин-т горн. дела, геологии и геотехнологий. - Красноярск : СФУ, 2013. - 370 с.;
18. Кардыш В.Г., Окмянский А.С. Методы оценки технического уровня буровых станков и их энергетические характеристики. Обзор. – М.: ВИЭМС, 1972
19. Батечко И.В., Кныш В.А. Методы оценки технического уровня и качества продукции. – М.: Минск, БелНИИТИ, 1988.
20. Демиденко Е. З. Линейная и нелинейная регрессия. – М.: Финансы и статистика, 1981. – 302с.
21. Ферстер З., Ренц Б. Методы корреляционного и регрессионного анализа. – М.: Финансы и статистика, 1983. – 302с.
22. Крохмаль Н.И. Рациональная компоновка оборудования буровых установок на основе количественной оценки ее качества. Дисс. К.т.н. – М.: 1991
23. Соколов С.А. Методологические основы прогнозирования долговечности металлических конструкций грузоподъемных машин. Дис. Д.т.н., СПб, 1995.
24. Буткин и др. Выбор и рациональная эксплуатация буровых инструментов и станков на карьерах : монография / под общ. ред. В. Д. Буткина, А. В. Гилёва. – Красноярск : Сибирский федеральный университет, 2010. – 236 с.
25. Американский национальный стандарт ANSI/API 8A-92, утвержден 12 июля 1993 г. "Спецификация на буровое и эксплуатационное спуско-подъемное оборудование",
26. Нескоромных В.В. Проектирование скважин на твердые полезные ископаемые: Учеб. пособие / В.В. Нескоромных. — 2-е изд., перераб. и доп. — М.: ИНФРА-М; Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 327 с.

27. ГОСТ 16293-89 Установки буровые комплектные для эксплуатационного и глубокого разведочного бурения. основные параметры.
28. Близнюков В.Ю, Научные основы управления разработкой рациональных конструкций глубоких и сверхглубоких скважин в сложных-горно-геологических условиях Близнюков В.Ю. / диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук // Ухтинский государственный технический университет. г. Ухта, 2007, 527 с.
29. Близнюков В.Ю. Оценка и классификация горно-геологических и технико-технологических условий бурения скважин и спуска обсадных колонн / В.Ю. Близнюков, Вит.Ю. Близнюков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2008. № 7. С. 26-31.
30. Даньшина Н. В. Геологическое строение верхнепалеозойского осадочного комплекса Николаевско-Городищенской ступени (Волгоградское Поволжье) / Н.В. Даньшина, В.Г. Кошель, О.П. Гужова // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2005. - № 8 - С. 12-18.
31. Чижов С. И. Особенности геологического строения среднедевонских отложений Кудиновско-Романовской приподнятой зоны / С.И. Чижов, Н.В. Даньшина // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2003. - № 10. – С. 26-29.
32. Чуваев А.В. Особенности геологического строения верхнедевонско-нижнекаменноугольных отложений прибортовой части Прикаспийской впадины Саратовской области / А.В. Чуваев, Н.В. Даньшина // Недра Поволжья и Прикаспия. – 2005 -. Вып. 41. - С. 34 - 45.
33. Шмелев В. А. Автоматизированная система поддержки принятия решений, обеспечивающих повышение эффективности строительства скважин / Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Волгоград, 2010. – 142 с.
34. Близнюков В.Ю. Научно-методическое и инженерное обеспечение бурения наклонных, горизонтальных и многозабойных опрн-технологических скважин / Близнюков В.Ю., Повапихин А.С. // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. 2010. № 2. С. 8-13.
35. Близнюков В.Ю. Применение типовой технологии наклонно-направленного бурения при строительстве поисковых и разведочных

скважин / Близнюков В.Ю., Повалихин А.С. // Инженер-нефтяник. 2011. № 4. С. 12-15.

ПОВЫШЕНИЕ СТОЙКОСТИ ОПОР ШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ С БЕССЕПАРАТОРНЫМИ РОЛИКАМИ

Р.М. Богомолов¹, Г.С. Мозговой²

1 - докт. технич. наук, профессор

2 - ст. преподаватель этой же кафедры

Самарского государственного технического университета (СамГТУ)

Аннотация: В статье приводятся результаты исследований по повышению стойкости и работоспособности роликовых подшипников в открытых опорах качения высокооборотных шарошечных буровых долот. Роликовые подшипники воспринимают практически всю многотонную осевую нагрузку, создаваемую для работы долот этого типа. Они работают в очень тяжелых условиях, при многотонной осевой нагрузке, количестве оборотов долота до 900 оборотов в минуту, в абразивной и химически активной среде. Поэтому их стойкость составляет всего несколько часов. Однако, даже за этот относительно малый промежуток времени высокооборотные долота обеспечивают получение проходки, исчисляемой сотнями метров.

Подавляющий процент (до 70% и более) всех выпускаемых высокооборотных шарошечных долот выходят из строя по опоре из за абразивного истирания и разрушения тел качения. Это происходит несмотря на то, что эти тела качения выполняются из самого высококачественного материала – специальной стали типа 55СМ5ФА электровакуумного переплава, содержащей минимальное количество вредных примесей – серы и фосфора, Быстрый выход опоры из строя требует постоянного повышения качества всех её элементов и, особенно, стойкости роликов.

И в нашей стране, и в зарубежных странах все более широкое применение получают бесшарошечные долота РДС с алмазными породоразрушающими резцами, однако применение традиционных шарошечных долот продолжает составлять весомый процент в высокооборотном бурении. А это значит, что они требуют своего дальнейшего совершенствования.

Ключевые слова: опора шарошек буровых долот, цилиндрические и «бомбинированные» ролики, напыление и гальваническое армирование, снижены коэффициента трения при работе роликов.

Широкое применение бесшарошечных долот PDC (Polycrystalline Diamond Cutter) обусловлено применением суперстойких к абразивному истиранию и перегреву алмазных пластин, искусственно выращенных из мелких порошков естественных или искусственных алмазов. Технология изготовления таких пластин создавалась в США фирмой «Дженерал Электрик» в течение нескольких десятилетий и характеризуется очень высокой сложностью (давление прессов до 1 млн. метров на кв. дюйм, нагрев сырья до 3000 градусов по Фаренгейту, длительность процесса до одних суток). Поэтому резцы для долот PDC очень дороги. Стоимость таких долот по сравнению с шарошечными тех же типоразмеров взлетела во многие сотни раз. Например стоимость долот PDC SKH 516S – S3 для бурения среднетвердых пород выпускаемых фирмой «Reed Nycalog» (США), закупаемых отечественными буровиками, составляет более 3 млн. рублей. Однако, их применение в бурении позволилократно увеличить показатели и рентабельность бурения. Выбор способов бурения, скорости строительства скважин в большой степени зависит от работоспособности и стойкости всего выбираемого бурового инструмента, позволяющего обеспечить наименьшие затраты на один метр бурения. Поэтому при разработке новых полей бурения и документации для строительства глубоких скважин современные проектировщики настоятельно рекомендуют в геолого – технических нарядах (ГТН) на скважину, наряду с применением долот PDC, применять также и шарошечные долота. Это особенно эффективно для проведения вспомогательных несложных технологических операций, а также при бурении различных вспомогательных скважин - опорных, параметрических, структурно – поисковых и других.

Традиционные шарошечные долота продолжают обладать некоторыми неоспоримыми преимуществами. Они в сотни раз дешевле алмазных и требуют гораздо меньше энергетических затрат при бурении. Динамика внедрения постоянно перекатывающихся зубьев шарошек и высокоэффективное ударно – скалывающее их воздействие на породу, а также затраты энергии на преодоление трения в опорах качения шарошек осуществляется при малом крутящем моменте. Алмазные долота PDC разрушают породу безударно - срезающим способом одновременно сразу всеми резцами, расположенными на корпусе. Этот способ требует применения многократно большего крутящего момента и значительно больших затрат энергии на привод. Применение шарошечных долот не требует закупки дорогостоящих алмазных буровых долот PDC и новых буровых установок для их эксплуатации. Поэтому в общем объеме

глубокого бурения доля применения шарошечных долот продолжает занимать свою нишу. Их выпуск исчисляется десятками тысяч штук в год. Как и все другие буровые инструменты, шарошечные долота нуждаются в дальнейшем постоянном совершенствовании.

Работоспособность и показатели работы этих долот прямо зависят от разных факторов. Стойкость подшипниковых опор шарошек, наряду со стойкостью вооружения шарошек, являются наиболее важными из них. Буровики считают, что априори экономически важно, чтобы стойкость опор высокооборотных долот всегда превышала стойкость вооружения. Это наглядно прослеживается по результатам отработки долот для турбинного бурения с открытыми негерметизированными опорами. Выпуск высокооборотных долот составляет порядка 70% от всех шарошечных.

На рис. 1 представлено шарошечное долото диаметром 215,9 мм. основное по размеру для разведочного и эксплуатационного высокооборотного турбинного бурения. Оно выполняется с открытой опорой качения, выполненной по схеме «ролик – шарик – ролик – упорная пята». На этом рисунке позициями обозначены: 1 – большой роликовый подшипник качения, 2 – шариковый (замковый) подшипник качения, 3 – торцевой подшипник скольжения, 4 – малый роликовый подшипник качения, 5 – торцевой подшипник скольжения (упорная пята).

При бурении реакция от забоя нагружает опору в двух направлениях - осевом и радиальном. Упорный бурт цапфы лапы наплавлен твердым сплавом и вместе с упорной пятой предназначен для восприятия осевой нагрузки, которая стремится сдвинуть шарошку по оси во время бурения. Эта нагрузка составляет порядка 35% от общей осевой нагрузки на опору шарошки, а основная многотонная радиальная нагрузка со стороны забоя воспринимается в опоре.большим и малым роликовыми подшипниками.

Стойкость именно этих роликовых подшипников определяет стойкость всей опоры, время замены отработанного долота и его рабочие показатели, При вышеупомянутых многотонной осевой нагрузке и огромном количестве оборотов в минуту, да ещё в высокоабразивной и химически активной среде, ресурс опоры очень мал и составляет всего порядка 3- 5 часов. Однако, даже за это ограниченное время бурения проходка на долото исчисляется сотнями метров.

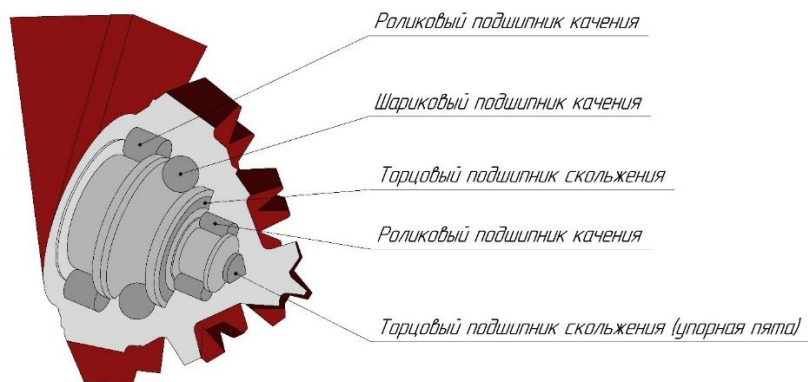


Рисунок 1 - Высокооборотное шарошечное долото с открытой опорой со схемой «ролик – шарик – ролик – упорная пятка».

Поэтому повышение ресурса работы роликовых подшипников в опорах шарошечных долот является важной и продолжает оставаться актуальной задачей для улучшения показателей бурения.

Ролик с цилиндрической несущей поверхностью и двумя плоскими ограничивающими торцами по длине, показаны на рис. 2. На этом рисунке цифрами обозначены: 1 – ролик, 2 – прямолинейная образующая цилиндрической поверхности, 3 – боковые плоские торцевые поверхности, 4 – конические фаски, 5 - схема эпюры нагружения в виде стрелок различной длины.

Исследования показали, что ролики выходят из строя по трём основным причинам, требующих своего решения.

Первая причина – «питинговый» износ. Если перегружена минимальная поверхность контакта роликов и их «постели», в тонком поверхностном контактном слое самих тел качения - роликов и шариков, а также в контактном слое на их «постели», под воздействием многотонных переменных циклических нагрузок на опору, на глубине, исчисляемой микрометрами, возникают местные перенапряжения в кристаллической решетке, сильный мгновенный перегрев и быстрое циклическое охлаждение. Это приводит к отслаиванию с поверхности отдельных, очень тонких металлических «чешуек». Это и есть «питинговый» износ, который при большом количестве повторений циклов нагружения приводит к ускоренному износу роликов по диаметру.

Вторая причина ускоренного износа роликов.

Из – за наличия обязательных для роликовых подшипников радиальных установочных зазоров и непрерывных сильных вибраций долота и бурильной колонны при бурении, контактная нагрузка по длине

ролика распределяется неравномерно, с перекосами, образуя так называемый «краевой» эффект [1]. По краям роликов удельная нагрузка значительно отличается от нагрузки в средней зоне. На рис. 2 приведена схема эпюры удельного нагружения в виде стрелок различной длины, которая показывает, что на концах ролика возникают более высокие нагрузки, а значит интенсивнее и износ, который начинается именно с концов. Такая неравномерность нагружения дополнительно усиливает и ускоряет общий износ роликов. Поэтому для повышения стойкости роликов большинство ведущих зарубежных долотных фирм применяют в опорах качения ролики с модифицированным контактом [2] – так называемые «бомбинированные» ролики, имеющие криволинейную цилиндрическую образующую, как показано на рис.3.

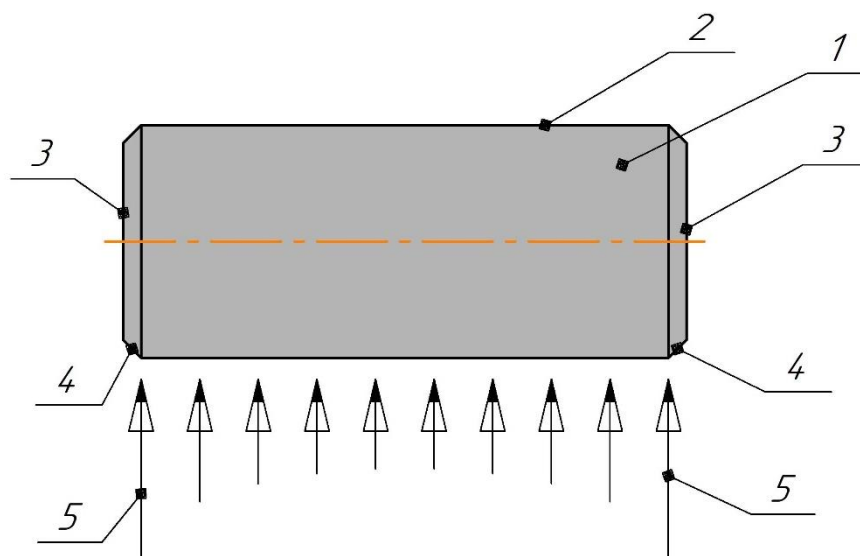


Рисунок 2 - Ролик с прямолинейной цилиндрической несущей поверхностью и двумя плоскими торцами. Стрелками различной длины обозначена эпюра нагружения несущей поверхности роликов при бурении.

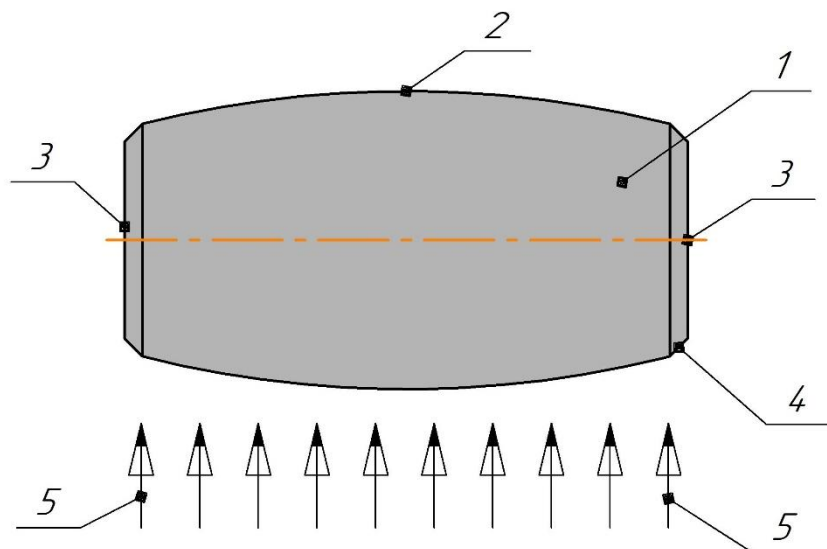


Рисунок 3 - Ролик с цилиндрической «бомбинированной» криволинейной несущей поверхностью и двумя плоскими торцами. Стрелками одинаковой длины обозначена эпюра приближенного к равномерному нагружению при работе роликов.

Применение такой «горбатой» формы образующей наружной поверхности роликов значительно усложняет производство роликов. Вместо массовой автоматизированной обработки, когда цилиндрические ролики массово следуют друг за другом потоком при алмазной шлифовке, при этой технологии необходимо проводить дополнительные операции. Для дополнительного снятия слоев металла по бокам, каждый ролик необходимо индивидуально переворачивать и дважды закреплять перед шлифовкой в зажимной цанге, не говоря уже о необходимости применения дополнительных специальных станков и сложной станочной оснастки, режущего и мерительного инструмента, дополнительного персонала. Однако, получаемый в бурении экономический эффект от указанного повышения стойкости роликов намного превышает все дополнительные затраты.

Измененная схема эпюры нагружения при работе «бомбинированных» роликов, при которой нагрузка и износ на них при бурении становятся более равномерными по их длине, значительно повышают ресурс работы роликов при бурении, показана на том же рис. 3, где позициями обозначены: 1 – ролик, 2 – криволинейная диаметрально образующая, 3 – плоские боковые поверхности, 4 – боковые фаски, 5 – эпюры удельного нагружения по длине. Эпюры представлены в виде стрелок одинаковой длины.

Третья причина ускоренного износа роликов.

Износ роликов в большой степени зависит от их положения на подшипниковой «постели». При сборке шарошек ролики укладываются в «постель» без каких либо сепараторов, с помощью намазываемой на поверхность «постели» вязкой консистентной смазки на цилиндрическую поверхность между буртами на цапфе лапы или внутри шарошки. Их положение по длине этими буртами регулируется осевым зазором относительно буртов, расположенных с обеих сторон беговых дорожек. Бурты предохраняют ролик от осевого перемещения и от возможности изворота их осей относительно образующей цилиндрической поверхности «постели». При минимальном осевом зазоре между роликами и шириной буртов, заложенных в чертежах, положение роликов обеспечивает их первоначальный контакт с «постелью» - «линия по линии», не давая роликам возможности извернуться «постели». При работе долот и вращении шарошек заложенный осевой зазор увеличивается из-за износа торцев роликов и буртов. У роликов при этом появляется возможность извернуться и сменить линейный контакт на точечный. И без того малая контактная поверхность ролика и постели кратно при этом уменьшается, а удельное давление также кратно возрастает. Это приводит к ускорению износа и поломки роликов и сокращает и без того короткий срок работы высокооборотных буровых долот.

Для повышения эффективности предлагается единое решение для всех трех вышеприведенных проблем низкой стойкости опор высокооборотных шарошечных долот. В основе этого решения лежит гальваностегия – электролитический способ нанесения тонких поверхностных слоев твердого армирующего износо – и жаростойкого защитного материала на поверхность изделия, кратно увеличивающего рабочий ресурс [3]. Такие электролитные покрытия в виде высококачественного твердого хрома или в виде наноструктурированных композиций на основе хрома успешно применяются в долотостроении в нашей стране и за рубежом? вместо наплавки стеллитом. Указанные покрытия обладают плотной мелкозернистой текстурированной структурой осажденного материала с высокой адгезией к основе, повышением на 2 – 3 класса чистоты покрытия по сравнению с исходной, исключая необходимость в финишных операциях, стойкостью в химически активных средах, микротвердостью покрытия до 1200 и более Мпа на квадратный мм, возможностью точного регулирования толщины до 0,5 и более мм гальванического покрытия.

Первый этап предлагаемой технологии – электролитическое покрытие всей поверхности роликов одинаковым выбранным экспериментально слоем хрома или его наноструктурированной композиции, например толщиной 100 мкм., включая их цилиндрическую часть с прямолинейной образующей и торцевые поверхности, как показано

на рис. 4. На этом рисунке цифрами обозначены позиции: 1 – ролик, 2 – цилиндрическая часть с прямолинейной образующей, 3 – плоские торцы, 4 – фаски, 5 – первый, общий слой покрытия.

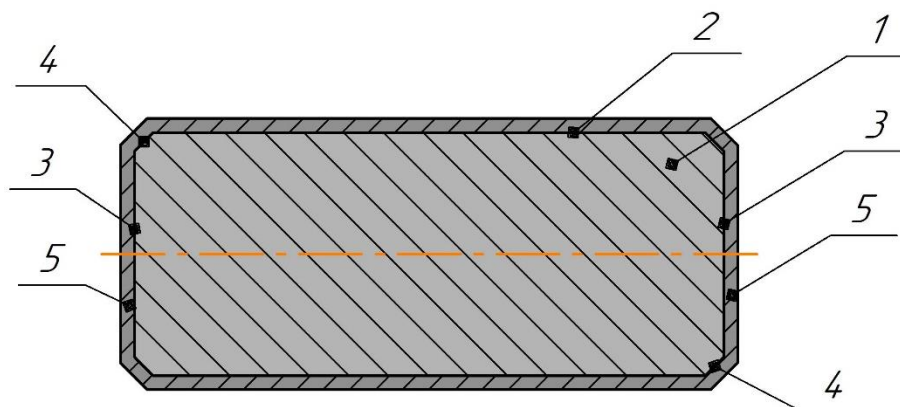


Рисунок 4 - Первый этап электролитического покрытия поверхности ролика с прямолинейной образующей общим одинаковым по толщине защитным слоем.

После первого слоя, для превращения серединной части ролика с прямолинейной образующей в «бомбинированную», наносится второй или несколько новых армирующих слоев, длиной, составляющей порядка от 4/5 до 1/3 общей длины ролика. Они, последовательно уменьшаясь по длине, наносятся на серединную часть ее поверхности, делая её выпуклой, как показано на рис. 5, на котором цифрами обозначены позиции: 1 – ролик, 2 – прямолинейная образующая, 3 – плоские торцы, 4 – фаски, 5 – первый слой покрытия, 6 – второй слой покрытия, 7 – последующий слой покрытия,

При работе беспаратных роликов в опорах высокооборотных долот, изготовленных по приведенной в статье технологии, возможно в значительной мере решить все три упомянутые проблемы повышения стойкости роликовых опор. Все нанесенные на ролики электролитные армирующие слои совместно значительно увеличивают ресурс работы опор. Обеспечивают равномерность приложения нагрузки, прилагаемой на всю длину роликов. Кратно повышают поверхностную твердость и термостойкость зоны контакта, снижают возможность изворота осей роликов и замены поверхностей контакта роликов с их «постелью» с линейного на точечный. Всё это позволяет значительно повысить ресурс работы опор и в целом высокооборотных шарошечных долот, обеспечить при бурении получение большого экономического эффекта.

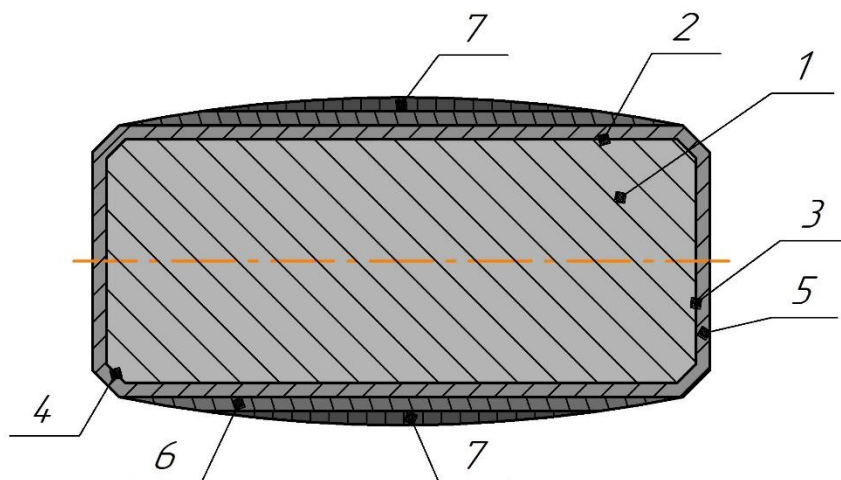


Рисунок 5 - Последующие этапы электролитического защитного покрытия серединной части цилиндрической поверхности последовательными слоями длиной от $4/5$ до $1/3$ общей её длины для создания «бомбинированной» формы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Каталог нефтегазовых долот. Выпускаемых ОАО «Волгабурмаш», г.Самара, 2012, с 27.
2. Буровой породоразрушающий инструмент. Международный транслятор – справочник.М. 2003. Том 1, с 62 – 63.
3. Богомолов Р.М., Торгашов А.В. и др. Ролик для опор шарошечных долот. Патент РФ № 2109912 кл. Е 21 В 10/22, 1998.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ
НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

УДК 622.279.6

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ NiWAY НА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

О.А. Грибенников, А.А. Андриевский

СамГТУ, Самара, Россия, antonandrievskii@mail.ru

Аннотация

Представлен анализ актуальности использования ГРП на газоконденсатных месторождениях Западной Сибири. Приведены исследования и результаты использования технологии NiWAY.

Ключевые слова: ГРП, NiWAY, газоконденсатные месторождения.

Значительное число месторождений исследуются и разрабатываются для повышения газодобычи. Нередко они имеют низкопроницаемый и неоднородный коллектор углеводородов. При их разработке важно применять комплекс мероприятий по воздействию на пласт, которые в значительной степени повысит эффективность добычи газа и газового конденсата. Одним из самых распространённых методов интенсификации считается гидроразрыв пласта (ГРП).

На сегодняшний день отмечается динамика роста газа в низкопроницаемых коллекторах. По этой причине метод ГРП является актуальным, и развитию перспектив его применения уделяется большое внимание. Чуть более 40 % извлекаемых запасов газа расположено в пластах проницаемостью менее $5 \cdot 10^{-2}$ мкм², 80 % из них в Западной Сибири[1].

Технология ГРП подразумевает под собой создание гидродинамической системы скважин с гидроразрывными трещинами. Таким образом, происходит повышение темпа отбора газа и компонентоотдачи. Подобный эффект достигается путем вовлечения в активную разработку зон с ухудшенными фильтрационными свойствами и пропластков[1].

Новая технология ГРП NiWAY создает стабильные каналы внутри трещины гидроразрыва, снимая ограничения потоку (рис. 1).

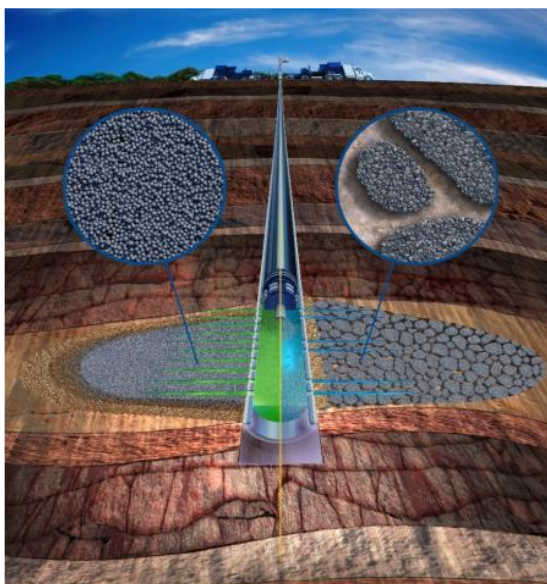


Рисунок 1 – различие стандартного ГРП (справа) и NiWay (слева)

Приток углеводородов происходит по основным каналам.

Преимущества:

- Значительно выше проводимость трещины;
- Улучшенная очистка трещины;
- Увеличенная полудлина трещины.

Особенность технологии NiWay заключается в том, что закачка пропантa идет циклично, когда при стандартном гидроразрыве пласта непрерывно (рисунок 2).

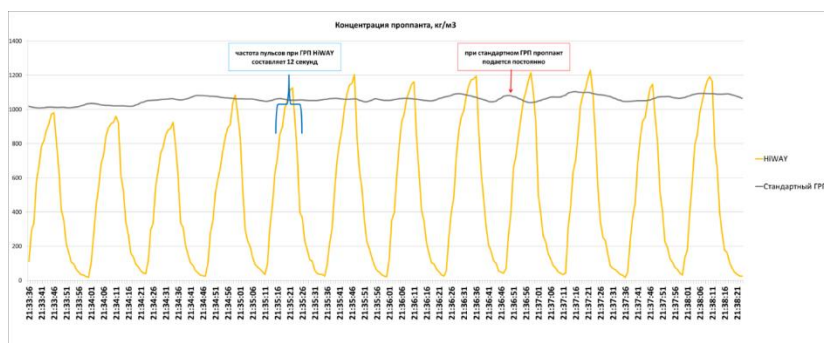


Рисунок 2 – Технология закачки пропантa при стандартном ГРП и NiWay

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

При данной технологии в жидкости ГРП добавляют Fiber (волоконный материал) с целью сохранения «порционности» при пульсации закачки проппанта. Помимо этого, проппант лучше удерживается в подвешенном состоянии и меньше оседает из кровельной части трещины вниз[2]. После того, как трещина закрывается, волокна растворяются и выносятся на поверхность, не ограничивая дальнейший приток углеводородов[3].

Оценка эффекта NiWAY скв. 12401 (Ново-Уренгойского месторождения) произведена посредством сравнения результатов ГДИС (КВД) с соседней на кусту скважиной 12402 с близкими значениями ФЕС, аналогичными мощностями коллектора и эквивалентными объемами закачки.

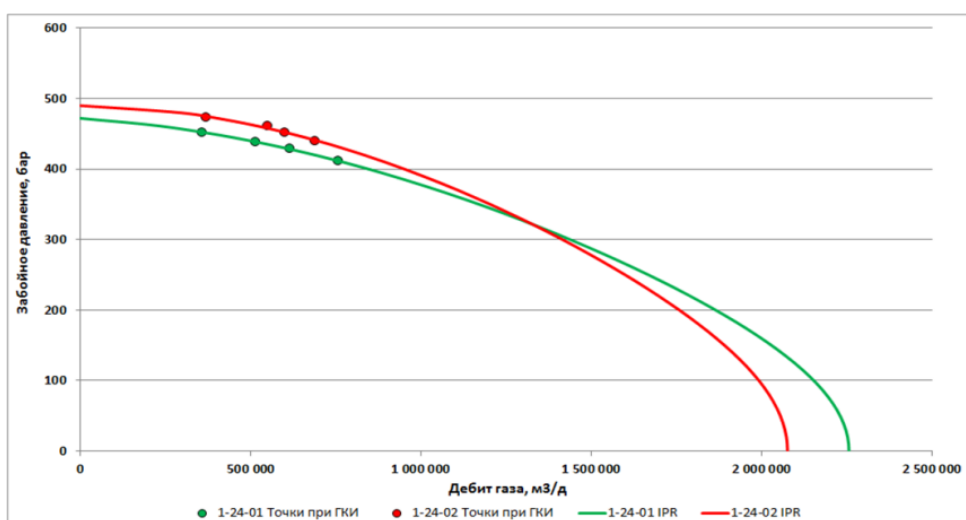


Рисунок 3 – Зависимость забойного давления от дебита газа

Таблица 1 - сравнение результатов стандартного ГРП и NiWAY

скв.	вид	Рпл	АOF	PI
		атм	тыс м ³ /сут	тыс м ³ /сут/атм
12401	NiWAY	472	2257	4,783
12402	стандарт	490	2076	4,238
дельта HW		-4%	+8%	+11%

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

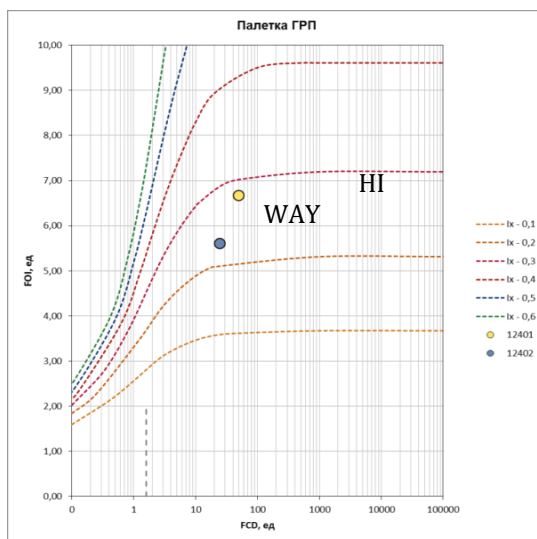


Рисунок 4 – Отношение FOI и FCD

Ожидаемый экономический эффект проведения операций ГРП по технологии «HiWay» обеспечивается за счет меньшей договорной стоимости проведения операций по отношению к стандартной технологии ГРП, а также за счет большей расчетной дополнительной добычи.

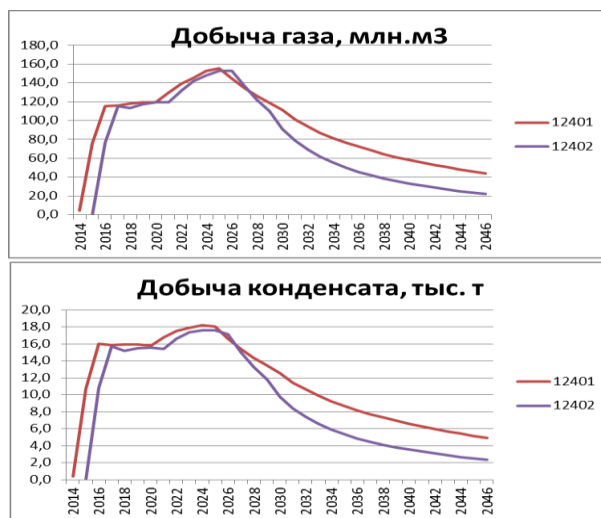


Рисунок 5 – Сравнение добычи газа и конденсата при стандартном ГРП и HiWay

В заключение хотелось бы сказать, что технология HiWay состоит из:

- Инженерного подхода и схемы заканчивания скважин для создания каналов;
- Материалов для сохранения стабильности каналов;
- Программного обеспечения для проектирования и оптимизации свойств трещины.

HiWAY успешно применяется на месторождениях в России. При применении данной технологии происходит увеличение продуктивности от 5 до 45% относительно стандартного ГРП. В свою очередь, подтверждена стабильность каналов в долгосрочной эксплуатации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кукарский, С.Н. Актуальность использования гидроразрыва пласта на низкопроницаемых коллекторах газоконденсатных месторождений [Электронный ресурс] / Кукарский С.Н. // Молодой ученый. – 2018. -№ 23. – с. 213-215.
2. Хабибуллин, Л.Р. Проведение ГРП по технологии HiWAY с применением высокотемпературного фибер-волокна на Уренгойском месторождении [Электронный ресурс] / Л.Р. Хабибуллин, О.А. Тугушев // Молодой ученый. – 2020. -№ 11. с. 230-231.
3. Кластерный ГРП в горизонтальных скважинах [Электронный ресурс]// oilgascom.com. URL: https://oilgascom.com/wp-content/uploads/2018/06/KlasterniiGRP_OGJR_04_2018.pdf (дата обращения 15.06.2021).

ТЕПЛОВАЯ ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

Е.А. Косарева, Ю.В. Великанова

СамГТУ, г. Самара, Россия, genia_7@mail.ru

Аннотация. В процессе разработки нефтяных месторождений особое внимание уделяется геолого-техническим мероприятиям по интенсификации добычи, в том числе локального воздействия на призабойную зону скважины. Разрабатываются и внедряются новые методы, широко применяются такие традиционные и достаточно высокоэффективные методы, как ГРП, кислотные обработки и тепловое воздействие. Выбор метода воздействия зависит от множества факторов. Зачастую хорошие результаты дают проверенные и относительно недорогие

тепловые методы воздействия на призабойную зону скважины. По мнению авторов, если уменьшение дебита скважины вызвано локальным повышением вязкости нефти и (или) незначительными отложениями смоло-парафинистых отложений нефти на стенках скважины или на поверхностях породы, для увеличения производительности скважины будет в достаточной степени эффективна тепловая обработка призабойной зоны скважины.

Ключевые слова: призабойная зона скважины, тепловое воздействие, формула Намиотта, коэффициент теплопотерь

Производительность скважины, темп извлечения нефти и высокая эффективность разработки нефтяных месторождений в значительной мере зависят от состояния призабойной зоны скважины и умения управлять сложнейшими процессами, происходящими в ней. Причем при эксплуатации скважины состояние призабойной зоны скважины непрерывно изменяется не только вследствие природных явлений, но и за счет целенаправленной деятельности человека [1].

В процессе эксплуатации скважины фазовая проницаемость скважины снижается. Одним из факторов, вызывающим снижение фазовой проницаемости скважины, является выпадение и отложение на стенках скважины и поверхности породы асфальтено-смоло-парафиновых составляющих нефти. Выделению из нефти этих компонентов, уменьшению вязкости нефти, а значит, улучшению фильтрации, препятствует повышение температуры. Поэтому в тех случаях, когда проницаемость призабойной зоны или свойства нефти в ней существенно ухудшены по сравнению с удаленными зонами пласта в связи с отложениями парафина, смол и т.п. методы теплового воздействия на нее могут применяться наиболее эффективно [2].

Тепловую обработку призабойной зоны скважины можно проводить двумя способами – спуском на забой скважины специального нагревательного устройства и закачкой в пласт на соответствующую глубину теплоносителя. В качестве теплоносителя используют нефть, растворители, пар и горячую воду. Первый способ дешевле, проще и не сопровождается введением в пласт дополнительной жидкости. Однако радиус зоны прогрева невелик. Второй способ позволяет существенно увеличить зону прогрева и показывает большую эффективность, чем электропрогрев. Но это справедливо только при малых глубинах, не превышающих 800 – 1000 м.

К числу наиболее эффективных способов теплового воздействия относится паротепловая обработка призабойной зоны скважины. Этот

метод применяется, в основном, как дополнительное воздействие на призабойную зону скважины при осуществлении процесса вытеснения нефти теплоносителем из пласта, т.е. нагнетания теплоносителя с продвижением теплового фронта вглубь пласта [3]. Однако в некоторых случаях нагнетание горячей воды может оказаться предпочтительнее нагнетания пара [4]. Так, для нефти, в которой содержится большое количество асфальтено-смоло-парафиновых веществ, наибольшее изменение вязкости наблюдается при температурах до 50°C , а при дальнейшем увеличении температуры вязкость меняется незначительно. Кроме того, затраты на подготовку воды для парогенераторов значительно выше, чем для водогрейных установок, что обусловлено невозможностью использования в парогенераторах соленосодержащей воды.

Была проведена серия расчетов, касающихся тепловой обработки призабойной зоны скважины с использованием в качестве теплоносителя горячей воды. При этом использовались следующие параметры:

- значение удельная теплоемкость пород варьируется в пределах $0,737 - 3,102$ кДж/(кг·град) [5 - 9] при средних значениях $0,7 - 1,4$ кДж/(кг·град); для расчетов принято значение 1 кДж/(кг·град);

- величина удельной теплопроводности пород лежат в диапазоне $1,0 - 3,5$ Вт/(м·К) [7 - 9], принятое для расчетов значение - 2 Вт/(м·К);

Также для упрощения было принято, что теплоемкость и теплопроводность пород, воды и нефти не зависит от температуры и является величиной постоянной. Теплоемкость воды принята равной $4,2$ кДж/(кг·град), хотя при давлениях и температурах, соответствующих пластовым условиям, она может существенно возрастать. Также не было учтена зависимость теплоемкости от солености воды.

Для определения распределения температуры по стволу нагнетательной скважины использовалась формула Намиотта, результаты расчетов представлены на рис. 1 и рис. 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

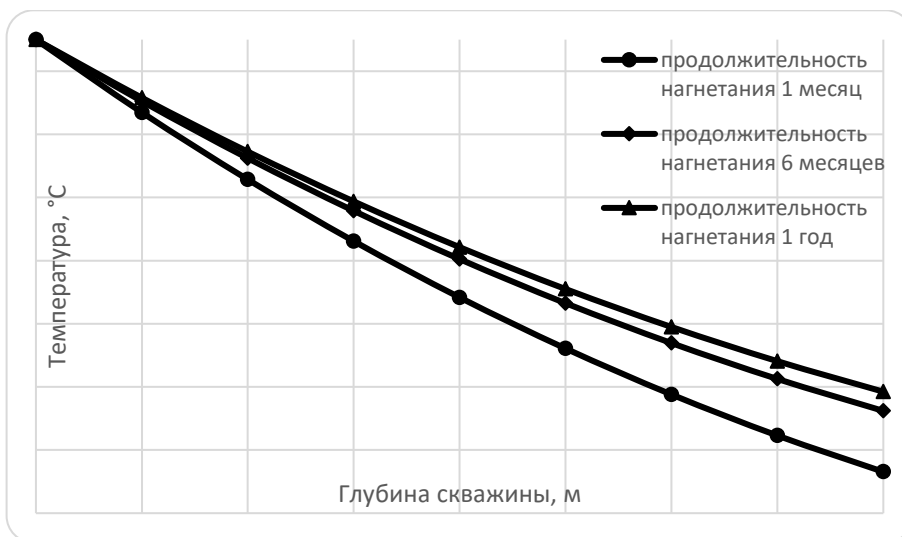


Рисунок 1 - Распределение температуры по стволу нагнетательной скважины.

Расход закачиваемой в пласт воды $500 \text{ м}^3/\text{сут}$, температура воды на устье 100°C .

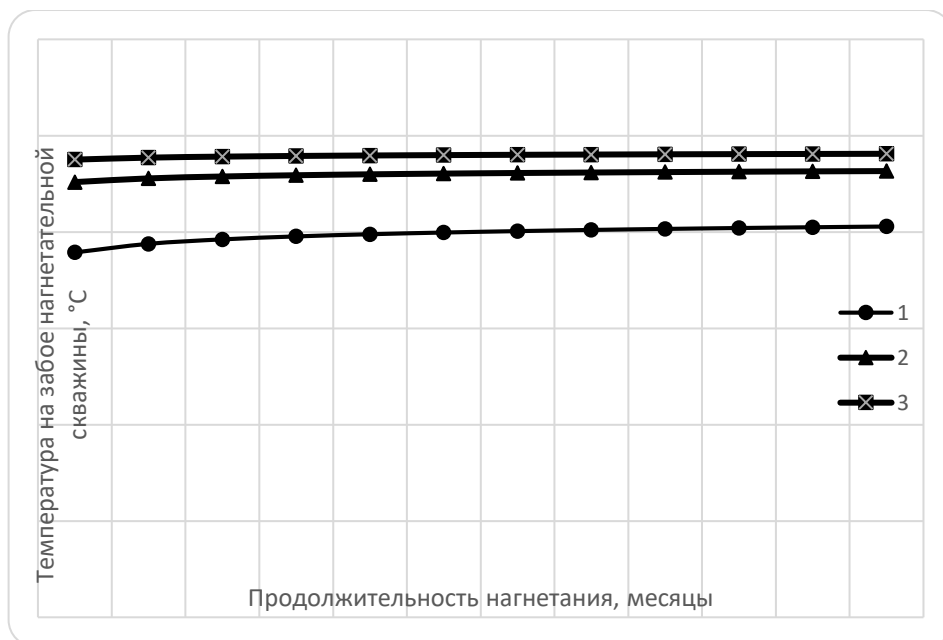


Рисунок 2 - Изменение температуры на забое нагнетательной скважины при закачке горячей воды.

Глубина скважины 1000 м , температура воды на устье 100°C .

1 – расход закачиваемой в пласт воды 200 м³/сут, 2 - расход закачиваемой в пласт воды 500 м³/сут,

3 - расход закачиваемой в пласт воды 1000 м³/сут.

Из полученных данных следует, что температура на забое нагнетательно скважины с увеличением продолжительности нагнетания растет крайне незначительно. Полученные результаты показывают, что наибольший рост температуры происходит в течение первого месяца нагнетания теплоносителя. Это делает целесообразным циклическую тепловую обработку скважины с продолжительностью закачки теплоносителя около 1- 2 месяца, поскольку в дальнейшем температура растет крайне незначительно (на 1-3 градуса в месяц) несмотря на большой расход теплоносителя.

Результаты расчета значений коэффициента теплотерь, найденного как отношение потерь тепла по стволу скважины к общему количеству теплоты, подведенного к устью скважины, показаны на рис. 3.

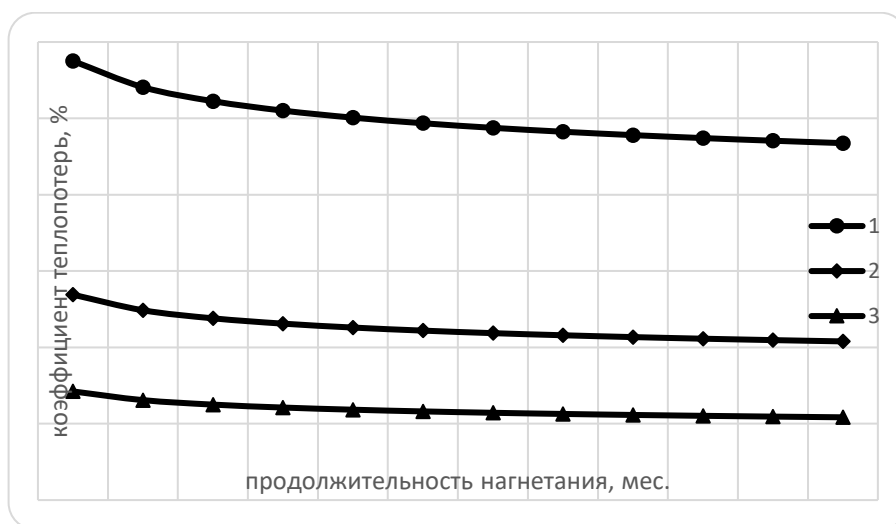


Рисунок 4 - Изменение коэффициента теплотерь в стволе скважины.

Глубина скважины 1000 м, температура воды на устье 100°С.

1 – расход закачиваемой в пласт воды 200 м³/сут, 2 - расход закачиваемой в пласт воды 500 м³/сут,

3 - расход закачиваемой в пласт воды 1000 м³/сут.

Из полученных результатов видно, что величина коэффициента теплотерь с ростом продолжительности нагнетания снижается. Также к

снижению коэффициента теплопотерь приводит увеличение расхода теплоносителя.

Таким образом, в работе проанализировано изменение температуры на забое и по стволу скважины в зависимости от времени закачки при заданных условиях. Показано, что температура на забое стабилизируется уже через 1-3 суток в зависимости от расхода. Следовательно, при проведении циклической обработки интервал закачки может варьироваться в указанных диапазонах. После 1 месяца термоциклической обработки температура на забое растет незначительно (1-2 °С) по сравнению с объемами закачиваемого теплоносителя, следовательно, проведение дальнейшей закачки нецелесообразно. При увеличении расхода закачиваемой в пласт воды существенно уменьшаются теплопотери. Их незначительное уменьшение также происходит с увеличением продолжительности нагнетания. Для уменьшения теплопотерь требуется надежная теплоизоляция системы закачки теплоносителя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ибрагимов Л.Х., Мищенко И.Т. и др. Интенсификация добычи нефти. – М. : Наука, 2000. – 414 с.
2. Мамедов Ф.Ф. Повышение эффективности процесса вытеснения нефти тепловыми методами//Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. 2014. №1. С. 242-244.
3. Нарзуллаев К.С , Шотмонов Д.С., Насриддинов А.Ш. Современные методы получения нефти из битуминозного песка//Международный журнал прикладных и фундаментальных исследований, 2016. № 7-1. С. 23-27.
4. Кудинов В.И. Основы нефтегазопромыслового дела. - М.–Ижевск: Институт компьютерных исследований: Удмуртский госуниверситет, 2005. - 720 с.
5. Попов Ю., Пименов В., Тертычный В. Достижения в области геотермических исследований нефтегазовых месторождений // Нефтегазовое обозрение. Весна 2001. <https://docplayer.com/48479809-Dostizheniya-v-oblasti-geotermicheskikh-issledovaniy-neftegazovyh-mestorozhdeniy.html>. Дата обращения 07.09.2021
6. Чехонин Е., Паршин А., Писаренко Д., Попов Ю., Ромушкевич Р., Сафонов С., Спасенных М. Теплофизические свойства пород-коллекторов // Нефтегазовое обозрение. 2012.Том 24. №3.

7. Купцов С.М. Теплофизические свойства пластовых жидкостей и горных пород нефтяных месторождений. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 205 с.: ил. ISBN 978-5-8365-0317-8
8. Юдин В.А., Королев А.В., Афанаскин И.В., Вольпин С.Г. Теплоемкость и теплопроводность пород баженовской свиты – исходные данные для численного моделирования тепловых способов разработки. – М.: ФГУ ФНЦ НИИСИ РАН, 2015. – 225 с.
9. Дортман Н.Б. Физические свойства горных пород и полезных ископаемых (петрофизика). М.: Недра, 1984. – 455 с.

УДК:622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УЭЦН НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

В.С. Гаврилов, О.А. Грибенников

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

gavrilov1991@mail.ru

Аннотация. Основными осложняющими факторами при эксплуатации скважин, является содержание механических примесей в добываемой продукции, а так же образование солеотложений на рабочих органах погружного насоса и на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб. В таких осложненных условиях эксплуатации, установки электроцентробежного насоса (УЭЦН), подвергаются повышенному износу, что приводит к преждевременному отказу оборудования и сокращает межремонтный период эксплуатации.

Ключевые слова: отказы УЭЦН, механические примеси, солеотложения, фонд скважин.

В последнее время на Самотлорском месторождении одним из основных способов эксплуатации скважин была и остается добыча нефти с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Чтобы поддерживать добычу нефти на необходимом уровне рентабельности, в условиях высокой обводненности, приходится производить отбор жидкости в большом количестве. Доля нефти, поднятой на поверхность с помощью погружных электроцентробежных насосов, постоянно растет. Данный способ добычи нефти имеет устойчивое развитие, который сохранится и в

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

будущем. Однако, при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН нередко возникают отказы. На рис.1 показана динамика причин отказов УЭЦН за 2019-2020г.

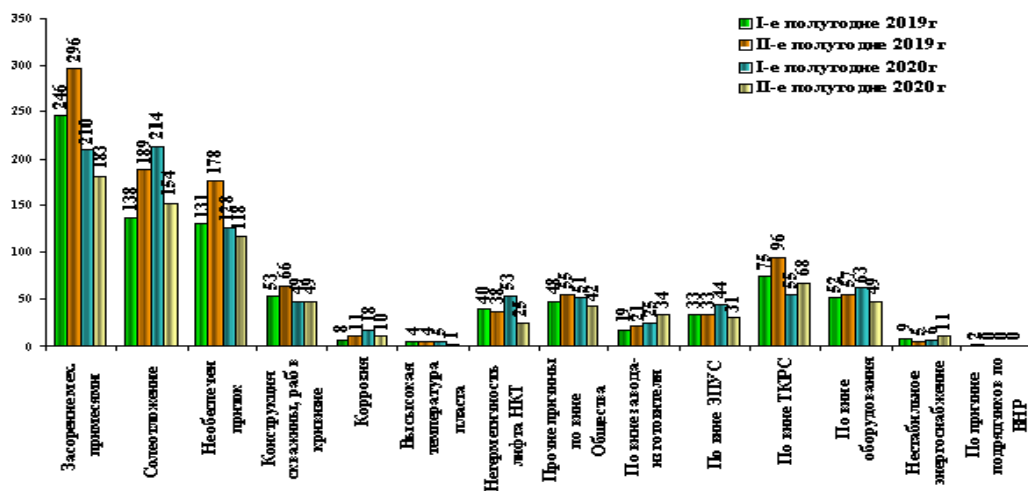


Рисунок 1 - Динамика причин отказов УЭЦН

Согласно рис.1 наибольшее число отказов происходит из-за механических примесей. Засорение приемной сетки насоса (рис.2) механическими примесями происходит из-за интенсивного выноса частиц из пласта, что является следствием проведения гидроразрыва пласта на месторождении, а также избыточной депрессии на пласт.



Рисунок 2 - Засорение приемной сетки

Сетка приёмного модуля забивается частицами, выносимыми из пласта и отложениями солей, в результате прохождение жидкости за единицу времени снижается, увеличивается нагрузка на двигатель и защита отключает его по перегрузке. После нескольких отключений установка чаще всего выходит из строя.

Солеотложения также являются проблемой при эксплуатации скважин Самотлорского месторождения, 214 отказов произошло по этой причине за первое полугодие 2020г. По вине солеотложений происходит заклинивание насоса, а также снижение или прекращение подачи при отложении солей на приемной сетке насоса.



Рисунок 3 - Засорение РО солеотложениями

В категорию «необеспечен приток» попали скважины, в которых был проведен ГРП и скважины с наличием солеотложений на рабочих органах насоса. Следствием засорения рабочих органов насоса механическими примесями и солеотложениями является снижение подачи насоса, либо ее полное прекращение. Большое значение имеет подбор правильной установки для условий конкретной скважины.

Основные мероприятия и рекомендации по повышению эффективности работы фонда скважин представлены ниже.

Снижение отказов по причине засорение мех.примесями:

- Внедрение ЭЦН в износостойком исполнении. Организовать использование новых комплектов УЭЦН при освоении новых скважин из бурения и стимулированных ГРП.

- Внедрение обратных клапанов КОШ-73 со шламоуловителем по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мех.примесей (более 100 мг/литр).

- Внедрение фильтров-насадок от мех.примесей STRONG ФНТ-75-150-4500- 85-НКТ-73-Н по фонду скважин осложнённых повышенным содержанием мех.примесей.

- Закупка забойных фильтров ФС-73x30x3000 и внедрение их в комплекте с пакерами ЗПОМ-Ф на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мех.примесей.

- Закупка забойных пакеров ЗПОМ-Ф-122-700 и внедрение их в комплекте с забойными фильтрами ФС-102х30х3000 по фонду скважин ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мех.примесей.

- Внедрение входных модулей ЖНШ от мех.примесей на скважинах ЧРФ осложнённых повышенным содержанием мех.примесей.

Снижение отказов по причине солеотложения:

- Организовать контроль применения в ЦДНГ УДЭ (дозирование хим. реагента) на скважинах осложнённых солеотложениями.

- Закачка в пласт большеобъёмных ингибирующих композиций SQUEEZE.

- Обеспечить добавление в раствор глушения ингибиторов солеотложений при глушении скважин осложнённых солеотложениями и на скважинах с раствором плотностью выше 1,05 г/см³.

- Покрытие рабочих органов ЭЦН полимерами с низкой адгезией к солям.

Снижение отказов по причине необеспечен приток:

- Обеспечить на скважинах категории "Кандидаты на ИДН в ГТМ" проведение дополнительных исследований (замеры пластовых давлений и отжатия Нд).

- Подбор оборудования с более гибкими характеристиками по истории работы скважин.

Межремонтный период работы скважины и наработка оборудования на отказ, являются основными показателями, характеризующие эксплуатацию УЭЦН. Увеличение данных показателей – один из самых эффективных способов снижения затрат в нефтедобыче.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Агапов С.Ю. Скважинные насосные установки для добычи нефти – Уфа: издательство УГНТУ, 2003 – 167 с.
2. Сафиуллин Р.Р., Матвеев Ю.Г., Бурцев Е.А. Анализ работы установок электроцентробежных насосов и технические методы повышения их надежности – Уфа: издательство УГНТУ, 2002 – 90 с.
3. Комаров В.С. Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования . Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.

4. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа: ООО «Издательство научнотехнической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
5. Методические указания компании. Единые технические требования к УЭЦН, ШСНУ, НКТ и другому оборудованию для добычи нефти и оценка его работы. Москва 2011.
6. Годовой отчет АО «Самотлорнефтегаз» 2020г.

УДК:622.276

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ
УСЛОВИЯХ**

В.С. Гаврилов, О.А. Грибенников

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

gavrilov1991@mail.ru

Аннотация. Формирование асфальтосмолопарафиновых отложений и солеотложений приводит к снижению производительности системы и эффективности работы насосных установок. Часто такие отложения полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам и дополнительным ремонтным работам, в итоге – к значительным потерям в добыче нефти и, следовательно, к ухудшению технико-экономического показателя нефтегазодобывающего предприятия.

В нефтяной сфере эта проблема на сегодняшний день является актуальной, поскольку большинство месторождений находится на поздних стадиях разработки, характеризующихся высокой обводненностью продукции, что, в свою очередь, является благоприятным условием для формирования различных отложений, осложненных условий добычи.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса; осложнения; асфальтосмолопарафиновые отложения, осложненные условия эксплуатации.

Введение. В настоящее время большинство крупных и уникальных месторождений, обеспечивающих основную добычу нефти в нашей стране,

вступили в позднюю и завершающую стадии разработки, которые характеризуются значительным снижением уровня добычи нефти при резком увеличении объемов попутно добываемых воды и газа.

Вступление Самотлорского месторождения в четвертую позднюю стадию разработки повышает роль методов интенсивности добычи нефти и газа. Наряду с совершенствованием системы разработки, интенсификация добычи нефти достигается и за счет постоянной работы над фондом скважин. Эти работы направлены преимущественно на поддержание скважин в работоспособном состоянии путем проведения различных геолого-технических мероприятий: обработка призабойной зоны пласта, оптимизация режимов работы скважин, удаление парафино-гидратных отложений, гидравлический разрыв пласта.

Методы исследования: теоретический анализ, изучение проектной, технологической и эксплуатационной документации УЭЦН и нормативно-правовой документации объекта.

Результаты. В целом 2020 год по АО «Самотлорнефтегаз» отмечен продолжающимися качественными изменениями в комплексе механизированной добычи нефти, начало которым положено в 2005-2010 гг.

В 2020 году АО «Самотлорнефтегаз» был близок к реальной возможности приведения в норму неработающего фонда нефтяных скважин без дополнительных затрат.

В прошедшем году количество ремонтов скважин, необходимое для поддержания действующего фонда, сократилось по отношению к 2019 г. на 2131: по ПРС на 1236 (всего 6035 ремонтов за 2020 год), по КРС на 895 (1147 ремонтов). Это позволяло АО «Самотлорнефтегаз» переключить бригады на бездействующий фонд, реально ввести в работу дополнительно около 2000 скважин и получить 3,5-4 млн. т. нефти добычи из этого фонда по году. Финансовые проблемы АО «Самотлорнефтегаз» привели к незапланированным остановкам работ бригад ПКРС, вынужденным отпускам персонала и потере объемов ремонта.

На сегодняшний день добыча УЭЦН составляет 89% от общей добычи по Самотлорскому месторождению. Осложнения, возникающие в процессе эксплуатации скважин УЭЦН, связаны с коррозией рабочих органов погружных насосов, абразивным износом оборудования из-за повышенного содержания механических примесей в продукции скважин, отложениями солей и парафинов на подземном оборудовании, обводненностью пластов.

Качественный подбор компоновки УЭЦН для конкретной скважины влияет на срок службы оборудования и сохранность недр. В настоящее время в АО «Самотлорнефтегаз» существует специализированное программное обеспечение по подбору УЭЦН к конкретным скважинным условиям, которая позволяет производить грамотный подбор парка УЭЦН.

Осложнения при эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН:

1. Неравномерный износ опор насоса и двигателя УЭЦН, приводящий к выходу из строя оборудования и авариям, обусловлен высокой кривизной стволов эксплуатационной скважины.

2. Нормальная работа УЭЦН осложняется, если из пласта в скважину вместе с нефтью поступает газ. Это приводит к снижению вплоть до срыва подачи насоса.

Как правило, борьба с данным осложнением ведется погружением УЭЦН под динамический уровень, в результате чего давление на приеме насоса резко возрастает, как следствие, уменьшается объемный расход свободного газа за счет сжатия, но это понижает надежность работы насоса. Зачастую перед входом в насос устанавливают газосепараторы.

3. Вынос песка из пласта в ствол скважины приводит к ухудшению условий работы УЭЦН и абразивному износу его рабочих органов УЭЦН, что может привести к выводу насоса из строя, поэтому необходимо рассмотреть меры по борьбе с песком:

- установка разного рода фильтров и крепление призабойной зоны с целью предупреждения и регулирования поступления песка в скважину;
- вынос песка на поверхность.

При содержании мехпримесей от 0,1 до 0,5 г/л применяют насосы износостойкого типа.

4. Осложненный вывод скважины на режим после проведения текущих и капитальных ремонтов. Это относится к скважинам, эксплуатирующим низкопродуктивные, заглинизированные пласты.

При несоблюдении технологии глушения и промывок скважин, раствор глушения, проникая в призабойную зону, способствует разбуханию глин, которые в свою очередь закупоривают фильтрационные каналы, снижает приток и затрудняет работу насосов.

Самотлорское месторождение разрабатывается при поддержании пластового давления. В качестве источника водоснабжения системы ППД используется подтоварная вода. Заводнение нефтяных пластов может

сопровождаться выпадением неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании.

Условия, при которых происходит солеобразование, разнообразны и зависят от многих факторов, определяющими среди них являются совместимость пластовых и закачиваемых вод в скважинных условиях.

В целях борьбы с солеотложениями в АО «Самотлорнефтегаз» совместно с институтом СибНИИ НП и другими НИИ опробован ряд физических и химических методов:

– воздействие магнитным устройством МУПС 2 позволило замедлить процесс солеотложения, но полностью не предотвращает процесс, применение электромагнитного аппарата ЭМА-50 – малоэффективно;

– воздействие ультразвуковым аппаратом УЗГИ-6 и применение гидродинамических преобразователей «Сирен» для предотвращения отложения солей на рабочих органах ЭЦН также не предотвращает процесс солеотложения;

– полимерные покрытия на основе кремнийорганических гидрофобизаторов, солеуловители, устанавливаемые на потоке, ожидаемого эффекта не дали.

Наиболее технологичны и эффективны в условиях Самотлорского месторождения химические методы, т.е. применение ингибиторов солеотложения. Проведены промышленные испытания различных ингибиторов 5P-181, 5P-191, 8P-29 английской фирмы «Петролайт», ПАФ-13А, СНПХ-5301 НИИнефтепромхим. С 2006 г. в АО «Самотлорнефтегаз» используются ингибиторы производства Когалымского завода химреагентов для защиты от солеотложений: ХПС-005, ХПС-007. Защита от солеотложений ведется двумя путями: задавка в призабойную зону при КРС и закачка в затрубное пространство.

На всем солепроявляющем фонде АО «Самотлорнефтегаз» проводятся операции, по защите скважин от солеотложений, в т.ч. по методу задавок в призабойную зону пласта (6%) и закачек в затрубное пространство (94%).

Для месторождений Западной Сибири, в частности Самотлорского месторождения, характерны отложения парафина и асфальтосмолистых веществ, интенсивность образования которых зависит как от степени перенасыщенности компонентами, так и от условий разработки месторождения и режима работы скважин. Наибольшее количество

скважин, эксплуатация которых может быть осложнена образованием АСПО, следует ожидать в начальный период разработки.

Далее их количество будет уменьшаться по мере увеличения обводненности добываемой продукции. По мере увеличения обводненности добываемой из пласта продукции скважин повышается температура газонефтяного потока, гидрофилизируется внутренняя поверхность труб, в результате чего снижается интенсивность АСПО.

Парафинизация оборудования в значительной степени зависит от состава и физико-химических свойств нефтей. Интенсивное парафиноотложение характерно для легких нефтей, с большим содержанием парафина и бензиновых фракций.

Поскольку нефти месторождения относятся к категории легких, парафинистых, в малодобитных скважинах при движении по стволу скважины может происходить существенное охлаждение продукции и отложение парафина в лифтовых трубах, наземных трубопроводах и аппаратах.

Как показывает опыт эксплуатации скважин, при достижении обводненности добываемой продукции 75-80% запарафинивание скважин будет незначительным, целесообразным будет проведение профилактических мероприятий. Парафинообразования следует ожидать на вновь вводимых добывающих скважинах.

Борьба с парафиноотложениями в АО «Самотлорнефтегаз» ведется с применением ингибиторов типа СНПХ (СНПХ-7212, СНПХ-7215, СНПХ-7214, СНПХ-7843), Депарола-7292, МЛ-72, МЛ-80 и с применением обработок горячей нефтью. На парафинопроявляющем фонде проводятся обработки горячей нефтью агрегатами депарафинизации.

Наиболее серьезную проблему при эксплуатации скважин представляет коррозия НКТ и обсадных колонн, шлейфовых и линейных трубопроводов. Наиболее подвержены коррозии нагнетательные скважины. Наружную поверхность НКТ нагнетательных скважин и внутреннюю поверхность обсадных труб можно защитить от коррозии установкой пакера на забое скважины и закачкой в межтрубное пространство антикоррозийной жидкости. Для предотвращения коррозии НКТ нагнетательных скважин и водоводов системы ППД рекомендуется применение труб с внутренним антикоррозионным покрытием, полимерно-металлических труб, или изготовленных из стали повышенной коррозионной стойкости.

Выводы. Из механизированных способов эксплуатации скважин явное предпочтение в предшествующий период было отдано использованию установкам электроцентробежных насосов.

Обширный опыт их эксплуатации в северных регионах России показывает, что УЭЦН эффективно работают с подачей жидкости от 20 м³/сут., хотя имеется достаточное количество примеров удовлетворительной работы УЭЦН при дебитах жидкости от 12-15 м³/сут.

Данный способ эксплуатации хорошо зарекомендовал себя и в условиях рассматриваемого месторождения.

Опыт показывает, что УЭЦН соответствующих размеров обеспечивают эффективную эксплуатацию скважин во всем диапазоне дебитов, характерных для Самотлорского месторождения.

УЭЦН имеют высокую производительность, что особенно важно при эксплуатации высокодебитных скважин. Их наземное оборудование отличается простотой и не требует для монтажа фундаментов и других сооружений.

Сочетание целой группы негативных факторов, как неудовлетворительное состояние отборов жидкости, бездействие пробуренного фонда практически приводят к разбалансировке проектной системы разработки. В связи с этим, необходимо принятие комплекса мер, направленного на стабилизацию добычи нефти, таких как, увеличение темпов отбора. Необходимо снижение простаивающего фонда скважин, и провести оптимизацию насосного фонда скважин, пользуясь программой Subpump.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Волкова, Г.И. Подготовка и транспорт проблемных нефтей (научно-практические аспекты) / Г.И. Волкова, Ю.В. Лоскутова, И.В.Прозорова, Е.М.Березина. – Томск: Издательский Дом ТГУ, 2015. – 136 с.
2. Герасимова, Е.В. Растворители-теплоносители для удаления асфальто-смолистых и парафиновых отложений / Е.В. Герасимова, А.Ф. Ахметов, Ю.В. Красильникова // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2010. – №2. – С. 37-44.
3. Глущенко, В.Н. Оценка эффективности ингибиторов асфальто-смолопарафиновых отложений / В.Н. Глущенко, Л.М. Шипигузов, И.А. Юрпалов // Техника и технология добычи нефти. – 2007. – №5. – С. 84-87.

4. Егоров, А.В. Ингибитор парафиноотложения комплексного действия для нефтяных эмульсий и парафинистых нефтей / А.В. Егоров, В.Ф. Николаев, К.И. Сенгатуллин, И.Я. Муратов, Х.Г. Зайнутдинов // Электронный журнал «Нефтегазовое дело». – 2013. – №2. – С.334-348.
5. Иванова, Л.В. Удаление асфальтосмолопарафиновых отложений разной природы / Л.В. Иванова, В.Н. Кошелев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2011. – №2. – С. 257-268.
6. Ивановский, В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти: учеб.пособие / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов. – Москва: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2002. – 824 с.
7. Коробов, Г.Ю. Исследование процессов адсорбции и десорбции ингибитора асфальтосмолопарафиновых отложений в поровом пространстве карбонатного коллектора / Г.Ю. Коробов, М.К. Рогачев // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2016. – №1. – С. 89-100.
8. Куксов, А.К. Внедрение новых разработок для повышения продуктивности скважин на месторождениях Западной Сибири / А.К. Куксов, А.Н. Пеньков // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 5. – С.48-57.
9. Миллер, В.К. Комплексный подход к решению проблемы асфальтосмолопарафиновых отложений из высокообводненных нефтей (на примере нефтей месторождений Удмуртии): Дисс. канд. тех. наук.02.00.13 / В.К. Миллер. – Москва, 2016. – 196 с.
10. Мищенко, И.Т. Выбор способа эксплуатации скважин нефтяных месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: справочник / И.Т. Мищенко, Т.Б. Бравичева, А.И. Ермолаев. – РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина. – Москва: Нефть и газ, 2005. – 440 с.

**СПОСОБЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ ВЫСОКОГО ЗАТРУБНОГО
ДАВЛЕНИЯ, СОЗДАВАЕМОГО ПОПУТНЫМ НЕФТЯНЫМ ГАЗОМ,
В СКВАЖИНАХ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ УЭЦН**

Г.Г. Гилаев

*ФГБОУ ВО «Кубанский Государственный
Технологический Университет»*

г. Краснодар, Россия, gggilaev@kubstu.ru

Аннотация. В статье рассмотрены основные способы решения проблем высокого затрубного давления, создаваемого попутным нефтяным газом, в скважинах, эксплуатирующихся УЭЦН.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, повышенное затрубное давление, электроцентробежный насос, избыточное количество газа

В настоящее время при обустройстве нефтяных месторождений используется однетрубная система сбора нефти. Но данная система имеет значительный минус - высокие линейные давления, т.к. затрубное давление газа полностью зависит от линейного, то происходит снижение динамического уровня в стволе скважины и его приближение к приему насосного оборудования. Это ограничивает возможности повышения производительности насосного оборудования и возникает необходимость увеличения глубины спуска насоса, что влечет за собой дополнительные расходы на насосно-компрессорные трубы и электрический кабель.

Также следует отметить отрицательное влияние избыточного количества газа в затрубном пространстве на установку электроцентробежного насоса (УЭЦН): повышение температуры корпуса насоса, снижение или срыв подачи пластовой жидкости, возникновение условий для образования газогидратов и др.

Таким образом, избыточное давление газа в затрубном пространстве негативно влияет на дебит скважин, отрицательно влияя на УЭЦН и поднимая забойное давление.

Рассмотрим три способа снижения затрубного давления, каждый из которых характеризуется выбором конкретной техники. На рис.1 представлена классификация техники по способу размещения.

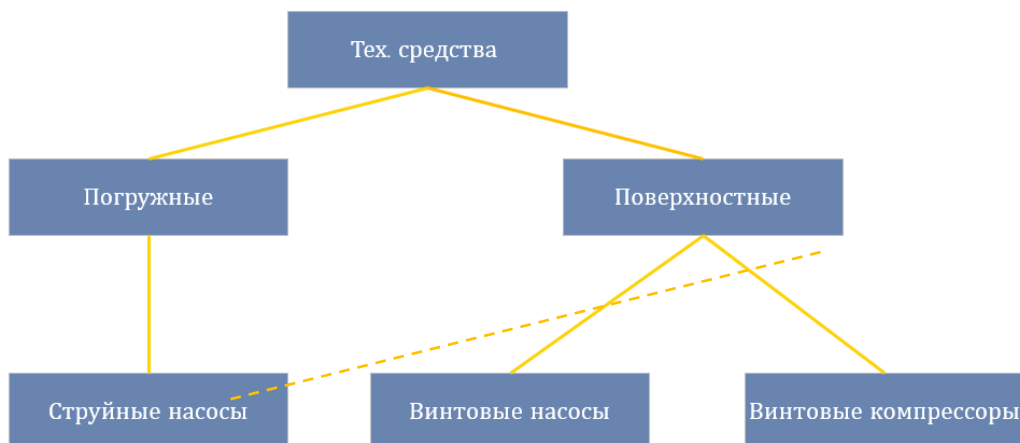


Рисунок 1 – Классификация техники по способу размещения

Применяемые для добычи нефти установки погружных электрических центробежных насосов (УЭЦН) можно использовать в качестве силовых приводов погружных струйных насосов (СН), расположенных выше ЭЦН в составе лифтовой колонны НКТ, формируя так называемые тандемные установки «ЭЦН-СН».

Также возможна установка струйного газожидкостного эжектора в составе фонтанной арматуры на поверхности, что значительно облегчает его монтаж и последующее обслуживание. Рассмотрим схему обвязки наземного струйного газожидкостного эжектора. Она представлена на рис. 2.

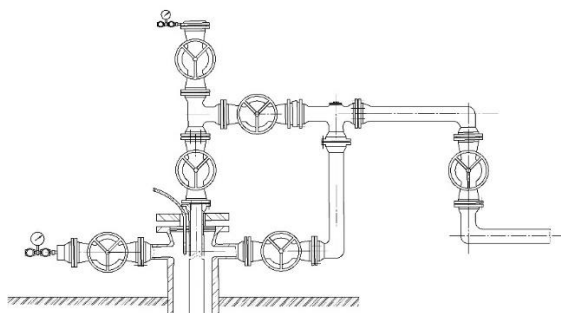


Рисунок 2 – Схема обвязки струйного эжектора в составе фонтанной арматуры

Применение винтовых насосов на устье скважины позволит снизить линейное давление практически до нуля и перекачивать по выкидной линии жидкость из НКТ вместе с попутным нефтяным газом из затрубья.

Рассмотрим схему обвязки винтового насоса. Она представлена на рис. 3.

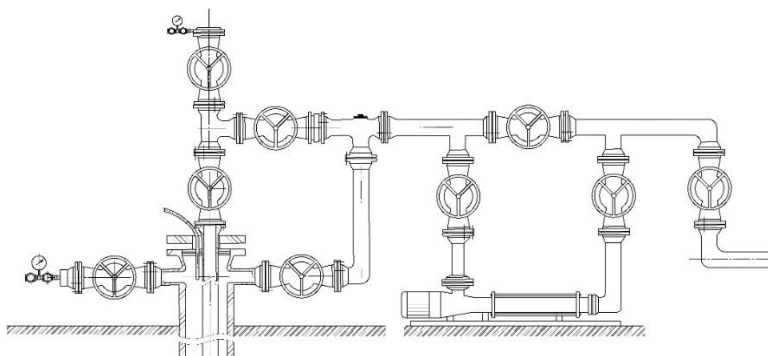


Рисунок 3 – Схема обвязки винтового насоса на устье скважины

Для уменьшения затрубного давления также предлагается применять винтовой компрессор.

Отсутствие клапанов и неуравновешенных механических сил обеспечивают винтовым компрессорам высокие рабочие частоты вращения, то есть позволяют получать большую производительность при сравнительно небольших внешних габаритах.

В нефтяной промышленности наиболее распространены винтовые компрессоры с подачей смазки в рабочую камеру. Масло в рабочую полость винтового компрессора подается с целью уменьшения перетечек через внутренние зазоры, смазки винтового зацепления роторов и охлаждения сжимаемого газа.

Рассмотрим схему обвязки винтового компрессора. Она представлена на рис. 4.

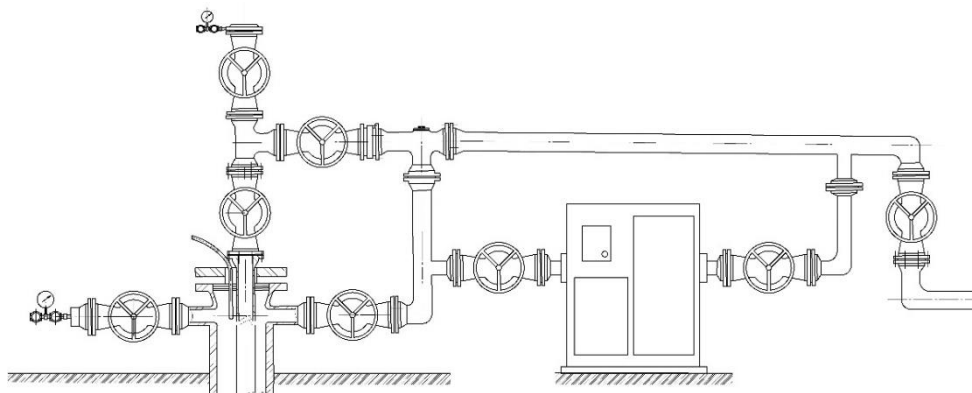


Рисунок 4 – Схема обвязки винтового компрессора на устье скважины

Заключение

В данной работе был рассмотрен механизированный способ добычи нефти УЭЦН, а также связанные с ним проблемы, в том числе большое давление попутного нефтяного газа в затрубном пространстве скважины, которое приводит к снижению дебита скважин. Было предложено три способа снижения затрубного давления: установка струйного насоса (эжектора) в скважине или на устье скважины, применение винтового насоса на устье скважины, применение винтового компрессора на устье скважины.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Теория и практика. – М.: Недра, 1996. – 367 с.
2. Сургучев М.Л. Методы извлечения остаточной нефти. – М.: Недра, 1991. – 347 с.
3. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче обводненной нефти. – Уфа: Башкирское книжное изд-во, 1987.— 168 с.
4. Мельниченко В.Е. Оценка влияния основных технологических характеристик добывающих скважин на ресурс погружных электроцентробежных насосов: дис. ... канд. техн. наук. – М., 2018.
5. Сарачева, Д.А. Оборудование для удаления свободного газа из затрубного пространства насосных скважин / Д.А. Сарачева, Р.И. Вахитова, К.Р. Уразаков, Г.И. Бикбулатова // Учебное пособие. – Альметьевск: Альметьевский государственный нефтяной институт, 2015.- 57 с.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ
МЕРОПРИЯТИЙ (ГТМ) НА ДОБЫВАЮЩЕМ И
НАГНЕТАТЕЛЬНОМ ФОНДЕ ПЛАСТА Б2 БОГАТЫРЕВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Головина

*Самарский Государственный Технический Университет
Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрена эффективность геолого-технических мероприятий (ГТМ) по добывающему и нагнетательному фонду пласта Б₂ Богатыревского месторождения. Сделаны выводы о неэффективности разработки залежи без ППД. Для дальнейшей разработки продуктивного пласта Б₂ выданы рекомендации по применению физико-химического воздействия на призабойную зону скважин. Основные направления работ - это интенсификация, РИР, ОПЗ, оптимизация, запуск скважин в эксплуатацию путем ремонта наземного и подземного оборудования различной степени сложности (ПРС, КРС).

Ключевые слова: призабойная зона, пласт, дебит нефти, добывающая и нагнетательная скважина, ГТМ, обводненность, система ППД, кислотная ванна, пластовое давление.

Разработка объекта Б₂ Богатыревского месторождения осуществляется с 1983 года. Обводненность в добываемой продукции отмечается на пятый год эксплуатации скважин и в дальнейшем происходит быстрое ее нарастание. Разработка залежи на протяжении длительного периода характеризовалась высокими уровнями отборов жидкости. Данные эксплуатации скважин свидетельствуют об активной связи нефтяной залежи с законтурной областью со стороны северного крыла и восточной переклинали. Об этом свидетельствуют и геофизические данные по скважинам 42, 52, 66, 68, в которых, при бурении в 1986-1999 гг., объем пласта Б₂ был или частично (скважины 42, 52, 66) или полностью промыт (скважина 68).

Все действующие скважины уже обводнены, обводненность всех скважин составляет свыше 75 %. Высокодебитные скважины расположены в центральной части залежи.

Эксплуатационный фонд составлял 19 скважин, в среднем отбор по скважине равнялся 60,2 тыс.т нефти. Фактическая плотность сетки скважин составила 35,0 га.

Закачка воды на объекте Б₂ осуществляется с 1992 года через три нагнетательные скважины - 21, 56, 41бис. Объемы закачиваемой воды не позволяют компенсировать годовые отборы жидкости, накопленная компенсация составляет всего 14,8 %. Длительный период разработки объекта закачка осуществлялась всего через одну нагнетательную скважину. Этого оказалось недостаточно, пластовое давление продолжало снижаться, а соответственно и снижаться дебиты жидкости по скважинам – со 150 до 13 т/сут. В связи с этим, под закачку в 2017 и 2018 гг. были переведены еще две скважины, что позволило поднять пластовое давление в среднем по залежи до 26,5 МПа и соответственно поднять дебиты жидкости по скважинам до 84,9 т/сут.

В 2019 году приемистость скважин составила 70,4 м³/сут.

С начала разработки в пласт Б₂ закачано 685,0 тыс.м³ воды, текущая компенсация составляет 29,6 %.

Таким образом, разработка без системы ППД либо без достаточной интенсивности приводила к падению пластового давления и снижению отборов. Реализация очагового заводнения через три нагнетательные скважины позволила поднять пластовое давление и увеличить отборы нефти [1].

Всего на текущую дату на пласте Б₂ Богатыревского месторождения на скважинах добывающего фонда выполнено 16 геолого-технологических мероприятий (таблица 1, рисунок 1).

- Доп.перфорация– 1скв./опер. на одной скважине;
- ИДН – 2 скв./опер. на двух скважинах;
- Из БД – 2 скв./опер. на двух скважинах;
- ОПЗ – 5 скв./опер. на пяти скважинах;
- ПВЛГ – 6 скв./опер.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1- Распределение ГТМ добывающих скважин пласта Б₂ по видам

ВИД ГТМ	КОЛ-ВО обработок	КОЛ-ВО скважин	суммарный прирост	удельный прирост
Доп. перфорация	1	1	1,4	1,400
ИДН	2	2	29,1	14,550
Из БД	2	2	21,4	10,700
ОПЗ	5	3	21,6	4,320
ПВЛГ	6	6	53,3	8,883
ИТОГО	16	13	126,8	7,925

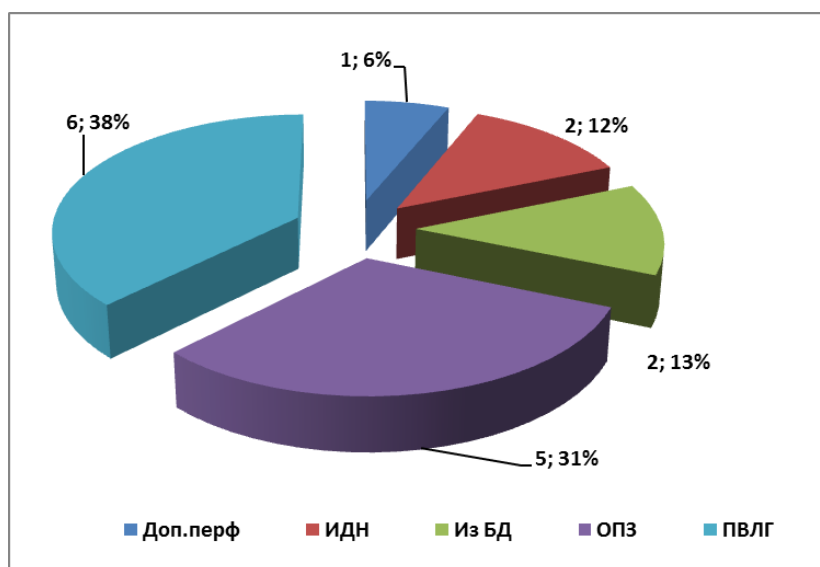


Рисунок 1- Распределение ГТМ добывающих скважин по видам

Анализ эффективности ГТМ на добывающих скважинах пласта Б₂ Богатыревского месторождения приведен в таблице 2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 2-Анализ эффективности ГТМ на добывающих скважинах пласта Б₂ Богатыревского месторождения

№№ скв.	Тип ГТМ	Пласт	состояние до ГТМ			состояние после ГТМ			прирост
			Qн	Qж	%	Qн	Qж	%	
45	ППР	В1, Б2(С1)	4,1	58,0	91,5	9,3	117,0	90,5	0,9
149	ПВЛГ	В1, Б2(С1)	-	-	-	21,4	50,0	48,7	3,8
46	Доп.перф	В1, Б2(С1)	10,7	42,0	69,5	18,6	48,0	53,5	1,4
44	ОПЗ	Б2(С1)	14,0	29,0	41,2	25,6	51,0	38,8	0,5
59	ПВЛГ	Б2(С1)	-	-	-	39,4	75,0	36,0	7,1
46	ОПЗ	В1, Б2(С1)	27,8	76,0	56,1	55,9	120,0	44,0	5,1
9040	ОПЗ	В1, Б2(С1)	13,6	51,0	69,4	44,1	62,0	16,8	5,5
28	ИДН	Б2(С1)	45,6	116,0	52,0	97,1	267,0	55,0	9,3
28	Из БД	Б2(С1)	-	-	-	38,9	100,0	53,0	14,0
49	ПВЛГ	В1, Б2(С1)	-	-	-	27,0	62,0	49,0	4,9
46	ОПЗ	В1, Б2(С1)	-	-	-	34,2	76,0	46,0	6,2
9040	ПВЛГ	В1, Б2(С1)	-	-	-	25,2	50,0	41,0	4,5
62	ПВЛГ	В1, Б2(С1)	-	-	-	67,4	133,0	40,0	12,1
44	ОПЗ	Б2(С1)	12,3	35,0	57,1	28,0	57,0	40,0	2,8
56	ПВЛГ	В1, Б2(С1)	-	-	-	115,9	140,0	1,0	20,9
36	Из БД	Б2(С1)	-	-	-	20,6	30,0	16,0	7,4
46	ИДН	В1, Б2(С1)	4,4	5,0	1,0	252,8	300,0	5,0	19,9

За последние пять лет на пласт Б₂ переведено шесть скважин, суммарный эффект от мероприятий 53,3 тыс.т, удельный на 1 скв./опер. – 7,925. Перевод скважин является самым эффективным ГТМ по суммарному приросту (Рисунок 2).

Из бездействия за 2016-2020 гг. введены две скважины, получено 21,4 тыс.т нефти или 10,7 на скв./опер.

По двум скважинам проведено ИДН, оба раза успешно, приросты дебитов по нефти составили 51,5 т/сут и 248,4 т/сут, суммарная добыча от мероприятий 29,1 тыс.т. Средний прирост дебита нефти в скважинах после проведения пяти ОПЗ в 2016-2020 гг. составил 24 т/сут, изменяясь от 11,6

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

до 34,2 т/сут. Дополнительная добыча нефти от проведенных мероприятий составила 21,6 тыс.т, изменяясь от 2,1 до 6,2 тыс.т.

В одной скважине проведена дополнительная перфорация, от которой получено 1,4 тыс.т дополнительной нефти.

Таким образом, все проведенные мероприятия на добывающем фонде по поддержанию отборов и их увеличению, выполнены успешно.

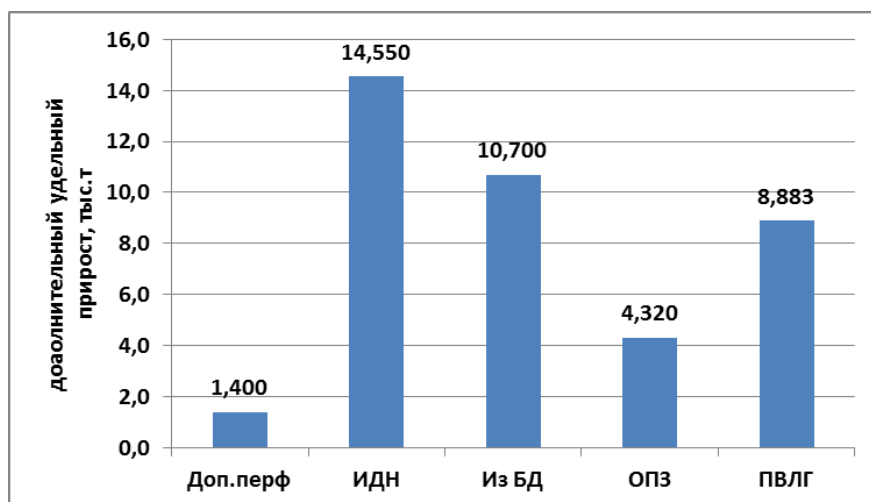


Рисунок 2- Распределение ГТМ по суммарному приросту

По нагнетательному фонду за период 2016-2020 гг. выполнено 5 скв./опер., не считая одного перевода под закачку(скважина №56) . Из пяти выполненных операций 3 ОПЗ и 2 КРС {2}.

Из пяти проведенных мероприятий, четыре выполнены успешно – с приростом по приемистости в среднем 64 м³/сут, диапазон прироста 36-100 м³/сут.

Виды проведенных ГТМ на нагнетательном фонде пласта Б₂ Богатыревского месторождения приведены в таблице 3.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 3- Анализ эффективности ГТМ на нагнетательных скважинах пласта Б₂

№№ скв.	Тип ГТМ	Пласт	Дата	Qж	Qж
56	перевод в ППД	В1, Б2(С1)	29.12.2014		100,0
9041	ОПЗ нагн.фонд	В1, Б2(С1)	13.12.2013	124,0	160,0
21	КРС нагн.фонд	В1, Б2(С1)	21.03.2013	61,0	100,0
9041	ОПЗ нагн.фонд	В1, Б2(С1)	09.03.2013	70,0	154,0
21	ОПЗ нагн.фонд	Б2+В1	03.10.2012	21,0	80,0
9041	КРС нагн.фонд	Б2+В1	27.08.2011	90,0	90,0

Для дальнейшей разработки продуктивного пласта Б₂ Богатыревского месторождения рекомендуются следующие виды физико-химического воздействия на призабойную зону скважин:

- Кислотная ванна – наиболее простой вид кислотных обработок, предназначенный для очистки поверхности забоя от остатков цементной и глинистой корки, продуктов коррозии, кальцитовых выделений из пластовых вод и др. в период освоения или ввода скважин в эксплуатацию. Кроме того, назначение КВ заключается в подготовке действующего фонда к последующим обработкам, т.е. они способствуют увеличению зоны охвата воздействием при вторичных и т.д. операциях.

- Изоляции или ограничения притока попутной воды в нефтяные скважины Известно, что геолого-литологическая характеристика коллекторов (слоистая и зональная неоднородность) оказывает решающее влияние на процесс вытеснения нефти и, в конечном счете, на нефтеотдачу. В условиях слоисто-неоднородного пласта Б₂ может происходить опережающая выработка высокопроницаемых слоев. В этих случаях наблюдается постепенное снижение уровней добычи нефти, добывающий фонд дает продукцию с высокой обводненностью. Рекомендуется использовать водоизоляционный состав на основе силиката натрия (жидкого стекла). Геолого-физическая характеристика пласта Б₂ в полной мере удовлетворяет эффективному применению предлагаемой технологии – коллектор терригенный поровый с проницаемостью больше 0,2 мкм²; коэффициент расчлененности – более 2 д.ед.; глубина залегания пласта – не превышает 3500м; температура прискважинной зоны пласта – от 40⁰С и

выше; залежь с механизированным фондом; средняя обводненность добываемой продукции не превышает 95% .

- Технология обработки призабойной зоны нагнетательных скважин кислотным поверхностно-активным составом направлена на восстановление и увеличение проницаемости ПЗП путем удаления адсорбированных загрязнений с поверхности горной породы и химического взаимодействия кислоты со скелетом породы продуктивного пласта. Состав активно растворяет осадки солей, разрушает водонефтяные эмульсии, подавляет разбухание глинистой составляющей продуктивных пластов.

- Проведение профилактических работ с целью поддержания и восстановления приемистости нагнетательных скважин. Пласт Б₂ разрабатывается с применением системы ППД. Его использование позволяет поддерживать высокое пластовое давление, сохранять повышенные дебиты скважин, достигать значительных темпов разработки и нефтеотдачи пласта. Стабильность приемистости нагнетательных скважин зависит от многих факторов: параметров пласта, работы соседних добывающих скважин, способа освоения скважин и давления закачки, качества закачиваемой воды и др. Одной из основных причин снижения приемистости является постепенное засорение фильтрующей поверхности пласта механическими примесями, солями и дисперсными частицами, приносимыми водой, а также продуктами коррозии, срываемыми потоком воды при движении его по водоводам и НКТ. Для поддержания и восстановления приемистости нагнетательных скважин рекомендуется проводить различные профилактические работы (самоизлив и промывки), применять разные методы обработки ПЗП, такие как дренирование, продавка под высоким давлением, кислотные обработки и др.

Таким образом, на пласте Б₂ Богатыревского месторождения первоочередной задачей является обеспечение бесперебойной и максимально эффективной работы имеющегося фонда скважин по средствам реализации ГТМ на текущем фонде скважин.

Основные направления работ - это интенсификация, РИР, ОПЗ, оптимизация, запуск скважин в эксплуатацию путем ремонта наземного и подземного оборудования различной степени сложности (ПРС, КРС).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Дополнение к проекту разработки Богатыревского месторождения Самарской области», ООО «СамараНИПИнефть», 2020 – 190 с.

**МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОСУЩЕСТВЛЕНИЮ КОНТРОЛЯ ЗА
ПРОЦЕССОМ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА Б2 ОЗЕРКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Головина, Ю.А. Дубовицкая

Самарский Государственный Технический Университет

Самара, Россия

Аннотация

Для контроля процесса разработки пласта Б₂ Центрального купола Озеркинского месторождения: режимов эксплуатации скважин, энергетического состояния разрабатываемого объекта, состояния призабойной зоны скважин, а также для уточнения геолого-физических свойств коллектора и пластовых флюидов, изучения характера обводнения скважин в дальнейшем рассмотрен комплекс промыслово-геофизических, гидродинамических и геолого-промысловых методов исследований.

Ключевые слова: пласт, разработка, контроль, режим эксплуатации, скважина, призабойная зона, мероприятия, свойства коллекторов, обводнение скважин, дебит жидкости.

На текущую дату фонд пьезометрических скважин по пласту Б₂ Центрального купола Озеркинского месторождения состоит из скважин №№ 8, 25, 43, 44, 59.

Контроль за разработкой будет производиться существующим фондом пьезометрических и добывающих скважин и проектными добывающими скважинами. Для контроля процесса разработки пласта Б₂ Центрального купола Озеркинского месторождения: режимов эксплуатации скважин, энергетического состояния разрабатываемого объекта, состояния призабойной зоны скважин, а также для уточнения геолого-физических свойств коллектора и пластовых флюидов, изучения характера обводнения скважин в дальнейшем рекомендуется использовать комплекс промыслово-геофизических, гидродинамических и геолого-промысловых методов исследований.

Необходимо проводить замеры дебита жидкости, содержания воды, газового фактора. Контроль за энергетическим состоянием залежей должен осуществляться путем замеров пластового и забойного давлений, определения статических и динамических уровней.

Для оценки параметров, как призабойной части пласта, так и удаленной зоны пласта необходимо использовать результаты, полученные

при обработке кривых восстановления (падения) давления (уровней) – КВД и КВУ.

В процессе разработки необходимо выявлять источники обводнения скважин, осуществлять замеры температуры пласта, исследовать пробы нефти и воды для уточнения физико-химических свойств флюидов.

В процессе эксплуатации скважин требуется осуществлять контроль за состоянием обсадных колонн и цементного камня.

Контроль за разработкой продуктивных пластов предусматривает непрерывный на протяжении всей разработки процесс сбора и обобщения данных для решения следующих задач:

- Изучение динамики текущей добычи нефти, попутно добываемой воды и закачки воды, как в целом по площади, так и по отдельным скважинам;

- Изучение характера внедрения вытесняющего агента по отдельным пропласткам и пласту в целом, зонам и участкам залежей с оценкой степени охвата объекта заводнением;

- Изучение энергетического состояния залежи, динамики пластовых и забойных давлений в зонах отборов и закачки. Изучение давлений в законтурной области залежей;

- Оценка состояния (герметичности) эксплуатационных колонн, взаимодействия продуктивного горизонта с выше и ниже лежащими объектами, выявление перетоков жидкости между пластами разрабатываемого объекта и соседними по разрезу объектами;

- Оценка технологической эффективности осуществляемых мероприятий по регулированию разработки;

- Изучение динамики изменения физико-химических свойств добываемых флюидов в пластовых и поверхностных условиях в процессе разработки.

Для контроля за техническим состоянием колонны проводятся исследования ГИС по всему стволу скважины с привязкой по ГК, акустический контроль цементажа (АКЦ), контроль толщины стенки эксплуатационной колонны и ее целостности (трещины, сдвиги, обрывы, корродированные интервалы), шумометрия, высокоточная термометрия.

Остается актуальным обязательно высокий уровень организации контроля за дебитами скважин по нефти, газу и жидкости, их

продуктивностью, обводненностью скважин, газовым фактором по нефтяным скважинам.

На нагнетательных скважинах (по каждой из них) необходимо в соответствии с «Обязательным комплексом промысловых геофизических и гидродинамических исследований в скважинах» не менее одного раза в неделю количественно замерять приемистость, давление нагнетания воды на устье, давление в межтрубном пространстве.

Промысловые исследования

Основной частью комплекса промысловых исследований является постоянный контроль технологических параметров работы добывающих и нагнетательных скважин. Контроль показателей работы скважин является обязательным видом исследований и должен включать в себя:

- определение дебитов жидкости, обводненности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин, оценку качества закачиваемой воды по результатам анализа проб на содержание ТВЧ.
- оценку минерализации попутно добываемой воды.

Скважинные дебитометрические исследования

Они позволяют оценить приток жидкости вдоль интервала вскрытия в добывающих скважинах (профили притока) и интенсивность поглощения в нагнетательных скважинах (профили приемистости) с помощью регистрирующих приборов (дебитомеров и расходомеров), спускаемых в скважину и перемещаемых вдоль перфорированного интервала.

Гидродинамические исследования скважин

Гидродинамические исследования предназначены для изучения продуктивных пластов при их испытании, освоении и эксплуатации в добывающих и нагнетательных скважинах с целью получения данных об их продуктивности, фильтрационных параметрах и скин-факторе, режима залежи и др .

Гидродинамическими исследованиями определяются следующие параметры: начальное пластовое давление, пластовая температура, дебит нефти, газовый фактор, удельная продуктивность, удельная приемистость, гидропроводность, пьезопроводность, проницаемость, а также определяется совершенство вскрытия скважин и степень фильтрационной неоднородности.

Замеры динамического уровня проводятся для решения технологических задач при подборе и эксплуатации насосного

оборудования. Замеры статического уровня используются для расчета пластовых давлений с целью построения карт изобар и оценки энергетического состояния залежи. По известным значениям статического и динамического уровней можно так же оценивать продуктивность скважин.

Результаты гидродинамических исследований используются для обоснования производительности и приемистости скважин, выбора рациональных депрессий и репрессий на пласт.

Геофизические методы исследования

ГИС основаны на физических явлениях, происходящих в горных породах и насыщающих их жидкостях в условиях естественного и искусственного электрического поля (электрокаротаж) и при воздействии на них искусственного радиоактивного облучения (радиоактивный каротаж) или ультразвука (акустический каротаж). Существует обширный список новых методов (термометрия скважин, использование закачки радиоактивных изотопов, кислородно-активационный метод, метод спектральной шумометрии и др.), которые используются на промыслах и решают широкий круг задач, которые можно сгруппировать в два направления:

- контроль за заводнением и полнотой выработки продуктивных пластов;
- решение разнообразных технических задач (определение нарушения целостности обсадных колонн, высоты подъема и качества цемента, наличия заколонного движения жидкости и др.).

Исследования физико-химических свойств пластовых флюидов

Из скважин, вводимых в разработку из эксплуатационного бурения, отбор пробы пластовой нефти осуществляется после того, как забой скважины очистился от остатков промывочной жидкости. Для этого скважина должна быть отработана некоторое время. Время это зависит от дебита скважины и составляет от одной до двух недель .

Для отбора проб пластовой нефти могут быть использованы различного типа пробоотборники П23, ВПП-300, ПГ-100, сегрегационные (для отбора проб с повышенным содержанием воды) и другие, выпускаемые отраслью.

Для определения общих физико-химических свойств и компонентного состава нефти необходимо 0,5 л нефти, технологической характеристики – 10 л, группового состава – 1 л.

По отобранным глубинным пробам согласно ГОСТу 39-122-80 определяются следующие параметры:

- нефти: давление насыщения, газосодержание, объемный коэффициент, плотность, вязкость, температура насыщения парафином, сжимаемость нефти;

- пластовой воды: газосодержание (включая сероводород), объемный коэффициент, плотность, общую минерализацию, сжимаемость воды.

По поверхностным пробам определяются: плотность, вязкость, температура застывания, температура насыщения парафином, содержание серы, асфальтенов, смол, парафина, температура плавления парафинов, содержание воды, солей, фракционный состав .

Проводится химический и микроэлементный анализ состава нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти, пластовых вод.

Определяется содержание рассеянных элементов (V, Ni, Pb, Cu, Zn, Mn, Fe, Cr, Co, Zr, Mo и др.) в добываемой нефти. Определяется химический и микроэлементный состав попутно добываемых вод, оценить содержание в них K, Li, Ba, Cs, Sr, Rb, Mg, I, B, Br и др .

По данным контроля ведется регулярный анализ, оценка, учет и технологическое управление основными процессами нефтедобычи, в частности:

- оценка и учет темпов отбора и объемов текущей и накопленной добычи нефти и попутной воды;

- анализ динамики изменения пластового и забойного давлений;

- оценка закономерностей и особенностей процессов дренирования пластов и вытеснения нефти водой;

- выявление направлений, темпов и объемов опережающего внедрения подошвенных, контурных и закачиваемых вод в зоны отбора;

- анализ и учет изменений физико-химических свойств пластовых флюидов и фазовых переходов в системе скважина-пласт (разгазирование нефти, выпадение АСПО, солей и т.п.);

- оценка текущего состояния фонда скважин, анализ причин аварийности и преждевременного износа подземного оборудования, эффективности мероприятий по их прогнозу и предотвращению.

По результатам оперативного многофакторного анализа информации проводится оценка фактической эффективности (геолого-промысловой,

технологической, экономической) используемой системы разработки, режима залежи и степени их соответствия проектным решениям, применяемых режимов эксплуатации каждой из скважин в реальных гидродинамических и технологических условиях, отдельных технологических мероприятий по регулированию процессов вытеснения, извлечения и интенсификации притоков нефти.

При этом оценивается также эффективность и информационная надежность используемой системы контроля и ее элементов: методов, комплексов, технологических схем исследований и интерпретации результатов.

По результатам выполненных оценок принимаются управляющие решения по необходимой корректировке режимов эксплуатации скважин, мероприятий по регулированию процессов нефтедобычи и повышению текущей и конечной нефтеотдачи, а также системы их информационного обеспечения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к технологическому проекту разработки Озеркинского нефтяного месторождения Самарской области, Самара, 2018.

**МЕТОДЫ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ
ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ СЕРНОВОДСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Ю.А. Головина, Е.И. Соболева

*Самарский Государственный Технический Университет
Самара, Россия*

Аннотация

Рассмотрены методы воздействия на призабойные зоны пластов с целью восстановления дебитов скважин. Выданы рекомендации по избежанию ошибок при освоении скважин. Рассмотрены направления борьбы с АСПО. Из всего многообразия методов воздействия на призабойную зону выделены и рассмотрены основные методы физико-химического воздействия на пласты Серноводского месторождения

Ключевые слова: призабойная зона, пласт, дебит нефти, проницаемость, добывающая скважина, АСПО, профиль приемистости, интенсификация притока, «скин-эффект».

Под влиянием технологических факторов фактические дебиты нефти обычно бывают ниже потенциальных из-за снижения абсолютной и фазовой проницаемости пород призабойной зоны пласта (ПЗП) для нефти. В этих случаях возникает необходимость воздействия на ПЗП различными методами с целью восстановления дебитов скважин.

Для обеспечения рациональных темпов отбора рекомендуются следующие методы воздействия на пласт и на призабойную зону скважин пластов А₄, Б₀, Б₂:

1. Методы воздействия на призабойную зону для интенсификации притока добывающих скважин и увеличения приемистости нагнетательных скважин;
2. Методы воздействия на призабойную зону для ограничения или изоляции притока пластовой воды;
3. Методы воздействия на пласт с целью выравнивания профиля приемистости.

Воздействия на призабойные зоны – это операции, направленные, прежде всего, на устранение так называемых “скин-эффектов” - загрязнений на поверхностях забоев. Разрушение «скин-слоя» и увеличение

проницаемости призабойной зоны пласта может привести к достижению гидродинамического совершенства системы «пласт-скважина».

Большие изменения призабойная зона скважины претерпевает во время первичного вскрытия пласта. Значительное уменьшение проницаемости пород в ПЗП в процессе бурения может привести к полной изоляции скважины от пласта. Под действием высоких нагрузок гидропроводность ПЗП существенно снижается не только за счет смыкания микротрещин, но и за счет зацементирования в них кольматационного материала бурового раствора. Поэтому нередки случаи, когда даже при наличии достаточно хорошего коллектора приток нефти отсутствует.

Чтобы избежать подобных ситуаций в условиях Серноводского месторождения, вторичное вскрытие и освоение скважин рекомендуется осуществлять с помощью щелевой гидропескоструйной перфорации. Метод щелевой разгрузки пласта, заключающийся в создании двух вертикальных диаметрально противоположных щелей, обеспечивает надежную гидродинамическую связь скважины с пластом, снижение напряжений и увеличение проницаемости пород в прискважинной зоне, увеличение размеров фильтрационной зоны, высокое совершенство вскрытия и, как следствие, интенсификацию притока нефти. Вскрытие пласта с помощью щелевой гидропескоструйной перфорации не исключает применения других методов воздействия. В условиях Серноводского месторождения данный метод целесообразно комбинировать с последующей солянокислотной или глинокислотной обработкой для увеличения глубины воздействия на пласт. При этом предварительное проведение щелевой разгрузки позволит снизить давление, необходимое для закачки реагентов при кислотной обработке

Одной из причин, снижающих продуктивность нефтяных скважин, является образование АСПО в призабойной зоне и стволе скважин (нефть пластов Серноводского месторождения парафинистая, смолистая). Как известно, борьба с АСПО в добыче нефти ведется по двум направлениям:

- удаление уже сформировавшихся отложений;
- профилактика (или предотвращение) отложений.

Для стимуляции работы добывающих скважин, вскрывающих терригенный пласт Б₂, предлагаются обработки композициями, содержащими глинокислоту.

При обработке призабойной зоны глинокислотой существует опасность кольматации порового пространства частицами песчаного происхождения, которые вытесняются кислотой, но полностью в ней не

растворяются. С целью сведения к минимуму такой возможности предлагается в обработках использовать химическую систему, не содержащую собственно плавиковую кислоту, а создающую ее в результате реакции, происходящих внутри пласта. Это обеспечивает большую глубину проникновения и большую продолжительность реакции для максимального растворения мельчайших частиц

Многолетняя практика эксплуатации скважин, пробуренных на карбонатные коллектора, показала, что из всей перфорированной толщины продуктивного пласта работают лишь его отдельные участки, толщина которых в среднем составляет 25-30% от перфорированной толщины. Повторные СКО не позволяют подключить в работу бездействующие участки, так как кислота поглощается работающими участками. Большой потенциальной возможностью повышения продуктивности скважин обладают кислотные микроэмульсии (КМЭ), разработанные сотрудниками ВНИИнефти и РГУ нефти и газа им И.М. Губкина.

Отличительными особенностями КМЭ являются:

-способность (благодаря наличию достаточно высокой концентрации ПАВ) обеспечивать низкое (менее 0,1 мН/м) межфазное натяжение с нефтью и водой, что позволяет вытеснять в зоне обработки остаточную нефть и воду и получать высокие коэффициенты стимуляции как по нефти, так и по воде;

-способность растворять карбонатные включения и более медленно, чем водный раствор кислоты реагировать с этой породой, что увеличивает проницаемость коллектора и радиус обработки;

-способность разрушать образовавшиеся в призабойной зоне стойкие водо-нефтяные эмульсии, поскольку ПАВ в кислотной эмульсии уменьшают прочность адсорбционных слоев на границе вода-нефть.

Кислотные обработки в большинстве случаев повышают обводненность скважин. Анализ проведения кислотных обработок показывает, что их осуществление при близком расположении водоносных интервалов приводит к преждевременному обводнению скважин, увеличению притока воды в малообводненные скважины или к их полному обводнению. Поэтому для эффективного проведения кислотных обработок в обводненных скважинах необходимо предварительно закачивать в пласт состав, который бы тампонирует промытые водой участки. Таким образом, для повышения эффективности работ по интенсификации добычи нефти и более равномерного дренирования нефтяной части продуктивного пласта следует использовать методы, препятствующие установлению

гидродинамической связи скважины с источником обводнения или снижающие его влияние.

Из всего многообразия методов воздействия на призабойную зону для временной селективной изоляции притока пластовой воды в добывающие скважины, эксплуатирующие карбонатный пласт А₄, предпочтение отдано эмульсионным системам Дисин и СНПХ-9630.

Эмульсионно-дисперсионная система Дисин рекомендуется для проведения работ в добывающих скважинах, в которых произошел прорыв воды по трещинам, кавернам и крупным порам. Признаком этого в первую очередь является быстрое обводнение добываемой жидкости до 80-99 % в течение короткого времени при наличии значительных балансовых или извлекаемых запасов в зоне действия данной скважины.

Выбор Дисина для изоляции воды в трещиновато-поровом коллекторе пласта А₄ обусловлен тем, что он способен фильтроваться только по системе трещин и крупных каверн. В результате закачки Дисина в ПЗП добывающих скважин происходит отсекание крупных трещин и каверн, по которым осуществляется фильтрация воды. Изоляцию водопритока Дисином можно совмещать с кислотными обработками. Дисин является отходом производства и прошел промышленные испытания на месторождениях Самарской области.

Альтернативой Дисину в качестве изолирующего агента при проведении кислотных обработок могут быть углеводородные композиции ПАВ, позволяющие как в свободном объеме, так и в пористой среде получать гелеобразные «твердоподобные» эмульсионные системы с внешней углеводородной фазой.

Для изоляции водопритока в добывающих скважинах терригенного пласта Б₂ предлагается технология закачки вязкоупругих составов (ВУС) на основе кислотостойких полимеров

Эмульсионные и вязкоупругие системы, которые предлагаются для селективной изоляции водопритока, позволяют только временно изолировать водоприток. Для проведения водоизоляционных работ с постоянным эффектом для малодебитных скважин рекомендуется полимерно-тампонажный раствор ГПТС.

Объект А₄ разрабатывается с поддержанием пластового давления. Стабильность приемистости нагнетательных скважин зависит от многих факторов: параметров пласта, работы соседних добывающих скважин, способа освоения скважин и давления закачки, качества закачиваемой воды и т.д. Одной из основных причин снижения приемистости является

постепенное засорение фильтрующей поверхности пласта механическими примесями, солями и дисперсными частицами, приносимыми водой, а также продуктами коррозии, срывааемыми потоком воды при движении его по водоводам и НКТ, и продуктами распада самого пласта. Для поддержания и восстановления приемистости нагнетательных скважин рекомендуется проводить различные профилактические работы (самоизлив и промывки), применять разные методы обработки призабойной зоны пласта, такие как дренирование, продавка под высоким давлением, кислотные обработки и др.

При заводнении трещиноватых или трещиновато-пористых карбонатных пластов может наступить быстрое обводнение добывающих скважин за счет прорыва нагнетаемой воды по разломам и трещинам между добывающей и нагнетательной скважиной. Решением данной проблемы может быть закачка гелеобразующих композиций в нагнетательные скважины. Применение этих технологий способствует выравниванию профилей приемистости нагнетательных скважин, вовлечению в работу менее проницаемых слабодренируемых прослоев. Для продуктивного пласта А₄ рекомендуется гелеобразующая композиция на основе реагента «Карфас».

Преимуществом технологии является избирательность воздействия. В промытых водой зонах, где нефтенасыщенность мала и контакт с поверхностью карбонатной породы максимален, реагент образует гели с наибольшей эффективностью. В непромытых зонах, в которых нефтенасыщенность близка к начальной и ограничен контакт реагента с поверхностью пор, реагент не реагирует с породой и не образует гель. Таким образом, при обработке пласта, содержащего промытые и непромытые прослои, реагент будет работать лишь на участках с максимальной водонасыщенностью и обводненностью.

Таким образом, для эффективной разработки продуктивных пластов Серноводского месторождения рекомендуется комплекс обработок кислотными композициями, обработки ПЗС ингибитором парафиноотложений и нефтяными растворителями, мероприятия по селективной изоляции водопритоков, а также технологии, направленные на выравнивание профиля приемистости. Это позволит увеличить продуктивность скважин, вовлечь в разработку всю толщину пластов с последующим максимальным увеличением зоны дренирования по протяженности.

Перечисленные выше методы воздействия, направленные на интенсификацию притоков, позволяют существенно, но в основном кратковременно, увеличить дебиты добывающих скважин, однако не дают

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

достаточного эффекта с точки зрения увеличения нефтеотдачи. В последние годы все чаще успешно используется метод бурения боковых стволов из бездействующих, отработавших и обводнившихся скважин, направленный на увеличение выработки остаточных запасов. Направление зарезки боковых стволов контролируется двумя факторами:

1. Распределением зон максимальной концентрации остаточных запасов нефти;
2. Техническими возможностями бурения вторых стволов, так как по горизонтали отход забоя второго ствола от скважины колеблется в пределах 300-350 м, в зависимости от задач и технического состояния скважины.

Методы физико-химического воздействия на пласты Серноводского месторождения приведены в таблице 1.

Таблица 1 -Методы физико-химического воздействия на пласты Серноводского месторождения

Цель	Вид мероприятия	Пласт, год внедрения
Предупреждение и очистка призабойной зоны скважин и нефтепромыслового оборудования от АСПО, снижение фильтрационных сопротивлений по нефти	Применение ингибитора парафиноотложений СНПХ-7941; обработка ПЗ скважин нефтяными растворителями и горячей нефтью	Пласт А ₄ – с 2007г., Б ₂ – с 2007г., все добыв. и нагнетат скв; периодически весь срок разработки
Вовлечение в эксплуатацию всего пласта по глубине и протяженности, вытеснение в зоне обработки остаточной нефти, очистка фильтров, ПЗС, НКТ от АСПО и продуктов	Кислотные обработки ПЗ добывающих скважин композициями на основе глинокислоты - «ХимекоТК-2», СНПХ-9030	Пласт Б ₂ , добывающие скважины, периодически весь срок разработки с 2007г. Обводненные скважины - после изоляции водопритока.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

коррозии, растворение карбонатных и глинистых включений, разрушение стойких водо–нефтяных эмульсий	Кислотные обработки ПЗ добывающих скважин композициями на основе соляной кислоты – кислотные микроэмульсии	Пласт А4 с 2008г., с 2007г.; все добывающие скважины, периодически весь срок разработки. Обводненные скважины после - изоляции водопритока
Ограничение или изоляция притоков воды в нефтяных скважинах; Использование при кислотном воздействии на пласт	Селективная изоляция водопритока в доб. скв. – эмульсионные системы СНПХ-9630, Дисин	Добыв. скважины пласта А4 с 2006г.
	Селективная изоляция водопри-тока в доб. скв. – ВУСы на основе кислотостойких полимеров	Пласт Б2, добывающие скважины с 2006г.
Ввод скважин из бурения, улучшение гидродинамической связи между пластом и скважиной	Щелевая гидропескоструйная перфорация. Кислотные ванны	Пласт А4. Скважины и боковые стволы при вводе в эксплуатацию.
Перераспределение фильтрационных потоков по площади., сдерживание прорывов воды из нагнетательных в добывающие скважины.	Гелеобразующая композиция «Карфас»	Пласт А4, нагнетательные скважины с 2007 г.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дополнение к уточненному проекту разработки по Серноводскому нефтяному месторождению, 2018.

**К ВОПРОСУ ПРОМЫВКИ И ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПЛАСТА
ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАКЛОННО НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН**

В.В. Дуркин

*ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический
университет», г. Ухта, Россия, vdurkin@ugtu.net*

Представлен подход к моделированию эксцентричного кольцевого пространства по методу «развертки». На базе этого определены основные режимные параметры промывки буровыми растворами, описываемыми различными реологическими моделями, для скважин различного профиля.

Ключевые слова: реологическая модель, буровой раствор, моделирование, эксцентричное кольцевое пространство

подавляющее большинство скважин, бурящихся в настоящее время, имеют наклонно направленный или горизонтальный профиль. Работой [1] убедительно доказано, что моделирование эксцентричного кольцевого пространства в таких скважинах в виде развертки, описываемой модернизированной математической функцией «локон», является корректным.

Ниже представлена модернизированная математическая зависимость «локон».

$$y = \frac{aD^3}{bx^2 + D^2}. \quad (1)$$

$$\text{При } x = \frac{\pi d}{2}$$

$$y_k = \frac{aD^3}{b\frac{\pi^2 d^2}{4} + D^2}. \quad (2)$$

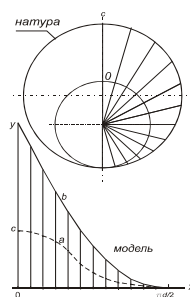


Рисунок 1 – Геометрическая интерпретация эксцентричного кольцевого пространства

Смысл геометрической интерпретации состоит в том, что эксцентричное кольцевое пространство имитируется фигурой, оконтуренное с одной стороны накладываемым на ось абсцисс отрезком, протяженность которого соответствует длине окружности трубы $\pi \cdot d$. То есть, предлагается окружность развернуть в прямую линию. Сверху имитация кольцевого пространства ограничено симметричной линией, протяженность которой определяется на основе принципов подобия. Отсюда, эксцентричное кольцевое пространство представляется в виде арочной фигуры.

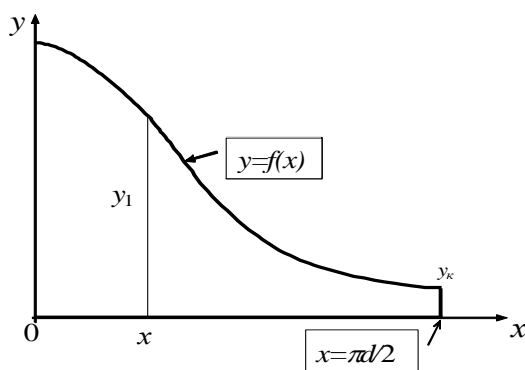


Рисунок 2 –Полусечение эксцентричного кольцевого пространства

Исследуя зависимость (1) можно отметить, что для различных соотношений диаметров буровой колонны d и скважины D есть возможность найти такие a и b , при которых:

- 1) протяженность линии по зависимости (1) в интервале значений x от 0 до $\pi d/2$ эквивалентна величине $\pi D/2$;
- 2) гидравлические радиусы имитации и оригинала будут тождественны, но при этом не совпадут длины внешних границ каналов;
- 3) значение y_{k-} не более 10% от значения разницы диаметров скважины и буровой колонны, что является адекватным представлением заземленных участков канала.

Из всех вышеуказанных критериев подобия более обоснованы последние два. Известно, что гидравлический радиус является скорее критерием динамического подобия, нежели геометрического. Значит допускается незначительное несовпадение смоченных периметров канала и площади его сечения, если гидравлические радиусы равны.

Следующим этапом стал выбор модели движения раствора в имитируемом кольцевом сечении.

В связи с отсутствием симметрии относительно осей границ модельного пространства для моделирования движения жидкостей решено использовать принцип суперпозиции по скоростям движения. Для этого решено рассматривать движение в имитируемом сечении как течение параллельных к оси ординат y пластин (рисунок 3). Сначала предложено рассчитать распределение скоростей в пластине в допущении, что эта пластина является элементом бесконечной в направлении оси x полости, когда между пластинами нет внутреннего взаимодействия (пластины в направлении x движутся с равными скоростями). Разница состоит в том, что, во-первых, ширина пластины бесконечно мала, а высота соседних полостей трансформируется исходя из зависимости (1). На оси абсцисс и на линии $y=f(x)$ скорости течения u нулевые (рисунок 3), а на медианной линии – они максимальны и равны u_{0y} . Распределение скоростей на расстоянии x будет симметрично относительно точки, лежащей на медианной линии с текущей координатой $y/2$, а распределение скоростей описывается зависимостями $u = f(z - y/2)$, где $y=f(x)$ тождественно зависимости (1).

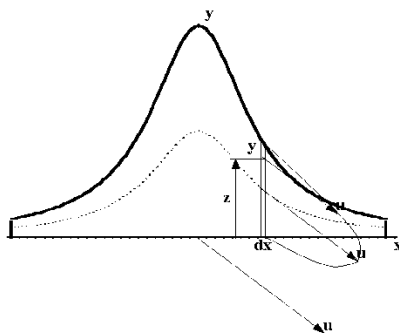


Рисунок 3 –Эпюра скоростей в единичной «щели» высотой y
толщиной dx

В связи с тем, что предполагается, что между пластинами нет взаимодействия, то вид зависимости $u = f(z - y/2)$ будет функцией от $\tau_y = \tau_x$ на границах пластины.

Проблему оценки зависимостей для определения скоростей течения на этом этапе будем называть **первой** проблемой.

Затем решается **вторая** проблема нахождения скорости $u(x)$ в допущении, что на границах пластин трение отсутствует, а есть только

трение между пластинами. Такое предположение говорит о том, что пластины движутся как «жидкие образования» с равными скоростями вдоль оси ординат y , но с разными – вдоль оси абсцисс x (рисунок 4). В заземленных областях при $\pi d/2$ скорость u нулевая, касательные напряжения τ_k максимальны, но в середине полости, при $x=0$, скорость максимальна, а $\tau=0$.

Окончательная картина определяется характером взаимовлияния эпюр скоростей по итогам решения обеих проблем, а конкретно: трансформацией эпюры $u = f(z - y/2)$ по первой проблеме с учетом трансформации $u(x)$ из второй решаемой проблемы.

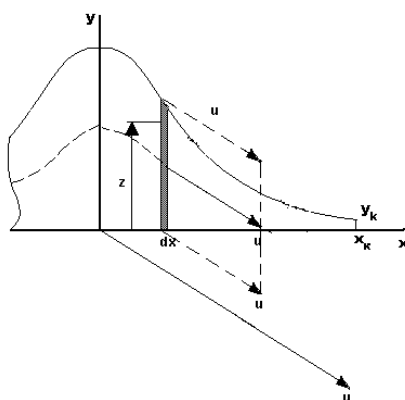


Рисунок 4 – Эпюра скоростей в «пластинах».

Такова основная суть предположения №2.

Модель течения в эксцентричном кольцевом пространстве скважины сложной пространственной архитектуры заключается в замене реального сечения имитационным, а закономерности течения различных растворов с достаточной точностью оценивается по скоростям течения вдоль медианной линии, равноудаленной от верха и низа имитационного сечения.

Ранее приведено доказательство существования имитационного кольцевого сечения, соответствующего реальному, например, по достаточно популярному критерию подобия - гидравлическому радиусу. В результате можем изучать движение жидкостей в прямоугольной системе координат, что в значительной мере облегчило получение зависимостей.

Имитационное сечение, представляет собой симметричную полость в виде арки, ограниченную с двух сторон вертикальными (параллельными оси y) стенками. Их наличие определяет существования заземленных областей. Размеры этой области спрогнозировать достаточно сложно,

однако в первом приближении возможно допущение, что размер y_k составляет не более 10 % от максимального модельного просвета при $x=0$.

Исследования показали, что если в выборе параметров модельного пространства придерживаться указанного ограничения на y_k и при этом обеспечивать равенство гидравлических радиусов в модели и на натуре, то обнаруживается вполне определенная зависимость между относительным диаметром, представленным отношением диаметров бурильных труб и скважины d/D с одной стороны, и коэффициентами a и b , с другой.

Таким образом, эти зависимости имеют вид:

$$a = 1,7 + 1,765 \cdot \frac{d}{D}, \quad (3)$$

$$b = 7,07 \left(\frac{d}{D} \right)^{-1,11} \quad (4)$$

Использование уравнений (3) и (4) облегчает определение геометрии имитирующего сечения за счет упрощения получения формы зависимости $y(x)$.

В результате использования усовершенствованного метода имитации движения буровых растворов в эксцентричном заклонном пространстве получены зависимости для оценки касательных напряжений $\tau(z,x)$ и скоростей движения растворов $u(z,x)$ в любой точке имитирующего сечения, включая зоны уширения ствола, характеризующиеся накоплением выбуренной породы.

Далее представлен перечень зависимостей для определения линейных потерь давления для различных моделей жидкостей, используемых в буровой практике, в кольцевом пространстве с известными диаметрами скважины D и бурильной колонны d .

Модель Шведова-Бингама:

$$\left\{ \begin{array}{l} Q = \frac{\pi(D-d)^3 \cdot (D+d)p}{128\eta l} \cdot \left[1 - \frac{4}{3} \cdot \frac{p_0}{p} + \frac{1}{3} \cdot \left(\frac{p_0}{p} \right)^4 \right] \\ p_0 = \frac{4\tau_0 l}{D-d} \end{array} \right. \quad (5)$$

Значение линейных потерь давления вычисляется математическими методами.

Модель Освальда-де Ваале:

$$p = 2^{2+4 \cdot n} K \left[\frac{2 \cdot n + 1}{n} \cdot \frac{Q}{\pi(D + d)} \right]^n \cdot \frac{l}{(D - d)^{2 \cdot n + 1}}$$

Модель де Хавена:

$$Q = \frac{\pi p (D - d)^3 (D + d)}{2^7 \eta_0 l} + \frac{\pi p^2 (D - d)^4 (D + d)}{2^7 5 \eta_0 l} \quad (6)$$

Решением уравнения (5) по определению линейных потерь давления является корень квадратного уравнения.

ИССЛЕДОВАНИЕ СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ КОРРОЗИИ

В.А. Егоров, М.А. Истомова

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

egorovva9898@mail.ru

Аннотация: в данной статье рассмотрены применяемые на практике способы защиты резервуаров от коррозионного воздействия. Кратко описаны принципы действия, характеристики, преимущества и недостатки различных методов антикоррозионной защиты. Обоснована экономическая целесообразность при выборе защитного покрытия.

Ключевые слова: коррозия, резервуар, изолирующие покрытия, явление диффузии.

Проведенный анализ научно-технической литературы показывает, что одной из основных причин выхода из строя нефтегазового оборудования, в том числе и резервуаров, на объектах транспорта и хранения нефти является коррозия. Коррозия не только снижает срок службы оборудования, но и непосредственно оказывает влияние на промышленную безопасность при его эксплуатации.

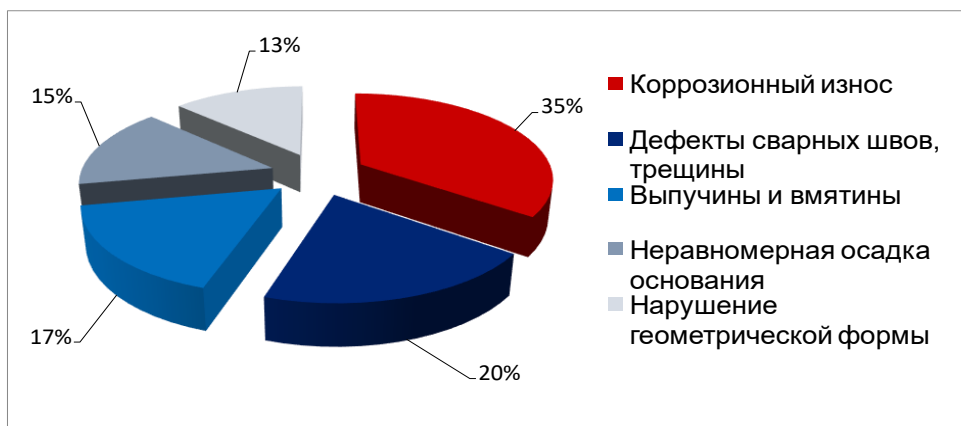


Рисунок 1 – Основные причины отказов и аварий нефтегазового оборудования

Актуальность данной темы просто неоспорима. Коррозия приводит ежегодно к миллиардным убыткам, и решение этой проблемы является важной задачей. Основной ущерб, причиняемый коррозией, заключается не в потере металла как такового, а в огромной стоимости изделий, разрушаемых коррозией. Истинные убытки от неё нельзя определить, оценив только прямые потери, к которым относятся стоимость разрушившейся конструкции, стоимость замены оборудования, затраты на мероприятия по защите от коррозии. Ещё больший ущерб составляют косвенные потери. Это простой оборудования при замене деталей и узлов, утечка продуктов, нарушение технологических процессов.

Основной задачей данной статьи является анализ существующих способов защиты, а также исследование альтернативных и инновационных методов защиты резервуаров от коррозии.

На сегодняшний день для защиты резервуаров от коррозии повсеместно используют пассивный и активный методы.

К пассивному методу относится применение антикоррозионного покрытия, которое изолирует агрессивную среду от поверхности резервуара. Оно отделяет основной металл, из которого изготовлен резервуар (чаще всего это ст.3 или 09Г2С), от агрессивной среды, и тем самым предотвращает процесс коррозии основного металла [1,2]. Изолирующие покрытия для защиты резервуаров могут наноситься с помощью окраски лакокрасочными материалами и газотермическими методами напыления коррозионностойких сталей и сплавов [4]. Для наружной антикоррозионной защиты применяют системы покрытий с цинкнаполненным грунтовочным слоем Amerlock, Amercoat (США,

Нидерланды), Steelpaint (Германия), Циннотан, Политон, Уретан-антикор (Россия) и др., и с грунтовочным слоем, не содержащим цинка Permacor (Германия), ВГ-33, Виникор (Россия) и др.

К активному методу борьбы с коррозией относится применение протекторной защиты внутренней поверхности днища стального резервуара вызываемой подтоварной водой, и защиты днища резервуара от почвенной коррозии. При этом создается электрическая цепь, в которой катодом служит днище резервуара, а анодом (протектором) служат металлические стержни с более высоким, чем у стали электрохимическим эквивалентом и отрицательным потенциалом.

Одним из наиболее эффективных альтернативных методов защиты металлов от коррозии считается газопламенная и электродуговая металлизация распылением.

В основе процесса лежит явление диффузии. При более высокой температуре скорость молекул больше и соответственно, диффузия происходит быстрее.

Процесс металлизации распылением заключается в непрерывном плавлении металла, распылении его на мельчайшие частицы и нанесении на подготовленную методом абразивно-струйной обработки поверхность. Попадая на металлизированную поверхность, частицы деформируются, нагромождаются друг на друга и образуют металлизационное покрытие слоистого строения. При этом температура изделия в ходе напыления не превышает 120°C. При металлизации сцепление частиц с основанием происходит вследствие шероховатости поверхности и под действием молекулярных сил и носит в основном механический (адгезионный) характер. В качестве материалов в основном используются легкоплавкие металлы (Zn, Al, их сплавы) в виде проволоки и порошка.

Для распыления используют специальные аппараты.

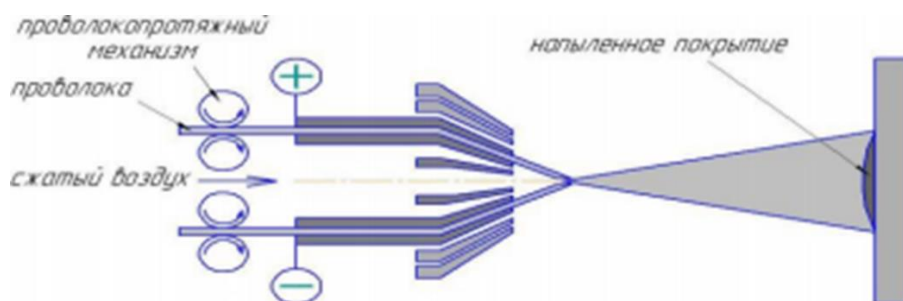


Рисунок 2 – Принцип действия металлизационного аппарата

Принцип действия металлизационных аппаратов основан на том, что металл в виде проволоки непрерывно подают в аппарат, там он плавится газовым пламенем или электрической дугой, и затем распыляется сжатым воздухом на мельчайшие частицы, которые наносятся на поверхность [5].

Вполне обосновано, что при выборе того или иного защитного покрытия любое предприятие ставит целью экономию средств, исходя из разовых затрат, которые потребуются для нанесения того или иного антикоррозионного покрытия. А при таком подходе обязательно следует учитывать фактический срок службы покрытия.

Компанией ООО «Технологические системы защитных покрытий» были проведены расчеты затрат на материалы с учетом статистического срока службы защитных покрытий [3], взятых из различных источников, которые, для наглядности, сведены в таблицу 1 (цены на 2016):

Таблица 1. - Затраты на материалы с учетом срока службы покрытия

Наименование покрытия	Стоимость материала, руб./м²	Срок службы, лет	Затраты на материалы, руб./м²/год
Эпобен (эпоксидная)	253	5	50,6
HEMPADUR 15130 (эпоксидная)	185	10	18,5
Цинотан + Политон-УР	320	10	32,0
Напыление алюминием	385	25	15,4

Из представленных данных следует, что при более длительных сроках службы покрытия удельные затраты на его нанесение будут значительно ниже, и в этом случае существенным преимуществом обладают металлизационные покрытия. Но это не означает, что во всех случаях следует выбирать именно металлизационные покрытия. Это может быть оправдано с позиции технического решения по надежности защиты от коррозии, однако с экономической точки зрения оптимальным вариантом может быть либо один из методов защиты, либо их сочетание.

В заключении, хотелось бы отметить, что рассмотренные способы защиты от коррозии позволяют увеличить фактический срок службы резервуаров и максимально использовать возможность продления их безопасной эксплуатации. Практически каждая организация, эксплуатирующая оборудование, подверженное коррозии, проводит собственные испытания различных покрытий и на их основании разрешает внедрение тех или иных видов. Оптимальным же вариантом является комплексное применение всех способов защиты от коррозии – лакокрасочного, металлизационного и комбинированного покрытий, а также катодной защиты. Выбор различных типов покрытий для конкретных условий должен быть совместно проработан с участием трех организаций: предприятия, эксплуатирующего резервуары; предприятия, владеющего технологиями нанесения антикоррозионных покрытий и специализированной организации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антикоррозионная защита емкостного технологического оборудования. Технологическая инструкция компании № П2-05.02 ТИ-0002.
2. Антикоррозионная защита металлических конструкций на объектах нефтегазодобычи, нефтегазопереработки и нефтепродуктообеспечения компании. Технологическая инструкция компании № П2-05 ТИ-0002.
3. *Шевелева Т.А., Коркишко А.Н.* Технико-экономическое обоснование применения лакокрасочных и металлизационных покрытий для антикоррозионной защиты резервуаров вертикальных стальных // *Фундаментальные исследования.* – 2016. – № 12-5. – С. 1018-1023.
4. СНИП 2.03.11-85 «Защита строительных конструкций от коррозии»
5. Единая система защиты от коррозии и старения. Покрытия газотермические. Общие требования и методы контроля ГОСТ 9.304-87.

ОБРАБОТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГЛИНОКИСЛОТНЫМ МАТЕРИАЛОМ

Г.А. Ковалева, Д.В. Ефремов

ООО «Стандарт», г. Саратов, РФ, rejectiv.den@gmail.com

Аннотация

В данной статье «Обработка призабойной зоны пласта глинокислотным материалом» предлагается провести одно из направлений геолого-технических мероприятий в добывающей нефтегазовой скважине Суrowsкого месторождения.

Актуальность данной статьи заключена в том, что с начала ввода скважины №7 в эксплуатацию в 2017 г. ни разу не проводились работы по очистке ПЗП от АСПО, не проводились горячие обработки ПЗП, не проводился подземный или капитальный ремонт скважины.

Из приведённой в статье Таблицы №1 видна проблема постоянного падения суточной добычи нефти из скважины №7 Суrowsкой, в связи с чем автор настоятельно рекомендует немедленно начать работу с призабойной зоной продуктивного пласта.

Для проведения ГТМ выбрана скважина №7 Суrowsкого месторождения, которая на данный момент работает в режиме 12 часов через 12 часов. В разработке находится тульский горизонт, интервал перфорации 1232-1238,2 м. Пуск в работу произведён 22.07.2017 г. В скважину спущен насос типа ШГН. В течении 12 часов работы насоса, суточная добыча жидкости составляет 12,9 м³, обводнённость 15%.

Таблица 1 - Изменение дебита по годам.

Продуктивный горизонт	Год	Суточная добыча, м³/сут.	Непрерывная работа в сутки, час.	Обводнённость, %
C1tl	2017	12.9	12	15
C1tl	2018	11.7	12	15
C1tl	2019	9.8	11	15
C1tl	2020	8.5	10	14

По результату проведённых гидродинамических исследований, в 2017 г. и в 2020 г. определено пластовое давление 7,39 Мпа и 7,27 Мпа соответственно. Как видно из данных ГДИ пластовое давление не

изменилось, а значит, можно сделать вывод, что происходит постепенное и постоянное загрязнение призабойной части пласта (ПЗП).

Следует также отметить, что ни в одной скважине Суровского месторождения геолого-технические мероприятия не проводились.

Задача

Предлагается провести в скважине №7 призабойную обработку пласта глинокислотным составом.

Основной задачей применения ГКО является сохранение и даже повышение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины, обеспечивающей непосредственную связь с более удаленными зонами пласта.

Основными геологическими особенностями, которые определили приоритет предлагаемого мною ГТМ, а именно ГКО пласта, определяющими мероприятия для повышения темпов добычи нефти, являются:

- достаточно доступная глубина, которая позволяет осуществлять действенный контроль за проведением операции;

- характеристика коллектора - терригенный;

- режим залежи;

- проницаемость;

- вязкость нефти;

- температура пласта;

- остаточные извлекаемые запасы, которые позволяют вмешиваться в сложившуюся нефтенасыщенность пласта.

Сочетанием этих характеристик, а также состоянием разработки объекта в целом и результаты работы скважины до проведения ГТМ, дают основания считать, что темп добычи нефти из скважины №7 возрастёт как минимум на 50% и, в случае получения положительного результата, можно будет рекомендовать проведение данного ГТМ в других скважинах эксплуатирующих тульский горизонт.

Анализ состояния продуктивного горизонта

Тульский горизонт (C_{1tl})представлен:

Песчаники кварцевые, темно-серые и кремовые, среднезернистые, слабо уплотненные, слабо слюдистые, с тонкими глинистыми прослоями; аргиллиты от темно-серых, до черных, слабо слюдистые. В основании горизонта – известняки серые, плотные, с раковым изломом, средней крепости, неравномерно пиритизированные и окремнелые.

Мощность 40–63 м.

В пределах контура нефтеносности нефтенасыщенная толщина пласта составляет 8,5 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет 6,2 м. Тип залежи – пластовый сводовый, литологически экранированный.

Состояние системы «продуктивный объект – ПЗП – скважина» динамически меняется во времени, особенно это отражается на насыщенности горных пород, фильтрационных характеристиках пластов продуктивного объекта и состоянии цементного камня за эксплуатационной колонной. Кроме того, абсолютная отметка залегания кровли и подошвы туйского горизонта, по аналитике соседних скважин, колеблется незначительно (в пределах не более 1 м), что даёт уверенность, что закачка глинокислотного состава не повлияет на обводнённость добываемой жидкости.

Мною была учтена и степень выработанности запасов по толщине продуктивного объекта, которая на данный момент составляет не более 20% от расчетной.

Технология проведения глинокислотной обработки пласта

НКТ спускаются в скважину и устанавливаются у нижних отверстий перфорации. Перед проведение мглинокислотной обработки пласта вначале установим солянокислотную ванну против вскрытого интервала пласта и затем последующую промывку зумпфа. Для этого в скважину закачиваем 1,5-2 м³ HCl, голову кислоты устанавливаем на 20-25 м выше верхних отверстий перфорации и стоим на реагировании 30 минут, потом делаем первую, вторую и третью прокачки по 350-400 л кислоты целью освежения вскрытого интервала и также стоим на реагировании кислоты по 0,5 часа. Вымываем отработанную кислоту, промываем зумпф, определяем приёмистость скважины и давление закачки.

После приготовления глинокислотного состава (ГКС) приступаем к закачке в НКТ, последовательно: 2м³ пресной воды + 6 м³ ГКС + продавочная жидкость (пресная вода). По достижении оронки первого буфера, закрываем затрубное пространство, на первой скорости ЦА

закачиваем в пласт пресную воду (из расчета 200 л на 1 м толщины пласта) и затем начинаем качать глинокислотный раствор. По мере снижения давления закачки, увеличиваем скорость задавливания ГКС в пласт, полностью выдавливаем кислоту из НКТ и кольцевого пространства. При закрытой скважине, ожидаем 0,5-1 час, разряжаем скважину и производим промывку прямую, а затем обратную в течении 1-1,5 цикла. Проверяем приёмистость скважины, м³/час и давление, сравниваем с первоначальными данными.

Запускаем ШГН в работу и проводим анализ сделанного ГТМ.

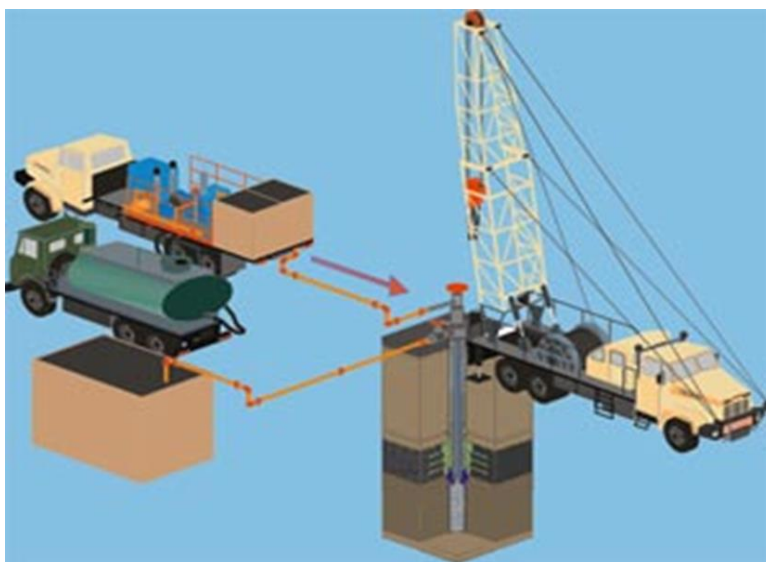


Рисунок 1 - Примерная схема расстановки и обвязки спецтехники

Приготовление рабочего агента

Глинокислотная композиция образуется при добавлении небольших объемов плавиковой кислоты в раствор соляной.

Основа расчета добавки плавиковой кислоты.

Количество 100% HF, (A в кг) необходимое для получения 1 м³ глинокислоты с содержанием % HF в солянокислотном растворе с заданной плотностью p находят из выражения:

$$A = 10 \times a \times p$$

Чтобы выразить в удобных для практических условий объемах, по таблице 2.2 для фтористоводородной кислоты по плотности или

процентному содержанию находят содержание HF в имеющейся товарной плавиковой кислоте (A_T в кг/л). Тогда объем товарной плавиковой кислоты, содержащей $A_{кг}$ HF в 1 литре находят по формуле:

$$V_T = \frac{A}{A_T}$$

Важно выполнить порядок приготовления глиноокислоты.

В емкость залить воду, на 100-200 литров на каждый кубический метр результирующей кислоты меньше, чем расчетный объем воды.

Залить расчетное количество уксусной кислоты

Залить расчетное количество ПАВ и ингибитора

Залить расчетное количество соляной кислоты

Только после этого залить расчетный объем плавиковой кислоты

Долить оставшуюся часть расчетного объема воды строго до отметки общего запланированного объема кислотного раствора.

Известна формула Дюпюи.

Формула выглядит довольно просто: $Q = \frac{S}{S_1} \times Q_1$.

Q - является искомой величиной (дебитом),

S – это проектируемый уровень жидкости,

S_1 – уровень, который был достигнут в ходе откачки жидкости,

Q_1 – объем (дебит), который был достигнут в ходе откачивания с помощью насоса.

Определим дебит скважины, который планируется получить после проведения ГТМ:

$Q_{min} = \frac{493}{232} \times 8,5 = 18 \text{ м}^3/\text{сут}$, в результате получаем минимальную проектируемую суточную добычу из скважины.

$Q_{max} = \frac{739}{232} \times 8,5 = 27 \text{ м}^3/\text{сут}$, в результате получаем максимальную проектируемую суточную добычу из скважины.

Выводы

В 2017 году суточная добыча нефти из скважины №7 Суровского месторождения составляла 12,9 м³/сутки, тогда эффект от применения предлагаемого ГТМ и исходя из расчёта по формуле Дюпюи, получим минимальную суточную добычу нефти из скважины 18 м³/сут, а это больше на 10 м³/сут, чем добывается сегодня.

Простейший расчёт показывает увеличение годовой добычи на 125%, в денежном выражении это будет более чем на 200%. В связи с этим, на полученную прибыль от проведённого ГТМ, через год можнорассчитывать на дальнейшее проведение ГТМ в скважине, таких как КРС (капитальный ремонт скважины) по очистке ПЗП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ш.Г. Гарифуллин Результаты применения комплексной технологии обработки призабойной зоны скважин [Текст] / Ш.Г. Гарифуллин, И.М. Галлямов, Р.С. Аптикаев и др. / Пути интенсификации добычи нефти: Сб. науч. тр. БашНИПИнефти, 1989.
2. Кудинов В.И. Интенсификация текущей добычи нефти [Текст] / Кудинов В.И., Сучков Б.М. // Нефт.хоз-во. – 1990. - № 7. – С.63-66.
3. Применение загущенных кислотных растворов для обработки призабойной зоны скважин [Текст] / Экспресс-информ. / ВНИИОЭНГ. Сер. «Нефтепромысловое дело»: зарубеж.опыт. – 1984. – Вып.23

УДК 622.276.5

СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ, КАК ПРИЧИНА ВЫХОДА НА ОТКАЗ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ УЭЦН

М.В. Жидкова, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова**

СамГТУ, Самара, Российская Федерация,

**Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи ООО "СамараНИПИнефть", Самара,
maryjidkova@mail.ru, NataliX99@mail.ru*

Аннотация: в статье авторами проанализированы причины выхода на отказ скважин, оборудованных УЭЦН, на примере пласта А-3 Благодаровского купола Кулешовского месторождения. Рассмотрены современные методы, применяемые для предотвращения солеотложений.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Ключевые слова: месторождение, солеотложения, ингибиторы, физические, химические методы.

Кулешовское месторождение находится в Южно-Куйбышевском нефтегазоносном районе, Бузулукской нефтегазоносной области, Волго – Уральской нефтегазоносной провинции.

Нефть пласта А-3 Благодаровского поднятия (по результатам исследования поверхностных проб) сернистая (массовое содержание серы 2,21%), высокосмолистая (смола силикагелевых 14,84%+ асфальтенов 6,68), парафинистая (4,07%).

По состоянию на январь 2021 года, в добывающем фонде пласта А-3 Благодаровского поднятия Кулешовского месторождения числится 11 скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

Общее количество отказов скважин за последние 3 года - 34 отказа. Распределение представлено в таблице 1

Таблица 1 - Причины отказов работы УЭЦН

№ п/п	Причина отказа	Количество отказов				%
		2018	2019	2020	Итого за 3 года	
1	Мех. повреждение кабеля	2	1	2	5	15
2	Засорение мех. примесями	1	0	2	3	9
3	Солеотложения	4	3	2	9	26
4	Негерметичность НКТ	2	2	1	5	15
5	Изоляция R=0	1	3	1	5	15
6	Клин вала насоса	3	2	2	7	21
	Итого	13	11	10	34	100

Из таблицы 1, можно сделать вывод о том, что причинами отказов являются: солеотложения (26%), клин вала насоса (21%), механическое повреждение кабеля, негерметичность НКТ, изоляция R=0 (по 15%), засорение механическими примесями (9%). То есть, основная причина – солеотложения.

Основными причинами солеотложений в скважинах Кулешовского месторождения являются:

смешение химически несовместимых пластовых вод;

смешение на забое скважин вод из пропластков с разной проницаемостью;

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

изменение термобарических условий при движении жидкости в скважине.

Анализ фонда на солеотложения показывает, что более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого (до 50 мм) диаметра, в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах, а также отложения солей обнаруживаются на сетке насоса, поверхностях ПЭД, валах насоса, на токоведущем кабеле.

Рассмотрим фактическую эффективность применяемых технологий борьбы с солеотложением.

В таблице 2 представлено количество скважин по годам, в которых применяются физические и химические методы борьбы с солеотложением в динамике за последние 5 лет.

Таблица 2 - Анализ применяемых методов по борьбе с солеотложением

Год	Количество скважин			Кол-во скважин с применением методов	Общее кол-во скважин на объекте	Доля скважин с применением методов, %
	Скважины с применением химических методов	Скважины с применением ЖКП	Скважины с применением «РВК Пилот-1»			
2016	1	0	0	1	9	11,1
2017	3	1	1	5	9	55,6
2018	4	2	1	7	10	70,0
2019	4	2	2	8	11	72,7
2020	4	3	2	9	10	90,0

Как видим, методы борьбы с солеотложения на Кулешовском месторождении делятся на два вида:

Физические методы – основаны на воздействии физическими полями на поток жидкости.

В течении последних лет была осуществлена закупка резонансно-волнового комплекса «РВК Пилот-1», назначение которого обработка скважинной жидкости в процессе эксплуатации УЭЦН с целью сокращения или снижения образования солеотложений на наружных и внутренних поверхностях погружного оборудования.

Также среди физических методов применяется использование рабочих колес ЭЦН из жидкокристаллического полимера «ЖКП». Колеса из ЖКП не накапливают на своей поверхности соли.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Химические методы – включают обработки скважин ингибиторами солеотложений. Результат устанавливается по результатам обследования скважин и на основе определения стабильности попутно добываемой воды.

Наиболее эффективным и реализуемым в промышленных масштабах является применение ингибиторов: «ПАФ-13А», «ПАФ-13А – зимняя форма».

Эти ингибиторы применяются для предотвращения образования отложений труднорастворимых солей (в основном карбонатов) на промысловом оборудовании в процессах добычи, подготовки и транспортировки нефти. Принцип действия реагента заключается в блокировании активных центров кристаллизации малорастворимых соединений.

«Акватек-511, Акватек-512, Акватек-515, Акватек-525» – это ингибиторы нового поколения, позволяющие предотвращать различные по химическому составу солеотложения на всех стадиях добычи и транспортировки нефти. Эти ингибиторы не оказывают отрицательного влияния на подготовку нефти. Могут использоваться любым из известных способов для ингибирования солеотложений. Реагенты этой серии специфицированы и имеют разрешение на применение в нефтяной промышленности.

Межремонтный период (МРП) и средняя наработка на отказ (СНО) за последние 3 года возрастают, это говорит об улучшении (рис.1) качества ремонта скважин.

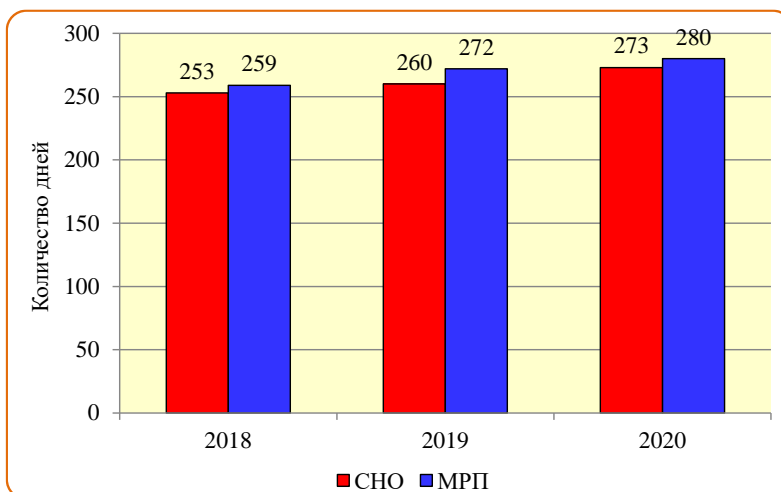


Рисунок 1 - Межремонтный период и средняя наработка на отказ за последние 3 года

На январь 2021 г. доля скважин с применением методов составляет 90%, это максимальное значение за всю историю активного применения данных методов.

Из новых технологий в настоящее время активно проходят осуществляется внедрение «ЭЦН с ЖКП» и «РВК Пилот-1». Новые методы хорошо рекомендуются себя, в последующие годы количество скважин с «ЖКП» и «РВК Пилот-1» будет увеличиваться.

УДК 622.276.2

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА КУДИНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

М.В. Жидкова, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова**

СамГТУ, Самара, Российская Федерация,

**Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи ООО "СамараНИПИнефть", Самара,
maryjidkova@mail.ru, NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами рассмотрена эффективность проведения геолого-технических мероприятий Кудиновского месторождения, проведен расчет результата проведения зарезки горизонтального ствола по скважине.

Ключевые слова: пласт, ГТМ, эффективность, месторождение.

Кудиновское месторождение расположено на территории Волжского района Самарской области, в 30 км к югу-востоку от областного центра г. Самара.

Для регулирования системы разработки на месторождении применяются специфические геолого-технические мероприятия, график выполнения которых разработан до 2063 года (таблица №1). Каждое из мероприятий позволяет получить дополнительную добычу нефти. На период 2018-2022 г.г. запланировано получить дополнительно 103,7 тыс.т нефти с учетом реализации ГТМ. Весьма перспективными методами регулирования разработки месторождения являются: бурение горизонтальных стволов, обработка призабойной зоны пласта и гидроразрыв пласта. Разработанные в настоящее время технологии проведения этих мероприятий позволяют с минимальными затратами выполнить реализацию ГТМ с получением положительного эффекта.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Эффективность применения проводимых и планируемых ГТМ, повышения КИН и интенсификации добычи нефти на Кудиновском месторождении приведены в таблице №1.

Таблица №1

Виды ГТМ	С начала раз-ки	Годы разработки										Итого за прогнозный период	Всего	
	факт	2013	2014	2015	2016	2017	2018-2022	2033-2042	2043-2052	2053-2063				
1. ГРП														
а) кол-во проведенных операций	16	1	1	6	2		4	2	1			17	33	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	1176	15.0	14.0	30.0	16.0		28.0	15.0	15.0			133.0	1309.0	
2. Бурение боковых стволов														
а) кол-во пробуренных скв.	2	1		2	1		3	1				8	10	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	126.2	16.6	20.5	21.6	31.6	25.1	35.6	25.6	15.2			191.8	318	
3. Физико-химические методы ОПЗ (СКО, ГКО)														
а) кол-во проведенных операций	19	2	2	2	2	2	10	10	8			38	57	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	350.2	4.2	4.0	4.0	3.8	3.5	20.0	18.0	16.0			73.5	423.7	
4. Переводы на другой объект														
а) кол-во проведенных операций	6	1	2	5	4		1					13	19	
б) доп. добыча нефти, тыс. т	159.7	4.8	12.5	25.6	22.5	30.2	20.1	25.1	15.2			156.0	315.7	
Всего проведенных операций	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	43	
Всего дополнительно добыто нефти, тыс.	1812.1	40.6	51.0	81.2	73.9	58.8	103.7	83.7	61.4	0.0	554.3	2366.4		

Технология бурения боковых стволов нашла широкое применение на многих месторождениях как одно из наиболее приоритетных направлений деятельности с целью вовлечения в разработку участков залежей старых месторождений, восстановление аварийного фонда скважин и ввод в активную эксплуатацию залежей нефти, разработка которых другими технологиями нефтедобычи относит их к нерентабельным, малоэффективным.

Проведем расчет, дебита скважины №21, после предполагаемого бурения горизонтального ствола (пласт Д1 Кудиновское поднятие).

Исходные геолого-физические данные по скважине №21 и добываемому нефтяному флюиду представлены в таблице №2:

Таблица №2

Динамическая вязкость нефти, мПа·с	μ	1,01
Плотность пластовой нефти, кг/м ³	ρ	748,0
Объемный коэффициент нефти, д.ед.	b_n	1,176
Радиус контура питания, м	R_k	500
Радиус скважины, м	r_c	0,1
Эффективная нефтенасыщенная толщина	h	5,4
Пластовое давление, МПа	$P_{пл}$	30,8
Давление на забое вертикальных скважин, МПа	P_z	4,5
Депрессия на пласт, МПа	Δp	3,5

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Проницаемость пласта, 10^{-12} м^2	k	0,00212
Скин-фактор	S	0,845
Коэффициент анизотропии	β	2
Дебит т/сут	Q	2
Длина горизонтальной части ствола, м	L	280

Коэффициент продуктивности вертикальной скважины 21 до зарезки бокового ствола:

$$K = \frac{Q}{(P_{пл} - P_3)} = \frac{2\pi hk}{\mu b_H \left[\ln \left(\frac{R_K}{r_c} \right) + s \right]} = \frac{2}{(30,8 - 4,5)} = 0,076 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$$

Для расчета дебита скважины после проведенного мероприятия воспользуемся формулой для определения продуктивности БГС Джоши-Экономидеса:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h \cdot (P_{пл} - P_3)}{142,2 \cdot \mu \cdot b_H \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta \cdot h}{r_c(\beta + 1)} \right) + s \right]}$$

где

$$a = \frac{L}{2} \cdot \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2 \cdot R_K}{L} \right)^4}}$$

$$a = \frac{280}{2} \cdot \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 \cdot 500}{280} \right)^4}} = 592,3$$

$$Q = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 5,4 \cdot 0,00212 \cdot 10^{-12} \cdot (30,8 - 4,5) \cdot 748,0 \cdot 86400 \cdot 10^6}{142,2 \cdot 1,01 \cdot 10^{-3} \cdot 1,176 \cdot \left[\ln \left(\frac{592,3 + \sqrt{592,3^2 - \left(\frac{280}{2} \right)^2}}{\frac{280}{2}} \right) + \frac{2 \cdot 5,4}{280} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 5,4}{0,1 \cdot (2+1)} \right) + 0,845 \right]}$$

$$Q = 27,4 \text{ т/сут}$$

Коэффициент продуктивности скважины определяется по следующей формуле:

$$K = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{142,2 \cdot \mu \cdot b_H \left[\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - (L/2)^2}}{L/2} \right) + \frac{\beta \cdot h}{L} \cdot \ln \left(\frac{\beta \cdot h}{r_c(\beta+1)} \right) + s \right]}$$

$$K = \frac{2 \cdot 3,14 \cdot 4,2 \cdot 0,0017 \cdot 10^{-12}}{142,2 \cdot 1,01 \cdot 10^{-3} \cdot 1,176 \cdot \left[\ln \left(\frac{592,3 + \sqrt{592,3^2 - \left(\frac{280}{2}\right)^2}}{\frac{280}{2}} \right) + \frac{2 \cdot 5,4}{280} \cdot \ln \left(\frac{2 \cdot 5,4}{0,1 \cdot (2+1)} \right) + 0,845 \right]}$$

$$K = 16,9 \frac{\text{т}}{\text{сут} \cdot \text{МПа}}$$

Из расчетов видно значительное увеличение дебита и коэффициента продуктивности скважины. Хотя зарезка боковых стволов считается дорогостоящим мероприятием, оно окупается в течение 1-2 лет эксплуатации.

Реализация данной технологии позволяет:

- повысить конечный коэффициент нефтеизвлечения за счет уплотнения сетки скважин на любой стадии разработки;
- вовлечь в разработку недренируемые запасы нефти в заводненных, водонефтяных и подгазовых зонах залежей нефти;
- увеличить или приостановить темпы снижения добычи нефти;
- сократить расход финансовых и материальных ресурсов;
- существенно уменьшить расходы на экологические мероприятия;
- увеличить отчисления в бюджеты разных уровней;
- подтвердить инвестиционную привлекательность разработки месторождения на любой стадии.

**ТЕХНОЛОГИИ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И РЕГУЛИРОВАНИЯ
ПРОФИЛЯ ПРИЁМНОСТИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИНАХ**

И.Д. Зюзин, Д.А. Финошин, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия

zyuzin.ilia@mail.ru

Аннотация

Рассматриваются технологии по восстановлению и регулированию профиля приёмности на нагнетательных скважинах, выполнение технологических задач, опыт применения технологий.

Ключевые слова: Приёмность, технология, скважина, профиль, обводненность, добыча, разработка

Введение

Возникновение и апробация технологии по выравниванию профиля приемности нагнетательных скважин, берёт свое начало в 1950-х годах. Технология быстро набрала популярность, так как решается главная технологическая задача, которая актуальна и в настоящее время – уменьшение обводненности на поздней стадии разработки месторождения.

Актуальность и научная значимость

Технологии выравнивания профиля приемности, позволяют достичь следующих целей [1]:

- увеличить коэффициент охвата пластов заводнением;
- уменьшить обводненность добываемой продукции;
- повысить нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии разработки;
- ввести в разработку ранее не работавшие пласты и прослои;
- выровнять профиль приемности нагнетательной скважины.
- изменить направление фильтрационных потоков жидкости;

Теоретическая часть

На сегодняшний день существует сотни различных технологий по выравниванию профиля приемистости, лидирующее большинство которых основывается на применении химических реагентов (кислот, ПАВ, полимерных гелей и т.д.) [2].

В связи с большим разнообразием их можно разделить между собой на группы: 1) эмульсионные; 2) полимерные; 3) полимер-дисперсно-волоконистые; 4) термотропные; 5) осадкообразующие; 6) силикатные; 7) нефтеотмывающие. Всех их объединяет одно – создание в глубине пласта блокирующего водоотклоняющего экрана.

Однако, наиболее эффективными являются осадкообразующие технологии. Преимущественной особенностью, служит низкая вязкость растворов, которая практически сопоставима с вязкостью закачиваемой воды для поддержания пластового давления. Это позволяет достигать высокой фильтрации в низкопроницаемые коллекторы.

Практическая часть

Нефтяная компания АО «Белкамнефть», в период 2007-2009 гг. на своих месторождениях, осуществляла применение осадкообразующей технологии на основе полимера гивпан.

Гивпан закачивался в ряд скважин высокообводненного низкодебитного фонда Черновского, Быгинского, Смольниковского, Арланского месторождений, объемом 0,5–1,2 м³ на 1 м эффективной толщины продуктивного пласта. В качестве коагулянта использовался 20 %-ый раствор хлористого кальция, объем которого превышал объем полимера в 1,5–2,0 раза [3].

До обработки осадкообразующей технологией на основе полимера гивпан, показатели скважины №255 были следующими: среднесуточная добыча жидкости 17,3 м³; среднесуточная добыча нефти 2,6 т; среднесуточная добыча воды 14,2 м³; обводненность 82%.

После обработки: среднесуточная добыча жидкости 13,4 м³; среднесуточная добыча нефти 5,4 т; среднесуточная добыча воды 7 м³; обводненность 52%.

Эффект от проведенного мероприятия, показывает прирост среднесуточной добычи нефти на 2,8 тонн, при снижении среднесуточной добычи воды на 7,2 м³. Длительность эффекта составила 15 месяцев.

В течении всего времени разработки месторождения с момента ввода в эксплуатацию новых скважин и до стадии истощения могут проявляться факторы, нарушающие сообщение пласта со скважиной, уменьшая

продуктивность или приемистость скважин [4]. Факторы могут носить технологический или же геологический характер возникновения, также они могут быть связаны с процессом фильтрации или зависеть от качества закачиваемых вод.

Проблемы, с которыми сталкиваются технологии выравнивания приемистости:

1. Проблема разработки высокотемпературных и высокоминерализованных коллекторов. Существует необходимость в разработке реагентов для регулирования профиля с термостойкостью и солеустойчивостью.
2. Проблема разработки селективных водоизоляционных реагентов для изоляции воды в больших неоднородных пластах.
3. Проблема связанная с конечной стадией разработки, при которой остаточная нефть в основном распределяется и сосредоточивается в пропластках со средней и низкой проницаемостью, которые находятся далеко от нагнетательной скважины.
4. Проблема связанная с тем что с помощью одного реагента трудно выполнить все требования технико-экономических показателей. Зависит это от геологических характеристик коллектора и состояния разработки.

Технологии с использованием жидкого стекла, преимущественно силиката натрия, подходят для применения на месторождениях с высокими показателями минерализации пластовых вод. Термостойкость, солеустойчивость главные преимущества силикатных технологий, которые позволяют решить одну из вышеописанных проблем.

К раствору силиката натрия, который как уже говорилось выше, является основным реагентом, добавляется раствор (вспомогательный реагент) неорганических солей двух- и трехвалентных металлов. В составе композиций оба реагента закачиваются в пласт. Результатом протекания реакции, служит образование в пласте неорганического геля и нерастворимых осадков. Данные осадки адсорбируются и удерживаются в порах и на поверхности породы, вследствие чего поперечное сечение потока пор уменьшается, а сопротивление потока и давление закачки увеличиваются [5; 6].

На территории Китайской Народной Республики в 2006 году, были успешно проведены испытания силикатной технологии. Объектом оказались нефтяные месторождения: Цинхай, Даганг (Чжоу Цинчжуан), Шенли и Тарим.

Характеристика месторождения Чжоу Цинчжуан: средняя температура пласта 75°C; минерализация пластовой воды 13688 мг/л; средняя проницаемость 17 мД. Массовая концентрация испытуемого реагента 0,75-1,5%.

До обработки силикатной технологией показатели скважины Q24-6, месторождения Чжоу Цинчжуан, были следующими: суточная добыча жидкости 6,07 м³; суточная добыча нефти 4,92 т; обводненность 18,94%.

После обработки: суточная добыча жидкости 8,59 м³; суточная добыча нефти 8,19 т; обводненность 4,65%.

Длительность эффекта составила более 10 месяцев.

Проведенные испытания доказали успешность использования композиций из двух реагентов, на месторождении с минерализацией более 13000 мг/л и низкой проницаемости.

Выводы

Апробация сочетаний различных типов реагентов для изоляции воды и управления профилями, помогает удовлетворить потребность в регулировании профиля приёмистости как вблизи скважины, так и на удаленных участках пластов, что в свою очередь снижает стоимость реагента, сама же технология изоляции воды, является эффективным методом по улучшению эффекта заводнения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хисамутдинов Н.И., Ибрагимов Г.З., Кобяков Н.И., Муслимов Р.Х., Телин А.Г., Ким М.Б., Хазипов Р.Х. Опыт восстановления и регулирования производительности добывающих и нагнетательных скважин. – М.: ВНИИОЭНГ, 1990. – 50с.
2. Патент 2279463С2. Российская Федерация. МПК С09К 8/588. Состав для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, снижения обводненности и повышения нефтеотдачи и способ его приготовления / Волков В.А., Беликова В.Г. (РФ). - №2004121769/03: заявл. 15.07.2004; опубл. 10.01.2006.
3. Внедрение современных технологий повышения нефтеотдачи пластов на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами // Сб. докл. Региональн. науч.-практ. конф., г. Ижевск, 5 ноября 2003 г. – Ижевск, 2004. – 134 с.

4. М. Кристиан, С. Сокол, А. Константинеску. Увеличение приемистости скважин. М.: Недра, 1985. 184 с
5. Nasr-El-Din, H.A. Evaluation of sodium silicate/urea gels used for water shut-off treatments / H.A. Nasr-El-Din, K.C. Taylor // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2005. – Vol. 48. – P. 141-160.
6. Zhao, J. Research and advances of silicate plugging agent in domestic and overseas oilfields / J. Zhao, W. Xiang, J. Zhang, R. Xin, C. Dai // Oilfield Chemistry. – 2011. – Vol. 28. – No. 4. – P. 467-471.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛУБИНЫ ЛЕДОВОГО ПРОПАХИВАНИЯ ДНА МОРСКОГО ГКМ КАМЕННОМЫССКОЕ МОРЕ

Е.В. Игнатьев

студент

Самарский государственный технический университет

В статье автор пытается определить степень влияния ледовых образований на добычный комплекс (трубопроводы) на месторождениях в условиях Крайнего севера.

Ключевые слова: пропахивание, шельфовое месторождение, ПДК.

К одним из первоочередных газовых месторождений Обской и Тазовской губ и приямальского шельфа, подлежащими освоению, является Каменномысское-море. Диапазон глубин моря, в пределах рассматриваемых месторождений, составляет 3,0-16,8 м. К числу потенциально опасных инженерно-геологических процессов и явлений, исходя из оценки природных условий исследованной части акватории месторождения Каменномысское-море, относятся следующие:

- ледовое выпаживание морского дна;
- затонувшие искусственные объекты;
- возможность наличия приповерхностных газовых карманов и залежей газогидратов.

С целью обеспечения надежности объектов обустройства (трубопроводов, добычных комплексов) путем их заглубления в статье

рассматриваются процессы пропахивания морского дна ледовыми образованиями. Обобщенная схема воздействия дрейфующего ледяного образования на заглубленный объект показан на рисунке 1.

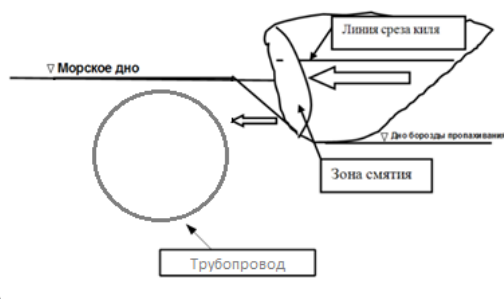
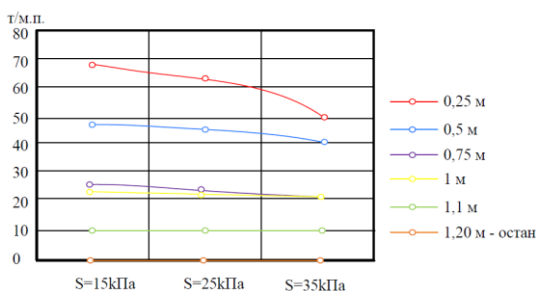


Рисунок 1 - Схема воздействия дрейфующего ледяного образования

В настоящее время отсутствуют нормативные документы по определению силового воздействия дрейфующих льдов на подводные объекты обустройства месторождений. В тоже время, активные работы в данном направлении ведутся как за рубежом, так и в нашей стране. Есть методики по оценке физических особенностей процессов взаимодействия стамух и торосов с подводными объектами с использованием данных натуральных наблюдений, решений механики и результатов моделирования.

В работе [1] на базе результатов экспериментальных исследований и моделирования, учитывающего кинематику и энергию движения ледяных торосов, определены ледовые нагрузки на погонный метр ширины заглубленного объекта при различных значениях глубины пропахивания дна и прочностных характеристик грунта. По результатам данных исследований построен график, представленный на рисунке для условий Сахалина 2.



(S – прочность льда на сдвиг)

Рисунок 2 - График изменения ледовой нагрузки на заглубленный объект при различных значениях глубины пропахивания

Выполненные расчеты соответствуют модели пластического грунта при дренированном состоянии деформирования [1]. Расчет выполнен для экстремальных величин тороса редкой повторяемости для условий акваторий Сахалина, где наблюдаются наибольшие гряды торосов [1]. Наимпри определении глубин пропахивания дна в условиях Обской губы сделано допущение, что значения максимальных нагрузок от экстремальных торосов в Каменномыском-моресоизмеримы с аналогичными значениями для сахалинского шельфа. Учитывая мелководность Обской губы и свойства грунтов, слагающих ее дно, глубины пропахивания, при которых достигаются сопоставимые значения ледовых нагрузок, будут намного выше сахалинских.

Анализ величины глубины пропахивания дна на примере ГКМ Каменномыское-морепроведена для суглинка мягкопластичного пылеватого, слагающего верхний грунтовый слой морского дна на акватории месторождения и имеющего следующие характеристики:

- удельный вес $\gamma = 1,008 \text{ т / м}^3$;
- угол внутреннего трения (одноплоскостной срез) $\varphi = 250$;
- прочность на сдвиг (для глинистых грунтов принимается равной сцеплению [1]) $S = 15 \text{ кПа}$.

Прочность тороса принимается как для образования частично смерзшегося, не разрушающегося при пропахивании, и глубина пропахивания будет определяться свойствами грунта. Расчетные значения экстремального ледового тороса для месторождения Каменномыское-море приняты с учетом данных наблюдений [2]:

- ширина кия по верху $D_t = 83 \text{ м}$;
- ширина кия по низу $D_b = 60 \text{ м}$;
- высота кия $h_k = 12 \text{ м}$;
- толщина ровного льда вокруг тороса $h = 1,9 \text{ м}$;
- эффективное давление льда на торос $R_{\text{эф}} = 590 \text{ кПа}$ [1].

Схема пропахивания грунта, представлена на рисунке 3.

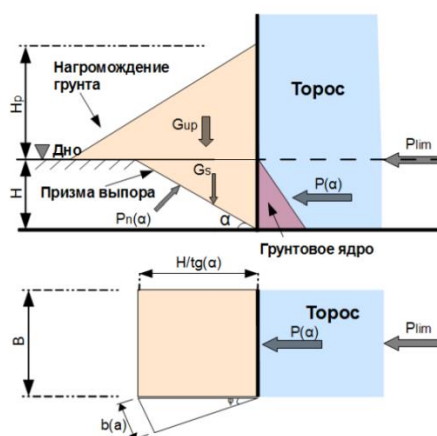


Рисунок 3 - Схема пропахивания грунта

Где: α – угол скольжения призмы выпора, φ – угол внутреннего трения грунта, $P(\alpha)$ – сила сопротивления подводной части тороса, $P_n(\alpha)$ – нормальная составляющая силы $P(\alpha)$, P_{lim} – максимальная нагрузка от ровного льда, G_s – вес призмы выпора, G_{sp} – вес призмы нагромождения грунта, H – высота призмы выпора (глубина борозды), B – ширина призмы выпора (принимается по ширине тороса), $b(\alpha)$ – боковая часть призмы выпора в плане, H_p – высота нагромождения

При движении ледового тороса возникает деформирование грунта, характеризующееся возникновением призмы выпора и призмы волочения по фронту кия. Тело призмы выпора учитывается как жестко-пластическое. Нагромождение грунта перед торосом рассматривается как сыпучее (теряет сцепление). Расчетная схема предполагает, что прижимная сила, действующая на торос достаточная, чтобы не возникло подъемной силы. В таком случае по наклонной грани кия образуется грунтовое ядро, движущееся со скоростью тороса, то есть неподвижное относительно него. С увеличением трения в системе «грунт-торос» эффект наклона ската кия снижается и с учетом дополнительного сопротивления за счет сил трения и сцепления по подошве грунтового ядра по рекомендации [1] в схеме ядро рассматривается как локальный вертикальный скат кия.

На примере обобщенной кинематической энергетической модели (КЭМ), в основе которой лежат положения теории пластической среды [1], определяются глубины пропахивания, при которой энергия движения тороса будет минимальной, т.е. глубины пропахивания, при которой происходит остановка тороса. Зная данную величину можно откорректировать приведенный на рисунке 2 график применительно к условиям ГКМ Каменномысское-море.

Усилие при скольжении призмы выпора (фронтальное сопротивление грунта) определяется из условия равенства работы внешних сил и диссипации энергии при движении тороа [1, 3] и определяется аналитическим выражением (1)

$$P(a) = \frac{Gsn(a) \cdot \tan(\varphi) + c \frac{H \cdot B}{\sin(a)} + Gs(a) \cdot \sin(a) \cdot 2To(a) + 2No(a)}{F(a) - \sin(a) \cdot \tan(\varphi)} \quad (1)$$

Где: H, B, α , φ , b (α), Gs, Gup, Plim см. пояснения к рисунку 3;

$$b(a) = \frac{H}{\tan(a)} \cdot \varphi(2)$$

$$Gs(a) = 0,5H^2 \gamma \frac{B}{\tan(a)} + \frac{1}{3} \pi \left(\frac{H}{\tan(a)} \right)^2 \gamma \cdot H \frac{\varphi}{2\pi} + Gup(3)$$

Gsn(α) - нормальная составляющая от веса призмы выпора, т;

$$Gsn(a) = Gs(a) \cdot \cos(a)(4)$$

$$Gup = 0,5\gamma \left[\frac{H^2}{\tan(i)} - 0,5 \left(\frac{Hp}{\tan(i)} - \frac{H}{\tan(i)} \right)^2 \sin 2\alpha \right] \quad (5)$$

$$Hp = \sqrt{\frac{\frac{H^2}{\tan(i)}}{\frac{1}{\tan(\varphi)} + \frac{H}{3 \cdot B \cdot \tan(i) \cdot \tan(\varphi)}}} \quad (6)$$

Где $i = 0.018$ рад – уклон морского дна

No(α)- нормальная составляющая по боковой линии разрыва:

$$No(\alpha) = c \cdot \tan \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right)^2 \sin(\varphi) \frac{H^2}{\tan(\alpha)} \quad (7)$$

To(α)- касательная составляющая по боковой линии разрыва:

$$To(\alpha) = \tau(\varphi) \frac{H^2}{2 \tan(\alpha)} \cos(\varphi) \quad (8)$$

$$\tau(\varphi) = c - 2c \cdot \tan \left(\frac{\pi}{4} - \frac{\varphi}{2} \right) \cdot \tan(\varphi) \quad (9)$$

$$F(\alpha) = \cos(\alpha) - \sin(\alpha) \cdot f - f \cdot \cos(\alpha) \cdot tg(\varphi) \quad (10)$$

Где $f = tg\varphi$ – коэффициент трения обломков льда;

Нормальная составляющая силы (α) P_f к поверхности скольжения:

$$P_n(\alpha) = P(\alpha) \cdot \sin(\alpha) \quad (11)$$

P_{lim} - максимальная нагрузка от ровного льда толщиной 1,8 м на киль шириной $Dt=84$ м при пропахивании морского дна (t):

$$P_{lim120} = P_{эф} \cdot 1,80 \cdot Dt = 590 \cdot 1,90 \cdot 83 = 93043 \text{ kH} = 9304t \quad (12)$$

Энергию движения ледяной торос теряет при уменьшении угла наклона призмы выпора α и при минимальном значении угла наклона происходит остановка тороса. Фронтальное сопротивление грунта при этом минимальное. Значит, задача определения максимальной глубины пропахивания проводится в два этапа:

А. определение минимального угла наклона призмы выпора к горизонтальной поверхности;

Б. определение максимальной глубины пропахивания по минимальному углу наклона призмы выпора.

Минимальный угол наклона призмы выпора определяем из условия минимума выражения (1). На первом этапе задается ориентировочная глубина пропахивания $H=2$ м, полученная из разности значений высоты тороса и средней глубины акватории на месторождении (10 м).

В программе Mathcad проведен расчет по зависимостям 1-12 и построен график изменения силы фронтального сопротивления грунта в зависимости от угла скольжения призмы выпора (рис. 4).

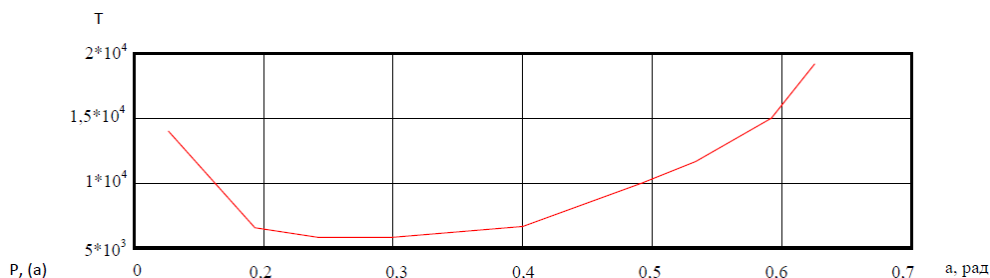


Рисунок 4 - График изменения силы фронтального сопротивления грунта P (α) в зависимости от угла скольжения призмы выпора

Как видно из графика критическое значение угла скольжения призмы выпора $\alpha = 0,18$ рад = $10,320$. Выделим, что поверочные расчеты с разными значениями глубин борозд показали, что угол α изменяется от 0.16 до 0.20 рад и практически не влияет на методику определения минимального значения P (α).

Следующим этапом при уже известном расчетном угле α построен график изменения фронтального сопротивления грунта от глубины борозды H при максимальной нагрузке от ровного льда $P_{lim180} = 9304$ т (рис. 4.5).

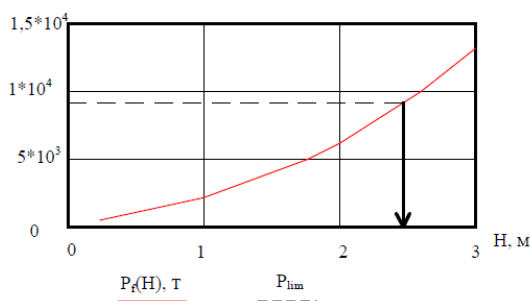


Рисунок 5 – График изменения силы отпора грунта P (α) в зависимости от глубины борозды H при максимальной нагрузке от ровного льда $P_{lim180} = 9304$ т

На графике наблюдаем, что искомая глубина борозды составляет $2,55$ м.

Путем сопоставления вычисленных результатов с результатами указанных ранее исследований определим корректирующий коэффициент и откорректируем график на рисунке 2 для условий ГКМКаменномысское-море.

В песках остановка тороаса происходит при глубине борозды $H=1,2$ м (рис.2), в мягко пластичных глинах – при $H=2,55$ м. Следовательно корректирующий коэффициент $K=2,55/1,2 = 2,125$. Откорректированный график будет выглядеть следующим образом:

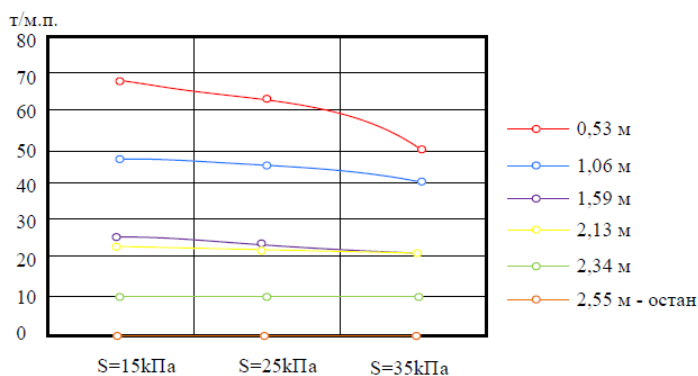


Рисунок 6 - График изменения нагрузки на заглубленный объект при различных глубинах пропахивания для условий ГКМ Каменномысское-море

Таким образом максимальная распределенная нагрузка на заглубленный объект ($p=68$ т/п.м.) возникает при наиболее опасной глубине пропахивания $H=1,59$ м. Поэтому во избежание контакта линейных объектов и других объектов добычного комплекса с торосистыми образованиями необходимо заглублять их на величину не менее 1,59 м.

На основании полученных результатов можно сделать следующий вывод, что оценка глубины пропахивания дна торосистыми ледовыми образованиями в инженерно-геологических условиях морского ГКМ Каменномысское-море, с учетом кинематики и энергии движения тороса, показала, что максимальная глубина пропахивания дна составляет 2,55 м (с остановкой тороса), а глубина пропахивания, при которой нагрузки от тороса на подводные объекты обустройства максимальные составляет 1,59 м.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Вершинин С.А., Трусков П.А., Лиферов П.А. «Воздействие ледовых образований». – М: «ИПК “Русская книга”, 2007. – 196 с.».
2. Алексеев Ю.Н., Афанасьев В.П., Литонов О.Е., Мансуров М.Н., Трусков, П.А. Ледотехнические аспекты освоения морских месторождений нефти и газа. (2001) С- Петербург, Россия, 280 с.
3. Вершинин С.А., Трусков П.А., Кузмичев К.В. Воздействие льда на сооружения Сахалинского шельфа. М: «Институт Гипростроймост», 2005-208с.

МЕТОДЫ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ СИСТЕМ

К.И.Бабицкая, Г.Ф.Ишмухаметова

СамГТУ, ООО «Башнефть-Добыча»

Аннотация

В данной работе рассматривается повышение нефтеотдачи пластов путем применения потокоотклоняющих технологий: на основе активной целлюлозной муки (ЦМ) на Белебеевском месторождении и водорастворимых полианионитов (ПАН) на Алкинском месторождении Республики Башкортостан.

Ключевые слова: нефтеотдача, потокоотклоняющие технологии, ЦМ, ПАН, дополнительная добыча.

Применение физико-химических методов воздействия на пласт является одним из эффективных способов увеличения добычи нефти и повышения конечной нефтеотдачи на поздней стадии разработки месторождений. При этом предпочтительными являются технологии, которые для внедрения не требуют значительных капитальных затрат. К таким технологиям относятся методы изменения внутрипластовых фильтрационных потоков с помощью закачки в пласт загущающих и осадко-гелеобразующих композиций - потокоотклоняющие технологии. При выборе же конкретной технологии играют большое значение такие факторы, как геолого-физические условия применения, текущее состояние разработки, технологичность и экономическая эффективность.

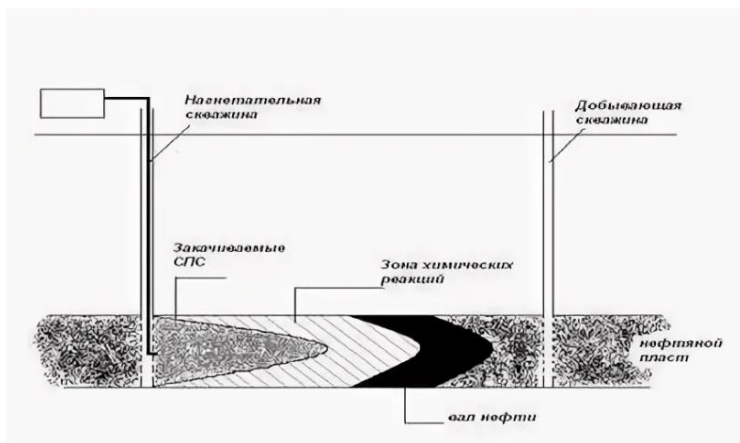


Рисунок 1 - Схема действия потокоотклоняющих технологий.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Далее приведены геолого-физические характеристики Белебеевского и Алкинского месторождений, на которых применили увеличение нефтеотдачи с помощью потокоотклоняющих систем:

Белебеевское месторождение – многопластовое. Промышленная нефтеносность установлена в терригенных отложениях бобриковского горизонта (пласт C1rd-bb), карбонатных отложениях турнейского яруса (пачка C1t), заволжского надгоризонта (пачки D3zv.1 и D3zv.2), терригенных отложениях тиманского (пласты D3tm.1 и D3tm.2), пашийского (пласты D2ps.1 и D2ps.3) и ардаатовского (пласт D2ard.2) горизонтов.

Основная добыча по месторождению (60,8 % от общей добычи нефти) и основная часть начальных геологических запасов месторождения (54,9 % от запасов месторождения) приходится на пашийский горизонт.

Пашийский горизонт включает песчаный продуктивный пласт D2ps и аргиллито-алевролитовую пачку пород. Пласт состоит из двух продуктивных пластов D2ps.1 и D2ps.3. В некоторых разрезах нижняя часть пласта замещена алевролитами и аргиллитами, которые расчленяют песчаные породы на несколько прослоев. Мощность горизонта от 23 до 30 м. В среднем проницаемость пласта D2ps пашийского горизонта по 30 исследованиям составляет 0,192 мкм². Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 5,64 мПа*с, плотность – 846 кг/м³.

Воды продуктивных отложений пласта D2ps, по классификации В.А. Сулина относятся к хлоркальциевому типу. Воды пласта D2ps высокоминерализованные. Плотность вод по пласту изменяется от 1138-1194 кг/м³. Минерализация вод в диапазоне 214,1-270,1 г/л, среднее значение составляет 253,1 г/л.

Таблица 1.1 – Краткая геолого-физическая характеристика объектов Белебеевского месторождения.

Месторождение / площадь	Объект	Средняя глубина, м	Тип коллектора	Средняя общая толщина, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм ²	Начальная пластовая температура, °С	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с
Белебеевское	Дпаш	1671-1678.6	терригенный поровый	2.7-19.2	0.17-0.20	0.321-0.410	37	5.3

Дизайн обработки скважин и расход реагентов для проведения процесса закачки раствора на основе ЦМ в каждую нагнетательную скважину приведен в таблице 1.2.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1.2 – Дизайн закачки раствора на основе ЦМ в каждую нагнетательную скважину и суммарный поскважинный расход реагента и воды.

№	Месторождение	Скв.	Основная оторочка			Продавка водой	Всего		Наличие э/энергии
			Объем	ЦМ		Объем	Объем	ЦМ, т	
				%	Т				
1	Белебеевское	№ 2	750	3,0	22,5	30	780	22,5	Имеется точка подключения
2	Белебеевское	№ 1	650	3,0	19,5	30	680	19,5	Имеется точка подключения

Закачка проводилась на 2 нагнетательные скважины, которые оказывают влияние на 8 нефтяных скважин. Результат мониторинга дополнительной добычи после обработки нагнетательных скважин с помощью ЦМ за год составляет - 5436 т нефти.

На Алкинском месторождении промышленная нефтеносность связана с терригенными отложениями нижнего карбона – пласты CVI.1 и CVI.3 бобриковско-радаевского горизонта, карбонатными отложениями турнейского яруса – продуктивная пачка СТкз кизеловского горизонта и терригенными отложениями девона – пласт Dкн кыновского, пласт DI пашийского и пласт DII муллинского горизонтов. Система ППД наиболее развита на бобриковско-радаевском, кыновском и пашийском горизонтах. При этом основная часть начальных геологических запасов месторождения (30 % от запасов месторождения) и основная добыча по месторождению (28% от общей добычи нефти) приходится на бобриковско-радаевский горизонт. По этим причинам на Алкинском месторождении для выполнения работ по закачке химических реагентов в нагнетательные скважины с целью МУН, выбран бобриковско-радаевский объект разработки.

Терригенная толща нижнего карбона сложена переслаивающимися пластами песчаников, алевролитов, аргиллитов, в некоторых случаях с прослоями известняков.

Коллекторы в ТТНК представлены песчаниками в разной степени алевролитистыми и алевролитами с поровым типом пустотного пространства.

Ввиду того, что в системе ППД Алкинского месторождения применяется сточная вода с высокой минерализацией, для проведения опытно-промышленных испытаний необходимо применять технологии и реагенты, устойчивые к действию высокоминерализованной воды либо образующие рабочие изолирующие составы с минерализованной водой.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Одной из перспективных технологий для применения с этой точки зрения является технология на основе водорастворимых полианионитов - гидролизованного полиакрилонитрила (ПАН).

Таблица 1.3 – Краткая геолого-физическая характеристика объектов Алкинского, месторождения.

Месторождение / площадь	Объект	Средняя глубина, м	Тип коллектора	Средняя общая толщина, м	Пористость, доли ед.	Проницаемость, мкм2	Начальная пластовая температура, °С	Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с
Алкинское	Сбоб+рад	1878	герригенный, поровый	5.2	0.18	0.258	33	5.17

Дизайн обработки скважин и расход реагентов для проведения процесса закачки раствора на основе ПАН в каждую нагнетательную скважину приведен в таблице 1.4.

Таблица 1.4 – Дизайн закачки раствора на основе ПАН в каждую нагнетательную скважину и суммарный поскважинный расход реагента и воды.

Циклы закачки	Буфер пресной воды, м ³	Раствор реагента ПАН			Буфер пресной воды, м ³	Минерализованная вода, м ³
		Всего, м ³	из них			
			<i>товарная форма ПАН, т</i>	<i>пресная вода, м³</i>		
1	4	24	8	16	4	40
2	4	24	8	16	4	40
3	4	24	8	16	4	40
4	4	24	8	16	4	40
5	4	24	8	16	4	40

Итого на 1 скважину	Товарной формы ПАН, т	40
	Раствор реагента на основе ПАН, м ³	120
	Буфер пресной воды, м ³	40
	Всего пресной воды, м ³	120
	Минерализованной воды, м ³	200
	Общий объем закачки, м ³	360

Закачка проводилась на 2 нагнетательные скважины, которые оказывают влияние на 9 нефтяных скважин. Результат мониторинга дополнительной добычи после обработки нагнетательных скважин с помощью ПАН за год составляет - 3368 т нефти.

По результатам повышения нефтеотдачи с помощью потокоотклоняющих систем эффективность в дополнительной добыче составила 8804 т нефти.

Таким образом, можно с уверенностью сказать, что увеличение нефтеотдачи с помощью потокоотклоняющих технологий является эффективным методом повышения нефтеотдачи пласта.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы повышения нефтеотдачи пластов (теория и практика). Учеб.пособие / Л. М. Рузин, О. А. Морозюк. – Ухта : УГТУ, 2014. – 127 с.
2. Пеньковский В. И., Корсакова Н. К., Алтунина Л. К., Кувшинов В. А. Разработка целиков нефти при воздействии на пласт химических реагентов // ПМТФ. — 2013. — Т. 54. — № 3. — С. 87 – 94.
3. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 806-810.
4. Сургучев М.Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов. - М.: Недра, 1985. - 308с.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК ВНУТРИПРОМЫСЛОВОЙ ПЕРЕКАЧКИ

Е.В. Алекина, В.И. Кнейб

СамГТУ, г.Самара, Россия, vkneib@yandex.ru

Аннотация. В статье рассматриваются вопросы потребления электроэнергии центробежными насосами на УПН (установка подготовки нефти). Центробежные насосы внутрипромысловой перекачки нефти потребляют свыше 30% всей электроэнергии, расходуемой на УПН. Поэтому оптимизация их технологических параметров позволит обеспечить значительную экономию электроэнергии и снизить себестоимость перерабатываемой нефти.

Ключевые слова: центробежный насос, насосная станция, удельное энергопотребление, энергоэффективность.

Известно, что свыше 30% всей электроэнергии, потребляемой нефтеперерабатывающими установками, расходуется на перекачку воды и нефти в системах поддержания пластового давления (ППД) и внутрипромысловой перекачки нефти (ВПН) соответственно. Выходит, что в себестоимости подготовки и переработки нефти значительную часть составляет стоимость электроэнергии, потребляемой электроприводами насосов систем ППД и ВПН. Следовательно, при расчете объемов потребляемой УПН электроэнергии, а также при разработке мероприятий

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

по энергосбережению требуется точно рассчитывать потребление электроэнергии насосами.

УПН «Бобровская» входит в состав цеха подготовки и перекачки нефти №2 (ЦППН-2) АО «Оренбургнефть» НК «Роснефть» и расположена на территории Оренбургской области. На момент обследования нефтенасосной УПН «Бобровская» установлены насосные агрегаты Н-1/1, Н-1/2, Н-1/3 (внешняя перекачка) (Таблица 1), Н-1/1, 1/3 в резерве, Н-1/2 в работе.

Таблица 1 - Перечень насосных агрегатов в нефтенасосной УПН «Бобровская»

№ пп	Тип		Количество рабочих колёс, шт.		Мощность, кВт	КПД, %	Частота вращения, об/мин
			Пасп.	Факт.			
1	Насос Н-1/1	ЦНС 300х300	5	5	-	70	1490
	Двигатель	ВАО2-450LB-4У2 6,0 кВ	-	-	400	95,0	
2	Насос Н-1/2	ЦНС 300х300	5	5	-	70	1490
	Двигатель	ВАО2-450LB-4У2 6,0 кВ	-	-	400	95,0	
3	Насос Н-1/3	ЦНС 300х300	5	5	-	70	1490
	Двигатель	ВАО2-450S-4У2 6,0 кВ	-	-	400	95,0	

Для определения фактических удельных характеристик насосного агрегата УПН «Бобровская» были проведены инструментальные замеры насосного агрегата Н-1/2 при помощи электроанализатора CIRCUTOR AR-5L.

Анализ результатов замеров технологических параметров насоса Н-1/2, показал, что удельный расход электроэнергии составляет $1,02 \text{ кВт/м}^3$, параметры насосного агрегата Н-1/2 ЦНС 300х300 (5 колес) не соответствуют технологическим параметрам перекачиваемой жидкости.

С целью приведения насосного оборудования в соответствие с требуемыми технологическими параметрами при перекачке жидкости необходимо уменьшить количество рабочих колес на насосном агрегате Н-1/2 ЦНС 300х300 до 3 шт. без замены электродвигателя (400 кВт, 6,0 кВ, 1490 об/мин.).

Сравнительные фактические характеристики насосного агрегата Н-1/2 ЦНС 300х300 (5 колес) и расчетные характеристики ЦНС 300х300 (3

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

колес) при перекачке 397,8 м³/ч без применения байпасирования приведены в таблице 2.

Таблица 1 - Сравнительные фактические характеристики насосного агрегата Н-1/2ЦНС 300х300 (5 колес) и расчетные характеристики ЦНС 300х300 (3 колеса)

Параметры агрегата		ЦНС 300х300		Отклонение	
		(5 колес)	(3 колес)	Величина	%
Расход (Q),	м ³ /ч	397,8*	397,8	0	0
	Среднесуточный, м ³ /сут	9547	9547	0	0
Режим работы, час		24	24	-	-
Давление	на приеме, кгс/см ²	0,2	0,2	0	0
	на выкиде, кгс/см ²	16,0	14,3	-1,7	-10,6
	в линии, кгс/см ²	10,0	10,0	0	0
Напор развиваемый насосом, м ст. жидкости		194	173	-21	-10,8
Параметры электродвигателя	Потребление электроэнергии, кВт*ч	407,8	268,6	-139,2	-34,1
КПД	эл.двигателя (η _{эл.}) %	95,0	95,0	0	0
	процесс перекачки жидкости (η) %	42,8	58,0	15,2	35,5
Удельный расход электроэнергии, кВт/м ³		1,02	0,68	-0,34	-33,3

Анализ сравнения фактических характеристик насосного агрегата ЦНС 300х300 (5 колес) и расчетных характеристик ЦНС 300х300 (3 колеса) при среднесуточной перекачке 9547 м³/сут. показал, что:

- удельный расход электроэнергии снизится на 33,3% (0,34 кВт/м³);
- потребление электроэнергии снизится на 34,1% (139,2 кВт);
- при расходе 397,8 м³/ч КПД насоса составляет 61%.

Экономия электроэнергии от уменьшения количества рабочих колес на насосном агрегате Н-1/2 ЦНС 300х300 с 5 шт. до 3 шт. без замены электродвигателя (400 кВт, 6,0 кВ), при среднесуточной перекачке 9547 м³/сут. в месяц составит:

$$139,2 \text{ кВт} \times 720 = 100,2 \text{ тыс. кВт*ч/мес.}$$

Где:

720 – наработка часов в месяц.

$$\text{ЭЭ} = 139,2 \text{ кВт} \times 8760 = 1\,219,3 \text{ тыс. кВт*ч/год.}$$

Где:

8760 – наработка часов за год.

Возможный экономический эффект от уменьшения количества рабочих колес на насосном агрегате Н-1/2 ЦНС 300х300 с 5 шт. до 3 шт. при среднесуточной перекачке 9547 м³/сут. в год составит:

$$\text{ЭЭ} = 139,2 \text{ кВт} \times 8760 \times 3,30 \text{ руб./кВт} = 4023,9 \text{ тыс. руб./год.}$$

Где:

8760 – наработка часов в год,

3,30 - тариф на электроэнергию на 2021г.

Из данных расчетов можно сделать вывод, что наиболее оптимальным и экономичным способом повышения эффективности работы насосного оборудования ЦНС 300х300 является метод подрезки рабочего колеса. Расчеты показали, что потенциал экономии электроэнергии при уменьшении количества рабочих колес на насосном агрегате Н-1/2 ЦНС 300х300 с 5 шт. до 3 шт. без замены электродвигателя (400 кВт, 6,0 кВ, 1485 об/мин.) составляет 1 219,3 тыс. кВт*ч/год, а экономический эффект при реализации мероприятий составит 4023,9 тыс. руб./год.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ивановский В.Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления/ В.Н. Ивановский // Инженерная практика. – 2011. – № 6. – С. 18–26.
2. Хакимьянов М.И. Анализ потребления электроэнергии при механизированной добыче нефти электроцентробежными насосами/ М.И. Хакимьянов, И.Н. Шафиков // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2013. – Т. 9. – № 3. – С. 37–41.
3. Каверин М.Н., Тарасов В.П. Энергоэффективные насосы: в поисках лучшего // Нефтегазовая вертикаль. – 2012. – № 20. – С. 58.
4. Пупченко И.Н., Исмагилов А.Ф., Стрункин С.И. Технологии и оборудование для добычи нефти и газа ПАО «Оренбургнефть»: монография. – Самара: Издательский дом «Нефть. Газ. Новации», 2015. – 432 с.
5. Патент №2196255 - Рабочее колесо центробежного многоступенчатого насоса
6. Патент № RU 2 405 972 С1- Центробежный насос

УДК622.276

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОСТАВОВ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ВОССТАНОВЛЕНИЯ
ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА**

Е.А. Рогов¹, А.А. Контарев¹, С.А. Пискарев²

1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,

пос. Развилка, Московская область, Россия

2 – ООО «Газпром ПХГ», филиал «Невское УПХГ»,

пос. Крестцы, Новгородская область, Россия

alexeykontareff@yandex.ru

Аннотация. В статье для выбора эффективного состава технологической жидкости с целью восстановления проницаемости околоскважинной зоны пласта предложена методика и устройство для ее реализации, позволяющая обеспечить простое выполнение операций и сопоставимость результатов испытаний различных составов.

Ключевые слова: скважина, проницаемость, призабойная зона пласта, технологическая жидкость.

Воздействие на призабойную зону пласта (ПЗП) начинается с начала вскрытия продуктивного горизонтов в процессе строительства скважины. При этом происходит снижение проницаемости пласта в околоскважинной зоне, что оказывает негативное влияние не только на производительность скважины в период начальной стадии ее эксплуатации, но и на темпы разработки месторождений и конечный коэффициент нефтегазоизвлечения. Кроме того, в процессе проведения капитальных ремонтов скважин на месторождениях, и особенно на подземных хранилищах газа (ПХГ), при глушении скважин глинистым раствором происходит резкое ухудшение проницаемости ПЗП.

В настоящее время наиболее востребованным методом повышения производительности эксплуатационных скважин является обработка ПЗП физико-химически активными составами технологических жидкостей [1 - 5].

При выборе состава технологической жидкости следует исходить из того, что, прежде всего, она должна обеспечивать следующие основные функции:

- обладать достаточно высокой реакционной способностью по отношению к фильтрационной корке и породе пласта;

- при взаимодействии с составляющими скелета горной породы не образовывать продуктов реакции, которые могли бы необратимо снизить проницаемость ПЗП;

- обладать минимальным коррозионным воздействием на подземное скважинное оборудование;

- быть технологичной, нетоксичной и пожаро-взрывобезопасной при проведении работ.

Выбор эффективного состава технологической жидкости осуществляли на устройстве [6], схема которого представлена на рисунке 1.

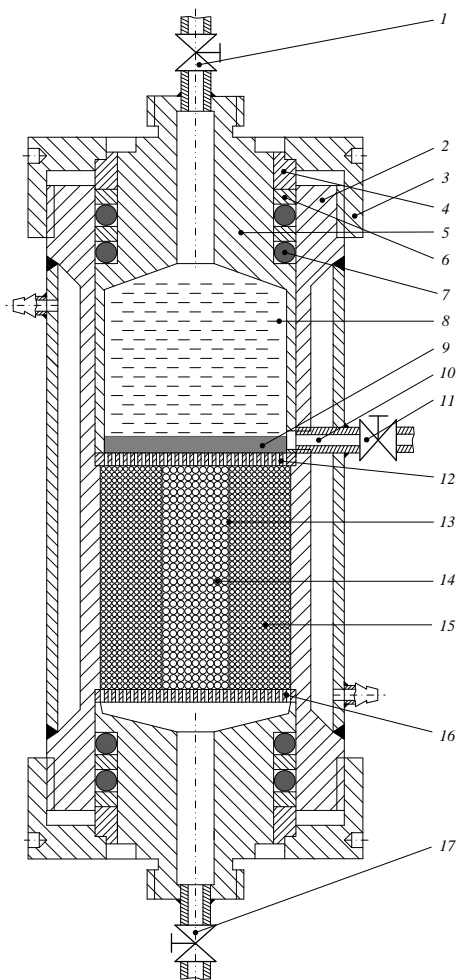


Рисунок 1 - Схема устройства

Позициями на рисунке 1 обозначены: 1, 11, 17 – игольчатые вентили; 2 – металлический корпус; 3 – затяжная гайка; 4 – поджимное кольцо; 5 – уплотнительный элемент; 6, 7 – металлическое и резиновое кольца; 8 – исследуемый состав технологической жидкости; 9 – глинистая корка; 10 – отвод для слива; 12, 16 – верхний и нижний перфорированные диски; 13 – сетчатый цилиндр; 14, 15 – частицы кварцевого песка разных диаметров.

В промысловых условиях при обработках ПЗП технологическая жидкость вначале проникает в высокопроницаемые участки пласта и далее, с течением времени в статическом режиме очищает менее проницаемые, закольматированные каналы. Подобная схема (рисунок 1) реализована в пористом образце, который имеет две зоны по пористости и проницаемости благодаря различным размерам заполняющих эти зоны гранул.

Принцип формирования пористого образца заключается в следующем. На уплотнительный элемент 5 поочередно надеваются уплотнительные резиновые 7 и металлические 6 кольца, которые фиксируются поджимным кольцом 4. Уплотнительный элемент 5 снизу вставляется в корпус 2 и затягивается затяжной гайкой 3. Сверху в корпус 2 помещается перфорированный диск 16 с прикрепленным к нему сетчатым цилиндром 13. Внутренняя часть сетчатого цилиндра 13 заполняется навеской пористого материала большего диаметра, а внешняя часть – меньшего (на рисунке диаметр частиц большего размера обозначен позицией 14, меньшего – 15). Далее сверху устанавливается другой перфорированный диск 12 с проточкой на сетчатый цилиндр 13. Сборка и установка верхнего уплотнительного элемента 5 производится аналогичным образом и также зажимается затяжной гайкой 3. Для термостатирования жидкости (создания и поддержки требуемой температуры) к корпусу 1 приварен кожух 15 со штуцерами 16.

Для оценки проницаемости пористого образца используется закон Дарси, согласно которому коэффициент проницаемости определяется по формуле:

$$k = \frac{4\mu l Q}{\pi d^2 (P_1 - P_2)},$$

где μ – динамическая вязкость флюида, Па·с; d, l – диаметр и длина образца, м; P_1, P_2 – давление на входе и выходе соответственно, Па; Q – объемный расход жидкости в единицу времени, м³/с.

Лабораторные исследования по изучению изменения проницаемости пористого образца проводятся в три этапа [6], в результате которых определяется:

- первоначальный коэффициент проницаемости пористого образца при фильтрации через него воды k_1 ,
- коэффициент проницаемости пористого образца при фильтрации через него бурового раствора k_2 ,
- коэффициент проницаемости пористого образца после физико-химического воздействия на него исследуемого состава технологической жидкости k_3 .

В качестве составов технологических жидкостей для восстановления проницаемости заглинизированных пористых образцов были исследованы водные растворы ОЭДФ (оксиэтилендифосфоновая кислота) с концентрацией от 5 до 20% и содержащие поверхностно-активное вещество (ПАВ) в количестве от 0,1 до 1,5 %. Параметры глинистого раствора, прокачиваемого через пористый образец, следующие: $\rho = 1075 \text{ кг/м}^3$, $V = 5 \text{ см}^3/30 \text{ мин}$, $T = 33 \text{ с}$, $CHC_{1/10} = 9/17 \text{ дПа}$, $k = 1 \text{ мм}$.

В ходе проведенных исследований по приведенной выше методике установлено, что при обработках ПЗП с целью восстановления проницаемости пласта и повышения производительности скважин следует использовать разработанную рецептуру технологической жидкости, в которой оптимальное содержание ОЭДФ составляет 13-15 % и 0,4-0,5 % катионного ПАВ.

На основании проведенных лабораторных исследований была проведена обработка ПЗП в четырех эксплуатационных скважинах 15 % водным раствором ОЭДФ с 0,5 % добавкой ПАВ. После проведения работ дебит скважин увеличился:

- в скважине № 83 с 90 до 149 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- в скважине № 117 с 131 до 212 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- в скважине № 125 с 168 до 289 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$;
- в скважине № 128 с 103 до 174 тыс. $\text{м}^3/\text{сут}$.

Таким образом, средняя производительность эксплуатационных скважин после обработки ПЗП увеличилась на 67 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Иванов С.И. Интенсификация притока нефти и газа к скважинам. М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006, 565 с.

2. Ишбаев Г.Г. Технологическая жидкость для химической очистки призабойной зоны ствола скважины при заканчивании открытым стволом / Г.Г.Ишбаев, М.Р.Дильмиев, В.А.Горпинченко // Бурение и нефть. 2013.№ 12.С. 49-52.
3. Рогов Е.А. Исследование проницаемости призабойной зоны скважин при воздействии технологическими жидкостями // Записки Горного института. 2020. Т. 242. С.508 - 512.
4. Рогов Е.А. Технологическая жидкость для обработки призабойной зоны пласта терригенных коллекторов на подземных хранилищах газа // Нефтепромысловое дело. 2016.№ 5.С. 34 - 36.
5. Крылов В.И. Основные факторы, влияющие на загрязнение продуктивных пластов, и разработка рекомендаций по повышению продуктивности скважин / В.И.Крылов, В.В.Крекул, В.М.Гимазетдинов // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и море. 2015. № 12. С. 31-36.
6. Патент РФ на полезную модель № 132200. Устройство для проведения исследований фильтрационных процессов в породе пласта при глушении скважин / Е.А.Рогов, С.Г.Солдаткин, М.Ю.Барщев. Опубликовано. 10.09.2013. Бюл. № 25.

ОСОБЕННОСТИ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ГЛИНОСОДЕРЖАЩИХ КОЛЛЕКТОРОВ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Н.М. Данилова, К.И. Бабицкая, А.А. Мезенцев

Самарский государственный технический университет

Самара, Россия,

true.phase.inc@gmail.com

Аннотация

Характерные особенности поздней стадии разработки месторождений. Подбор эффективных технологий для глиносодержащих коллекторов. Физико-химические процессы, происходящие в пласте при глинокислотных обработках призабойной зоны скважин. Комплексный подход при подборе геолого-технических мероприятий для повышения нефтеотдачи.

Abstract: Characteristic features of the late stage of field development. Selection of effective technologies for clay-containing reservoirs.

Physicochemical processes occurring in the formation during mud-acid treatments of the bottomhole zone of wells. An integrated approach to the selection of geological and technical measures to enhance oil recovery

Ключевые слова: набухаемость глин, глинокислотные обработки, адресный подход, экономическая целесообразность.

Более 80 лет назад на территории Самарской области была добыта 1 тонна нефти и в 1936 году началась ее промышленная добыча. В настоящее время большинство крупных и средних нефтяных месторождений региона вступило в позднюю стадию разработки. Обводненность добываемой продукции большинства длительно разрабатываемых месторождений достигла предела рентабельности (96-98%) и продолжает расти.

На основе анализа текущего состояния разработки следует признать, что изменить ситуацию по увеличению коэффициента извлечения нефти (КИН) с 0,3-0,5 до 0,4-0,6, как в развитых странах, традиционными методами не получится.

Для подбора эффективных технологий по разработке глиносодержащих коллекторов Самарской области необходимо решать комплексную задачу которая бы учитывала особенности поздней стадии разработки таких месторождений, а также успешный отечественный и мировой опыт по данному направлению.

На первом этапе решения этой задачи нужно проанализировать факторы, характерные для поздней стадии разработки.

1. Энергетическое состояние залежи:

- Наличие избыточной потенциальной энергии (поровое пространство насыщено водой, доставленной искусственно через систему поддержания пластового давления (ППД));
- Контакт двух неродственных сред: остаточная нефть - вытесняющий агент;
- Возникновение гравитационного градиента давления на границе раздела фаз, обусловленное разницей их удельных весов.

2. Состояние запасов нефти:

- Остаточная нефть хаотично рассредоточена внутри промытого порового объема пласта и представлена в виде двойных структурированных слоев, образование которых обусловлено процессами на границе фаз;

- Дальнейшая промывка порового пространства вытесняющим агентом становится неэффективной (вытесняющий агент воздействует на остаточную нефть по касательной)

3. Свойства остаточной нефти:

- Обладает структурно-механическими свойствами;
- Ее вязкость и плотность значительно выше, чем у начальной нефти [1].

Кроме этого необходимо учитывать влияние системы поддержания пластового давления (ППД) для обеспечения равномерной работы добывающего фонда скважин и регулирования пластовой энергии. Но, как уже было отмечено, что на длительно разрабатываемых месторождениях проблема обводненности неизбежна, и от ее решения зависят эффективность и экономическая целесообразность дальнейшей разработки месторождений.

Следует отметить, что существенное влияние на ведение процесса разработки в глиносодержащих коллекторах оказывает возможность учета физико-химических процессов, происходящих в пласте при закачке воды различной минерализации и изучение особенностей глинистых минералов[2].

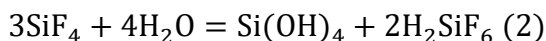
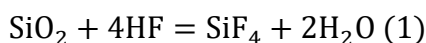
Если вытесняющая вода, как правило, имеет меньшую минерализацию, чем пластовая, то процесс вытеснения сопровождается набуханием глин. При этом эффективность вытеснения в однородном пласте оказывается выше, чем при отсутствии набухания. Это происходит за счет снижения проницаемости за фронтом вытеснения и, таким образом, снижается относительная проницаемость для воды. Однако, в неоднородных пластах набухание глин может привести и к снижению нефтеотдачи, поскольку за счет набухания из процесса фильтрации могут исключаться малопроницаемые прослойки с высоким содержанием глин.

Учитывая эти особенности, определенный интерес для указанного коллектора представляют глинокислотные обработки (ГКО) призабойной зоны скважин (ПЗС), которые достаточно успешно применяются в настоящее время во многих нефтедобывающих регионах мира [3].

Для изучения влияния физико-химических процессов на фильтрационно-емкостные свойства глинистых пород был проведен их анализ. Глиняной кислотой называется смесь 3-5%-й фтористоводородной (HF) и 8-10%-й соляной кислот. Терригенные коллекторы содержат, как правило, малое количество карбонатов, изменяющееся, в среднем, от 1 до 5% по массе. Основная масса таких

коллекторов представлена силикатными веществами (кварц) и алюмосиликатами (каолин). Известно, что силикатные вещества практически не взаимодействуют с соляной кислотой, хотя хорошо растворяются в плавиковой (фтористоводородной).

Сущность глинокислотной обработки терригенных коллекторов и состоит в учете особенностей их строения. При контакте глиняной кислоты с терригенными породами небольшое количество карбонатного материала, реагируя с солянокислотной частью раствора, растворяется, а фтористоводородная кислота, медленно реагирующая с кварцем и алюмосиликатами, достаточно глубоко проникает в ПЗС, повышая эффективность обработки. Основные реакции протекают следующим образом:



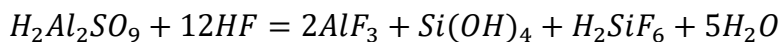
Кремнефтористоводородная кислота $2\text{H}_2\text{SiF}_6$ остается в растворе, а кремниевая кислота $\text{Si}(\text{OH})_4$, при понижении кислотности раствора может образовывать гель кремниевой кислоты, выпадающий в осадок и закупоривающий призабойную зону.

Реакция алюмосиликатов с HF будет следующая:

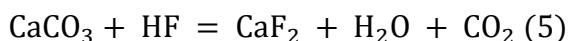


Соль фтористого алюминия, остается в растворе, а фтористый кремний SiF_4 , соединяясь с водой в соответствии с (2), образует $\text{Si}(\text{OH})_4$, и H_2SiF_6 .

Таким образом, общая реакция следующая:



Соляная кислота в смеси с HF служит не только для растворения карбонатного материала терригенного коллектора, о чем уже говорилось, но в значительной степени она предотвращает образование гелей кремниевой кислоты, удерживая кремниевую кислоту в растворе. Фтористоводородная кислота реагирует и с карбонатами, например, с известняком:



Фторид кальция выпадает в осадок, приводя к снижению проницаемости. Поэтому соляная кислота, входящая в состав глиняной, предотвращает образование CaF_2 . Реакция HF с кварцем достаточно

медленная, а с алюмосиликатами - быстрая. Поэтому плавиковая кислота, воздействуя в основном на глины и аргиллиты, разрушает глинистое цементирующее вещество терригенного коллектора, приводя к снижению его прочности. Ингибиторами для глиняной кислоты являются: формалин, катаптин, уротропин, уникод, ингибиторы В-1, В-2, производные мышьяка или меди, меркаптаны. Норматив добавки ингибиторов от 0,2 до 1% по объему. В качестве интенсификаторов используют ПАВ, например, ОП-1, а в качестве стабилизаторов ПАВ-лимонную кислоту, молочную кислоту (от 1 до 3%), 10%-й раствор уксусной кислоты. Технология проведения обработки и используемая техника принципиально не отличаются от таковых при обычной СКО [5].

Рассмотрев физико-химические процессы происходящие в пласте при ГКО, а также беря во внимание имеющийся успешный опыт ранее проведенных обработок воздействия на ПЗС нагнетательного фонда скважин АО "Самаранефтегаз" можно рекомендовать создание адресного подхода на конкретный глиносодержащий коллектор. Реализовать такой подход возможно, проведя лабораторные исследования на стенде модели пласта "FESTO", оснащенного высокотехнологичным оборудованием, позволяющим моделировать и изучать процессы фильтрации жидкости в заданной пористой среде [4].

Найдя оптимальное решение после проведения серии лабораторных исследований, можно значительно сократить эксплуатационные затраты за счет разработки универсальной технологии, позволяющей устранить несколько причин снижения продуктивности скважин.

Таким образом, будет достигнута экономическая целесообразность проведения конкретных геолого-технических мероприятий для повышения нефтеотдачи на глиносодержащих коллекторах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проектирование, разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений Самарского региона: Сборник научно-технических публикаций АО "Самаранефтегаз". - Самара: Издательский дом "Нефть. Газ. Новации", 2016 - 320с.
2. Т.А.Деева, М.Р. Камартинов, Т.Е. Кулагина, П.В.Шевелев, И.И. Кагарманов, А.П. Мельников. Современные методы разработки

- месторождений на поздних стадиях: Учебное пособие. - Самара: ИД "РОСИНГ", 2006. - 108 с.
3. Эффект Слейпнера: скрытые зависимости между распределением диагенетических глин, пористостью коллектора, проницаемостью и водонасыщенностью. The Sleipner effect: A subtle relationship between distribution of diagenetic clay, reservoir porosity, permeability and water saturation: Pap. Read and Conference on "Mineral Diagenesis and Reservoir Quality - the Way Forward" Cambridge 26-27 March 1998. Nadeau P.M. Clay Miner. 2000. 35, №16 С.185-200.
 4. Исследование стационарного течения несжимаемой жидкости на насыпной модели пласта: метод.указ/ Сост. В.А. Ольховская, В.Е. Ханжина - Самара: Самар. гос. техн.ун-т, 2012 - 25с.
 5. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. -816с.

УДК 622.276.58:551.351

**К ВОПРОСУ УВЕЛИЧЕНИЯ ОБВОДНЕННОСТИ ПРОДУКЦИИ
СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЯ N**

О.А. Миклина¹, П. Е. Козлова²

*ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический
университет,*

г. Ухта, Россия

1 -E-mail: omiklina@ugtu.net

2 -E-mail: stella170799@yandex.ru

Аннотация

В нефтегазодобывающей отрасли актуальной проблемой в настоящее время является наличие рифов и рифовых образований в составе продуктивных коллекторов нефтяного месторождения, благодаря чему они классифицируются как рифовые. В статье рассматривается рифовое месторождение N, выделяются его особенности и проблемы увеличения обводненности продукции скважин.

Ключевые слова

Рифовая структура, добыча нефти, обводненность продукции, продуктивный коллектор.

Риф представляет собой осадочный комплекс, образованный из останков колониальных организмов. Рифовый комплекс имеет хорошую перспективу на наличие в них нефти, что обеспечивается высокой продуктивностью, а также наличием в них резервуара с коллекторскими свойствами и флюидоупора [1].

Структура месторождения N представляет собой асимметричную антиклинальную складку неправильной формы субмеридионального простирания, осложненной двумя малоамплитудными куполами, разделенными субширотным прогибом амплитудой около 15 м. Промышленная нефтеносность месторождения N связана с залежью D_{3dm} (доманиковый горизонт верхнего девона), которая сложена рифовыми карбонатными отложениями. Рифогенная постройка была выделена по результатам геофизических исследований.

По результатам исследований пластовое давление на начало эксплуатации месторождения N составляло 24,5 МПа, а замеренная пластовая температура изменяется в интервале от 73 до 76 °С. По результатам лабораторных исследований открытая пористость продуктивного коллектора в среднем составляет 12,43 %, а эффективная – 10,57 %.

Месторождение N вступило в промышленную разработку в 2001 г. после утверждения проектного документа «Технологической схемы разработки месторождения N» в ТКР РК. К основным положениям данного документа можно отнести следующие:

- объектом эксплуатации является залежь D_{3dm} (рифогенный массив доманикового возраста);
- определено расстояние между скважинами – 800 м (размер сетки скважин – нерегулярный);
- определена система воздействия – закачка под зеркало воды в центре залежи.

Согласно проектного документа весь фонд скважин должен составлять 13 скважин, в том числе 9 добывающих и 2 нагнетательных. В настоящее время под добычу пробурено 14 скважин, которые эксплуатируются установками ЭЦН.

Во время пробной эксплуатации месторождение N разрабатывалось на естественном режиме, при этом средний дебит добывающих скважин по нефти изменялся в довольно большом диапазоне от 78,3 до 250 т/сут. На конец данного периода обводненность составила 25,2 %, при проектной – 17,3 %.

Максимальную годовую добычу по нефти получили только после завершения разбуривания месторождения N в целом. В данный период средний дебит скважин по жидкости составлял 107,7 т/сут., а по нефти – 74,8 т/сут. Необходимо отметить, что показатели по добыче нефти вновь вводимых в эксплуатацию скважин оказались ниже проектных. Наряду с этим продукция данных скважин уже обводнена, содержание воды варьирует в диапазоне от 0,7 % до 26,1 %. По имеющимся промысловым данным можно сказать, что по скважинам наблюдается более высокий темп обводнения по отношению к проектному.

Всего с начала разработки по месторождению N извлечено 920 тыс. т нефти и 1479,7 тыс. т жидкости. Текущий КИН по месторождению N достиг 0,078. Среднее пластовое давление по залежи практически не снизилось и оно составляет 24,0 МПа.

За весь период разработки месторождения обводненность продукции скважин имеет тенденцию к её увеличению. Так, когда в эксплуатации находились всего три скважины, обводненность по месторождению возросла до 36,2 %, что выше проектных показателей. Данный показатель уменьшился до 19,1 % после ввода в эксплуатацию восьми новых скважин с обводнённостью до 3 %. Однако в дальнейшем среднегодовая обводненность вновь выросла (30,6 %) и в настоящее время увеличилась до 54,6 %.

Всё это привело к отставанию фактических показателей по добыче нефти от проектных, из-за чего на месторождении N стали применять соляно-кислотные обработки, как один из методов интенсификации добычи нефти, учитывая карбонатность рифовых пород. Сущность обработки заключается в растворении самой породы коллектора и твердых минеральных веществ, образующиеся в продуктивном коллекторе.

Рассмотрим изменение обводненности на примере скважины X0. Скважина X0 введена в эксплуатацию фонтанным способом с начальным дебитом 27 т/сут. Сначала она работала на режиме с диаметром дресселя 4 мм при нулевой обводненности. Безводный период составил всего 135,8 суток. В продукции скважины появилась вода (4,5 %) после смены режима работы (диаметр дресселя 6 мм). Дебит скважины после смены режима отставал от планируемых показателей. В связи с чем, для увеличения

производительности скважины была проведена обработка призабойной зоны пласта в виде СКО. После мероприятия дебит по нефти увеличился, но одновременно с этим увеличилась и обводненность продукции. К сожалению, период увеличения дебита по нефти был кратковременным (около 2 месяцев). В апреле скважина прекратила фонтанировать при пластовом давлении, равном 24 МПа, и через определённое время она была переведена на механизированный способ эксплуатации в виде установки ЭЦН. Спуск в скважину Х0 электроцентробежного насоса привело опять к увеличению дебита по жидкости. В результате всех проведенных мероприятий произошло увеличение обводненности по скважине в среднем до 45 %. Необходимо отметить, что такая же ситуация по увеличению обводнённости складывается и по другим добывающим скважинам месторождения N.

С целью выявления причин постоянно увеличивающейся обводнённости скважин по месторождению N проводились различные исследования. Данные исследования проводились в течение всего периода эксплуатации месторождения.

В период пробной эксплуатации проводили геофизические исследования для получения профиля притока. Выполненные исследования на шести скважинах показали, что источником обводнения является нижний работающий интервал.

Были проведены лабораторные исследования с керном продуктивного коллектора по определению проницаемости. Проведённые исследования показали, что анизотропия продуктивных пластов ниже единицы, т. е. проницаемость продуктивного коллектора по вертикали выше, чем по горизонтали, что говорит о геологической особенности разрабатываемой залежи D_{3dm} месторождения N. Поэтому можно предположить, что это является одной из причин быстрого продвижения воды к забоям скважин, при этом вода не совершает полезной работы по вытеснению нефти.

Анализируя динамику обводнения по скважинам месторождения N можно сказать следующее. Перевод скважин на механизированный способ добычи установками ЭЦН, увеличивая при этом депрессию на пласт, происходит увеличение темпа обводнения.

Анализ показателей по добыче и различных исследований в виде ПГИ показал, что данная динамика по обводнению связана с поступлением пластовой воды в нижние интервалы перфорации.

На основании проведенной работы можно сказать, что увеличение обводненности продукции связано с особенностями геологического

строения залежи D_{3dm} месторождения N. В связи с чем, дальнейшее использование СКО может привести только к большему проценту обводнения скважин, с незначительным приростом добычи нефти. Поэтому нужно определять новые методы интенсификации добычи нефти или применять СКО, используя новые технологии с учетом геологических особенностей месторождения N.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Максимович, Г. А. Карст карбонатных нефтегазоносных толщ : учебное пособие по спецкурсу / Г. А. Максимович, В. Н. Быков. – Пермь: Изд-во Пермский ун-та. 1978 – 96 с.

УДК 622.276

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ ГРП

А.И. Мирасов

*ООО «Башнефть – Петропест», г. Уфа, РФ,
almaz.mirasov.1997@mail.ru*

На сегодняшний день значительная часть запасов нефти и газа находится в трудноизвлекаемых залежах. Воздействие на призабойную зону скважин имеет большое значение для увеличения добычи нефти. Наряду с освоением и разведкой месторождений, особое внимание уделяется интенсификации добычи нефти и повышению нефтеотдачи. Для этого необходимо провести интенсификацию притока, которая позволит очистить призабойную зону. Одним из методов является гидроразрыв пласта.

Гидроразрыв пласта – один из наиболее результативных методов воздействия на пласт. При помощи данного метода возникают высокопроводимые трещины с низким фильтрационным сопротивлением, что в свою очередь повышает приток флюида к забою. Успешное проведение гидроразрыва пласта заметно увеличивает производительность скважины. Данный метод способствует восстановлению простаивающих, недостаточно рентабельных скважин. Также в настоящее время ГРП применяется для разработки новых продуктивных пластов.

Технология гидроразрыва пласта для добычи углеводородов предполагает закачку в скважину жидкости для гидроразрыва с помощью мощных насосов. Для того чтобы трещины оставались в раскрытом

состоянии, в терригенных коллекторах используется расклинивающий агент – проппант, а в карбонатных коллекторах используется кислота.

ГРП различают по числу воздействий:

- Однократный – классическая технология проведения грп в один этап.
- Повторный. Данная операция проводится для того, чтобы восстановить утраченную или увеличить текущую проводимость разрыва.
- Многоэтапный – применяется для залежей с большой мощностью продуктивных отложений., требующих равномерной выработки и применения не менее 2 операций.

Классификация ГРП:

- Стандартный гидроразрыв – предполагает закачку жидкости с нарастающим давлением, ;
- Гидроразрыв с остановкой закачки – подразумевает кратковременное прекращение подачи жидкости на этапе формирования трещин;
- Гидроразрыв с циклической закачкой проппанта – предполагает последовательную закачку в несколько кругов, но не менее двух, состоящих из базовых стадий;
- Гидроразрыв с обратным оттоком. Технология с «принудительным» закрытием образованных трещин;
- Селективный гидроразрыв. Технология, обеспечивающая размещение трещин в определенном интервале пласта;
- Гибридный гидроразрыв – подразумевает использование различных жидкостей, для наибольшей эффективности закачки;
- Экраноустанавливающий гидроразрыв пласта – грп с дополнительной стадией, которая предусматривает продавку изолирующего элемента в момент разгития трещины;
- Струйный гидроразрыв – закрепляет разрыв через гидропескоструйный перфоратор;
- TSO (метод концевого экранирования) – ограничивает протяженность трещин и повышает их высоту.

Тип технологической жидкости:

- Водная основа – в качестве основы используется вода;
- Углеводородная основа – в качестве основы используется дизельное топливо, нефть и другие углеводородные системы ;
- Кислотная система – в качестве жидкости используется кислота, применяемая в случае карбонатных пластов ;
- Пенная система – смесь на основе базовых жидкостей и газовых систем.

Виды проппантов:

- Меченые. Проппант, позволяющий контролировать размещение расклинивающего материала в созданной трещине;
- Осмоленные. Проппант с полимерным покрытием, который обеспечивает объединение гранул в конгломераты;
- Проппант нестандартной формы. Проппант, состоящий из гранул различных форм;
- Утяжелённые. Проппант, с минеральной плотностью ниже 2600 кг/м³;
- Облегчённые. Проппант, с минеральной плотностью выше 3600 кг/м³;
- Упругие. Проппант, с деформируемыми гранулами при смыкании трещины;
- Кислотостойкие. Проппант, содержащий гранулы, с пониженной реакционной способностью к неорганическим кислотам.

Эффективность ГРП зависит от множества факторов, главным из которых является планирование. Планирование гидроразрыва пласта начинают с ознакомления геологического потенциала объекта, ранее проводимых работ, технического состояния скважины. Для проектирования операций необходимы следующие данные: данные по скважине, свойства жидкостей, упруго-механические свойства, свойства проппантов, данные о ловушке и пластовых флюидов.

Для интенсификации добычи нефти и поддержания дебитов скважин на уровне проекта на Уршакском месторождении постоянно проводятся различные геолого-технические мероприятия, основным видом которых является грп. На Уршакском месторождении проводятся проппантные и кислотные грп. Проппантные проводятся на скважинах, которые

эксплуатируют терригенные коллектора, кислотные – карбонатные коллектора. В силу высокой расчленённости продуктивного разреза рекомендуется проводить селективный гидроразрыв пласта.

Применяясь на протяжении многих лет, грп зачастую помогает увеличить проницаемость пласта, развить зону притока жидкости к скважине, что в результате приводит к увеличению дебита. Актуальность данной технологии со временем будет только расти, ввиду внедрения в разработку месторождений с трудноизвлекаемыми залежами.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Усачев П.М. Гидравлический разрыв пласта. Москва: Недра, 1986. – 165 с.
2. Каневская Р.Д. Зарубежный и отечественный опыт применения гидроразрыва пласта. М.: ВНИИОЭНГ, 1998. – 37 с
3. И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К. Гиматудинов, В.Т. Полозков "Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений", Москва, "Недра" 1970. – 445 с.
4. Бобрицкий Н.В., Юфин В.А. Основы нефтяной и газовой промышленности. – М.: «Недра», 1988. – 195с.
5. Гидравлический разрыв пласта: внедрение и результаты, проблемы и решения / В. И. Некрасов, А. В. Глебов, Р. Г. Ширгазин, В. В. Варушев. – Лангепас; Тюмень: ГУП «Информационно издательский центр ГНИ по РБ», 2001. – 240 с.

ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБА РАЗРАБОТКИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ ПЛАСТА АВ₁¹⁻² САМОТЛОРСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.И. Нафиков, Г.А. Ковалева

*Самарский государственный технический
университет(Россия, Самара)*

Аннотация

В статье рассматриваются текущее состояние и проблемы разработки эксплуатационного объекта АВ₁¹⁻² Самотлорского нефтяного месторождения. Приведены геолого-промысловые характеристики целевого объекта. На основании анализа проведенных ранее исследований, а также результатов гидродинамического моделирования, произведен

выбор и обоснование оптимальной схемы реализации стадий МГРП в горизонтальных добывающих скважинах, приуроченных к разработке трудноизвлекаемых запасов залежи.

Ключевые слова: гидродинамическое моделирование, гидроразрыв пласта, горизонтальная скважина, месторождение, нефть, низкопроницаемый коллектор, трудноизвлекаемые запасы.

Abstract

The article discusses the current state and problems of the development of the operational object AV₁¹⁻² of the Samotlor oil field. The geological and commercial characteristics of the target object are given. Based on the results of hydrodynamic modeling, the selection and justification of the optimal scheme for the implementation of MGRP in horizontal production wells dedicated to the development of hard-to-recover reserves of the deposit was made.

Keywords: hydrodynamic modeling, hydraulic fracturing, horizontal well, field, oil, low-permeability reservoir, hard-to-recover reserves.

Пласт АВ₁¹⁻² выступает основным эксплуатационным объектом Самотлорского месторождения. Рассматриваемый пласт приурочен к верхним эксплуатационным объектам геологического разреза месторождения. В литографическом плане структура пласта представлена преимущественно слоистыми породами типа «рябчик», включающими в себя чередование тонких слоев песчаников, алевролитов и глин. Средняя эффективная толщина пласта по площади залежи выдержана в пределах 8-12 м с увеличением до 30 м в восточной части залежи. Трудноизвлекаемые запасы представлены низкопроницаемыми линзами, занимающими порядка 1-2 % площади залежи и имеющими равномерно распределение в её границах [1].

Несмотря на малую распространенность трудноизвлекаемых запасов в рамках рассматриваемого эксплуатационного объекта, их разработка представляет все больший интерес на фоне истощения легкоизвлекаемых запасов залежи. Разработка коллекторов, характеризующихся низкими фильтрационно-емкостными свойствами, также осложняется относительно низким уровнем пластового давления, обусловленного интенсивным отбором жидкости при недостаточной эффективности работы системы поддержания пластового давления. В последние годы, активное включение подобных залежей в разработку стало возможно за счет повсеместного внедрения и развития технологии гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Ввиду малых размеров низкопроницаемых коллекторов залежи, их вскрытие производится посредством горизонтальных скважин с

последующим проведением многостадийных ГРП, при этом, как правило, трещины выходят за пределы линз. Результаты проведенных ранее исследований, приведенных в работах [2,3] показывают, что достаточно высокая эффективность ГРП в низкопроницаемых интервалах достигается в случаях, когда длина трещин в два и более раза превышает эффективную толщину линз. При этом, теоретическая величина дебита скважин, вскрывающих низкопроницаемые коллекторы, незначительно меньше теоретической величины дебита в скважинах, вскрывающих однородные коллекторы, после реализации в них ГРП.

Обобщение результатов проведенных ранее исследований, представленных в работе [4] показывает, что наибольший эффект от реализации ГРП в горизонтальных скважинах, вскрывающих низкопроницаемые участки залежи, достигается при многостадийной схеме проведения ГРП. При этом, в выводах авторов отмечается увеличение эффективности реализации МГРП по мере увеличения числа стадий до 3, после превышения которого, эффективность реализации МГРП значительно снижается. Данный характер изменения эффективности МГРП обусловлен тем, что при увеличении числа стадий более 3 имеет место возникновение и развитие интерференции формируемых трещин по отношению друг к другу.

Таким образом, в рамках выбора и разработки геолого-технологических мероприятий, направленных на интенсификацию добычи нефти из низкопроницаемых коллекторов в пределах рассматриваемого эксплуатационного объекта, практический интерес представляет реализация трехстадийных ГРП. Однако, ввиду того, что в результатах приведенных ранее исследований рассматривается исключительно случаи равноудаленного распределения стадий ГРП, исследовательский интерес представляет сравнительная оценка эффективности иных схем распределения стадий ГРП с целью определения наиболее оптимальной. Для решения поставленной исследовательской задачи, было произведено построение гидродинамической двухфазной модели низкопроницаемой залежи пласта АВ₁¹⁻², вскрытой горизонтальной скважиной в соответствии с методикой, описанной в [4]. Моделирование трехстадийного ГРП производилось в условиях пласта, обладающего высокими анизотропными свойствами ($K_z = 0,000001K_x$), для 7 различных вариантов распределения стадий МГРП, схемы которых представлены на рисунке 1 (где R – шаг между стадиями).

С целью исключения влияния на показатели нефтеотдачи коллектора смежных пластов, в рамках разработки гидродинамической модели принималось, их остаточная нефтенасыщенность принималась равной 0, т.е.

они полностью промыты водой. В качестве граничных условий принималось, что величина забойного давления составляет 10 и 20 МПа для добывающих и нагнетательных скважин соответственно, а величина скин-фактора является отрицательной и составляет -4 [4]. Остальные ключевые геолого-промысловые параметры залежи, учитываемые в рамках разработки построения гидродинамической модели представлены в таблице 1 [1].

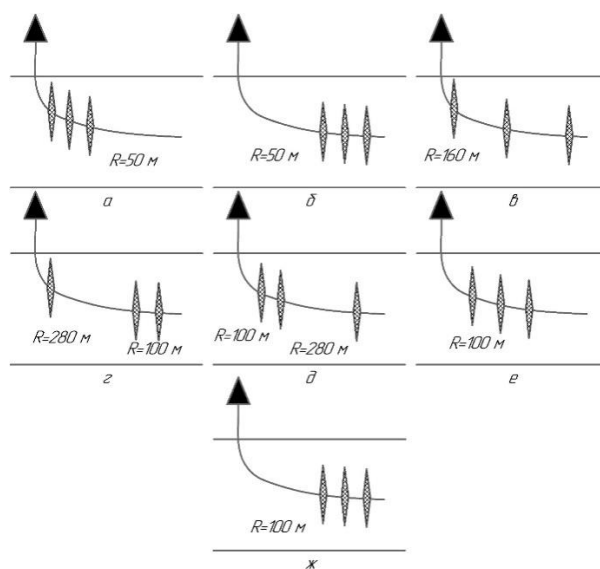


Рисунок 1 – Расчетные схемы вариантов проведения многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине

Таблица 1 - Основные геолого-промысловые характеристики залежи АВ₁¹⁻²

Параметр	Единица измерения	Значение
Средняя эффективная мощность пласта	м	7,8
Пористость	д.ед.	0,21
Проницаемость	мД	9
Расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами	м	400
Вязкость нефти	мПа·с	1,54
Вязкость воды	мПа·с	0,49
Плотность нефти	кг/м ³	839
Объемный коэффициент нефти	д.ед.	1,197

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Объемный коэффициент воды	д.ед.	1,01
Сжимаемость нефти	1/МПа	0,00129
Сжимаемость воды	1/МПа	0,00023
Среднее текущее пластовое давление	МПа	15
Коэффициент нефтенасыщенности	-	0,56
Остаточная нефтенасыщенность	-	0,34

Сравнительная оценка эффективности рассматриваемых вариантов производилась на основании показателя кратности прироста накопленной добычи нефти за период, составляющий 60 месяцев, при этом, в качестве базового значения принималась наименьшая величина накопленной добычи нефти, полученная для предлагаемых схем реализации МГРП. Результаты сравнительного анализа эффективности реализации предлагаемых схем МГРП по показателю относительного прироста накопленной добычи нефти за рассматриваемый период представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Сравнительный анализ эффективности прироста накопленной добычи нефти для схем реализации трехстадийного ГРП

Показатель	Значение для схемы						
	а	б	в	г	д	е	ж
Относительный прирост накопленной добычи нефти относительно базового варианта	1,021	1	1,074	1,093	1,098	1,051	1,036

На основании анализа полученных результатов, представленных в таблице 2, можно сделать вывод о том, что в качестве наименее эффективной схемы реализации трехстадийного ГРП в рамках рассматриваемой гидродинамической модели выступает схема распределения стадий «б», несколько большие значения относительного прироста достигаются для схемы «а». Достижение минимальных значений относительного прироста накопленной добычи нефти для приведенных схем может быть обусловлено негативным влиянием интерференции формируемых трещин друг к другу ввиду наличия равного шага их распределения, аналогичная картина, однако с большим относительным приростом добычи наблюдается для равномерно распределенных схем трещин «е», «ж» и «в». Наибольший прирост накопленной добычи нефти в течении рассматриваемого периода обеспечивается при реализации МГРП с неравномерным шагом распределения трещин, соответствующим схемам «г» и «д».

Анализ результатов проведенных ранее исследований показал, что трудноизвлекаемые запасы в рамках рассматриваемого эксплуатационного объекта АВ₁¹⁻² Самотлорского месторождения, представлены равномерно распределенными по площади залежи линзами малопроницаемых пропластков, характеризующихся малыми размерами в плане. В качестве наиболее эффективных геолого-технологических мероприятий, реализуемых в рамках вовлечения трудноизвлекаемых запасов залежи в разработку, выступают вскрытие малопроницаемых коллекторов горизонтальными скважинами с последующим проведением в них одно-, двух- и трехстадийного МГРП. На основании результатов гидродинамического моделирования трехстадийного МГРП для различных вариантов распределения трещин, была показана большая эффективность реализации схемы неравномерного распределения трещин ГРП по сравнению со схемами равномерного распределения, при этом, также подтверждено наличие негативного влияния явлений взаимной интерференции трещин на эффективность МГРП.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Хузин Р.А., Мордвинов В.А. К особенностям разработки пласта АВ Самотлорского месторождения // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2006. – №1. – С. 30-33.
2. Каневская Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов. – Москва-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2002. –140 с.
3. Кац Р.М., Каневская Р.Д. Проектирование разработки нефтяных месторождений с применением гидроразрыва пластов (ГРП) на основе современных компьютерных технологий // Повышение уровня добычи нефти на месторождениях ОАО «Ноябрьскнефтегаз» в 1998-2005 гг.: Матер. научно-техн. конф. – Ноябрьск, 1998. – Москва, ВНИИОЭНГ, 1998. – С. 300-304.
4. Самойлов, М. В. Исследования эффективности проведения операций многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине в условиях пласта АВ Самотлорского месторождения / М. В. Самойлов, А. А. Чусовитин, М. С. Антонов, А. Н. Астахова // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – 2012. – № 11. – С. 44-50.

УДК 621.317

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ В СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

К.И. Бабицкая¹, А.С. Паутова²

*1 – ООО «СамараНИПИНефть», Россия, 443010,
г. Самара, ул. Вилоновская, 18*

*2 - Самарский государственный технический
университет*

Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Рассматриваются причины происхождения механических примесей, методы определения примесей в скважинной продукции. Приведены экспериментальные данные о параметрах твердых частиц в потоке нефти.

Ключевые слова: КВЧ, модель сигнала, ультразвуковой метод, скважинная продукция, сканирование сечения, твердые частицы.

Поздняя стадия разработки нефтяного месторождения обычно сопровождается значительным обводнением добываемой скважинной продукции. Для того, чтобы поддерживать уровень добычи нефти, необходимо увеличивать дебиты скважин, что неизбежно приводит к большим скоростям фильтрации, которые способствуют срыву и выносу механических примесей из слабоцементированных коллекторов призабойной зоны по причине разрушения стенок трещин и поровых каналов. При этом эрозия коллектора будет постоянной из-за непрерывного выноса из него в скважину обломков и частиц эродированной породы. Усиление данных процессов объясняет распространённый эффект – повышенный вынос количества взвешенных частиц (КВЧ) при забойном давлении ниже давления насыщения [13].

Происхождение механических частиц в скважинной продукции весьма разнообразно. Большая их часть – частицы, которые выносятся из пласта в процессе эксплуатации скважин, однако при этом часть мехпримесей имеет непластовое происхождение: это могут быть продукты коррозии глубинного оборудования и частицы, вносимые в скважину по причине проведения ремонта и различных геолого-технических мероприятий; твёрдые нерастворимые частицы, содержащиеся в жидкости глушения, или остатки и осколки пропанта после проведения ГРП. Также

это могут быть продукты, которые образовались путём взаимодействия химически несовместимых перекачиваемых жидкостей. Процентный состав мехпримесей скважинной продукции, определяется преобладанием частиц пластового происхождения.

Механические примеси как осложняющий фактор эксплуатации всего скважинного оборудования при механизированной добыче нефти оказывает очень серьёзное, пагубное воздействие. В первую очередь, это отказы глубинного насосного оборудования по причине засорения. Так же это не только износ самого насосного оборудования, но и всего, что его окружает внутри скважины. И если первая группа последствий в большинстве случаев может поддаваться профилактике, то износ оборудования можно лишь снизить или замедлить.

Методы борьбы с проявлением механических примесей можно условно разделить на механические и химические.

Целью данной работы является анализ существующих методов борьбы с механическими примесями в продукции скважинной продукции, и определение целесообразности тех или иных методов с технологической точки зрения.

В настоящее время актуальной является задача определения наличия КВЧ в нефтяном трубопроводе диаметром до 1000 мм [1].

В нефтяном потоке могут находиться различные твердые включения (частицы песка, глины, парафина). Оперативное их определение позволит с высокой эффективностью оптимизировать технологические параметры подготовки (очистки) нефти.

Согласно данным лабораторным исследованиям [2], присутствующие компоненты в составе нефти разделяются по размеру от 1 до 30 мм.

Согласно лабораторным исследованиям, на Ван-Еганском месторождении в составе нефти присутствует высокая концентрация механических частиц в скважинной продукции. На абразивные свойства механических примесей влияют гранулометрический состав, в который входит распределение частиц по размеру, твердость, характеристика абразивных свойств частиц, а также их минеральный состав: содержание различных обломков горных пород (кварца, графита, песка), твердость, плотность и размер частиц, их сферичность, остроту граней.

На рис. 2 представлены данные со скважин «Славнефть-Мегионнефтегаз» [3].

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

За рубежом в качестве абразивной характеристики частиц используются так называемый коэффициент абразивности (рис. 1) [4]. Но многие свойства частиц в значительной части зависит от дисперсного состава.



Рисунок 1 - Гранулометрический состав примесей

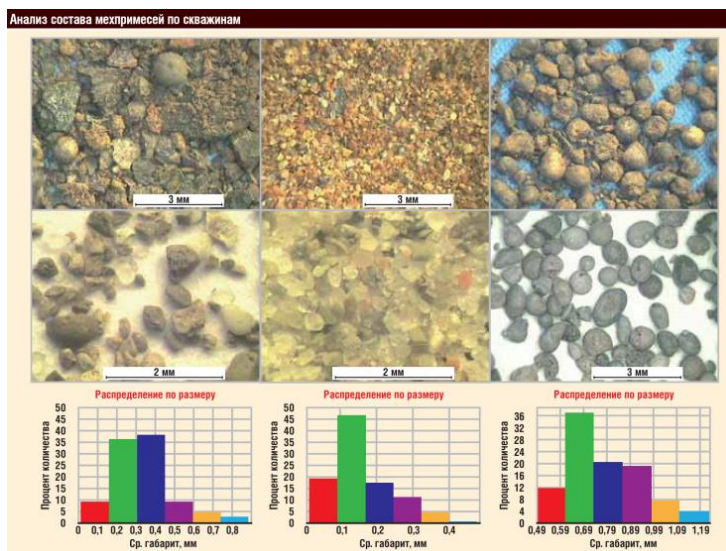


Рисунок 2 - Данные со скважин «Славнефть-Мегионнефтегаз [3]

Дисперсный (гранулометрический) состав - это распределение частиц по размерам. Он показывает, какую долю по массе, объему или числу составляют частицы в любом диапазоне их размеров. Характеристика дисперсного состава может быть задана в виде таблицы, кривой или формулой, выражающей функцию распределения или плотности распределения частиц.

Под дисперсной средой (ДС) понимается двухфазная система, в которой одно вещество (в раздробленном состоянии) распределено в другом веществе. Раздробленное вещество при этом принято называть дисперсной фазой (ДФ), а среду, в которой оно распределено дисперсионной средой.

ДФ и дисперсионная среда могут находиться в одном из трех агрегатных состояний: твердом, жидком или газообразном, образуя сочетаниями различные системы (эмульсии, суспензии, порошки и пр.).

Взвешенные частицы имеют разнообразную геометрическую форму (сферы, многогранники, пластины, цилиндры, иглы и пр.), для характеристики которой пользуются параметрами, приведенными на рисунке 3:

d_1 - диаметр Ферета - расстояние между двумя касательными к противоположным сторонам частицы, которые перпендикулярны рассматриваемому направлению;

d_2 – диаметр Мартина - диаметр Мартина длина линии, параллельной направлению, которое разделяет профиль частицы на две равные по площади части;

d_3 – максимальный линейный диаметр, d_4 -минимальный линейный диаметр;

d_s – диаметр эквивалентной сферы диаметр эквивалентной сферы – диаметр круга проекции частицы [3] и др.

Как правило, при определении размеров частиц пользуются аппроксимацией, заменяя реальную форму частиц эквивалентной сферической, поскольку данную геометрическую форму можно охарактеризовать всего одним параметром - диаметром (радиусом).

При изучении свойств дисперсных материалов одной из важнейших задач является выявление закономерности распределения частиц, которая устанавливает процентное содержание частиц с определенными размерами.

d_1 - диаметр Ферета; d_2 – диаметр Мартина; d_3 – максимальный линейный диаметр;

d_4 -минимальный линейный диаметр; d_s – диаметр эквивалентной сферы

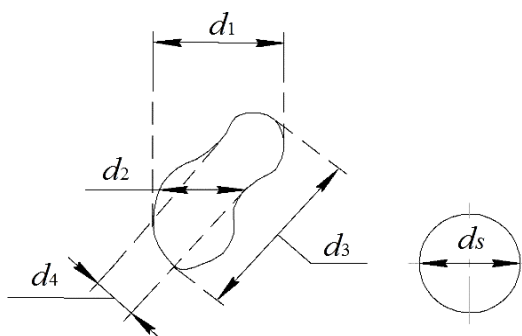


Рисунок 3 - Параметры несферической частицы [13]

Дисперсный состав описывают интегральной функцией распределения количества по размерам частиц, равной выраженному в процентах отношению частиц, диаметр которых меньше заданного, к общему количеству исследуемого материала.

Опишем дисперсный состав примесей через интегральную функцию распределения $D(\delta)$ объема частиц по размерам δ и по количеству.

Частицы имеют неправильную геометрическую форму, условно зададим им сферическую форму, тогда объем частицы определяется выражением:

$$V_{тв.ч} == \frac{\pi}{6} d^3$$

где d – диаметр частиц.

Общий объем частиц данной фракции определяется:

$$V_{общ.объем} == v \cdot N$$

где v - объем одной частицы, N – количество частиц.

Затем определяем процентное содержание объема частиц данной фракции по отношению к их общему объему:

$$Q = \frac{V}{\sum v_1} \cdot 100\%$$

Существует различные методы определения дисперсности примесей [2]. Согласно принятой классификации [6] все методы можно разделить на группы:

- 1) механическое разделение частиц, включающее ситовой и фильтрационный анализ;
- 2) седиментационный анализ, включающий пофракционное осаждение, отмучивание, накопление осадка, отбор весовых проб;
- 3) динамические методы, основанные на сепарации в потоке в вертикальных сосудах и центробежных аппаратах;
- 4) индивидуальное изучение частиц, включающее микроскопический и ультрамикроскопический анализ;
- 5) определение удельной поверхности, включающее адсорбционный метод, по скорости растворения и др.
- 6) кондуктометрический метод измерения размеров и количества частиц твердой фазы.

Наиболее распространенными методами экспресс-анализа дисперсного состава являются ситовой и микроскопический [5]. В результате ситового анализа получают гистограммы распределения массы частиц по размерам, в результате микроскопического — гистограммы распределения количества частиц по размерам.

Микроскопический метод позволяет измерять частицы размером 0,3—100 мкм. Недостатком микроскопического метода анализа является его чрезвычайная трудоемкость. Достоверные результаты определения размеров частиц микроскопическим методом могут быть получены только при замерах нескольких сотен частиц. Вследствие этого продолжительность микроскопического анализа может составлять несколько часов.

При проведении анализа работ по литературным источникам наиболее интересным в изучении примесей нефти является кондуктометрический метод измерения размеров и количества частиц твердой фазы, находящихся во взвешенном состоянии. При этом данный

метод не учитывает дисперсный состав. Диапазон измерений диаметров примесей в данном методе составляет от 0,1 до 500 мкм.

Наиболее современным прибором является счетчик «Коултер-Каунтер» модели ТА - II фирмы IDF «Production» производство Великобритания [6].

Принцип действия данного прибора заключается в определении количества и размера частиц, взвешенных в электропроводящей жидкости, путем пропускания потока примесей через апертуру, по обе стороны которой располагаются электроды. Когда частицы проходят через апертуру изменяется сопротивление между электродами, что порождает импульс напряжения небольшой длительности, величина которого пропорциональна размеру частицы. Серии импульсов масштабируются с помощью электронной части прибора, и подсчитывается число частиц. Импульсы напряжения усиливаются с помощью усилителя и подаются в пороговую цепь с установленным пороговым уровнем. Если импульс достигает или превышает установленный уровень, то он будет фиксироваться прибором. В ходе проведения подсчетов с помощью порогового уровня, напрямую выводятся данные, с помощью которых ведется построение кумулятивной частоты относительно размеров частиц. В процессе интегрирования всей или части результирующей кривой позволяет получить замер количества частиц во взвеси.

Кондуктометрический метод позволяет определить счетное массовое распределение дисперсных частиц.

В результате измерения статистического распределения дисперсий и пороговым каналам с помощью формулы определяется усредненный диаметр регистрируемых частиц:

$$d = K \sqrt{\frac{2^w}{A}},$$

где K - калибровочная постоянная, W - номер порогового элемента, A - значение установочного переключателя «размерная калибровка».

Далее рассмотрим способ и устройство для получения информации о распределении макроскопических частиц в жидкости по размеру [7]. В данном способе учитывается отражение ультразвуковых импульсов от макроскопических частиц, таких как капли масла или песчинок в воде, в результате получают информацию о распределении частиц в жидкости по размеру.

Данное устройство включает в свой состав блок управления, который соединен с генератором сигналов, детектором и блоком вычислений. При этом выход генератора сигналов соединен с входом преобразователя, а выход детектора соединен с входом блока вычислений, преобразователь соединен с каналом с жидкостью для генерации ультразвукового луча. В результате обеспечивается возможность использования ультразвуковых измерений для описания распределения частиц в жидкостях по размеру для более высоких концентраций. Распределения частиц по размеру оцениваются с помощью способа максимального правдоподобия, используя выражение для вероятности измерения амплитуд сигналов отражений в виде двух множителей. Первый множитель выражает вероятность $P_0(A)$ измерения сигнала отражения, для которого сигнал отражения со значением A формирует часть, независимо от того, маскировано ли это значение сигналом отражения с более высоким значением. Первый множитель по существу соответствует выражению для вероятности, используемому в уровне техники. Вторым множителем, используемым в выражении, является вероятность того, что отсутствует сигнал отражения с доминирующим значением характеристики, который будет маскировать измеряемую величину, формируя часть измерения сигнала отражения.

Таким образом, эффект маскирования учитывается при оценке параметров. При этом оценка способом наибольшего правдоподобия учитывает как эффект искажения, так и эффект маскирования.

В работе [8] был разработан ультразвуковой анализатор суммарного содержания взвешенных капель нефти и твердых частиц в сточных промышленных водах.

Для измерения суммарного содержания взвешенных капель нефти и твердых частиц в сточной воде и математического моделирования процесса отражения ультразвука от взвешенных веществ в сточной воде с учетом их физико-химических особенностей был разработан ультразвуковой метод измерения, основанный на излучении ультразвуковых колебаний в сточную воду со взвешенными веществами и приеме отраженных от них ультразвуковых импульсов в совокупности с применением нового алгоритма обработки сигнала. Результатом проведенной работы является создание поточного анализатора СТСЖ-101, позволяющего осуществлять непрерывный автоматизированный мониторинг суммарного содержания взвешенных капель нефти и твердых частиц в сточной промышленной воде.

Известно, что взвешенные капли нефти и твердые частицы не растворяются в воде и имеют отличающиеся от воды физико-химические свойства [9]. Также при обосновании актуальности исследований

отмечалось, что 90% твердых частиц и капель нефти, содержащихся в сточной воде, имеют размер не более 5 мкм.

Как известно, значительные отраженные колебания будут наблюдаться в том случае, когда отражатель имеет размер соизмеримый с длиной волны и больше. Поскольку капли нефти и твердые частицы в очищенной сточной воде имеют размер не более 5 мкм, а скорость распространения ультразвуковых колебаний в воде составляет $1,5 \cdot 10^6$ мм/с, то для обнаружения отражателей размером 5 мкм необходимо излучать колебания с собственной частотой 150 МГц. На таких частотах в сточной воде будут наблюдаться очень большие затухания ультразвука. Кроме этого реализация контроля на частоте до 150 МГц представляет большие трудности из-за того, что в настоящее время разработка и изготовление пьезоэлектрических преобразователей с этой резонансной частотой проблематичны. Поэтому для реализации ультразвукового контроля был рассмотрен вариант с использованием более низких частот, при котором затухание ультразвука в воде на расстояниях 50-100 мм незначительно. С другой стороны, если частота ультразвука будет слишком низкой, то амплитуда отраженного сигнала будет близка к нулю. Результаты математических расчетов, проведенных с учетом этих условий, показывают, что частота ультразвуковых колебаний для локации сточной воды должна быть не более 4 МГц.

Поскольку капля нефти в сточной воде имеет сферическую форму, для расчета зависимости амплитуды сигнала от ее массы использована теория отражения ультразвука от сферы, описанная в работе И.Н.Ермолова «Теория и практика ультразвукового контроля»[10]. Результаты математических расчетов показывают, амплитуда отраженного сигнала капли нефти в сточной воде прямо пропорциональна ее массе.

При анализе формы зондирующего импульса установлено, что наиболее подходящим вариантом является излучение в сточную воду зондирующего сигнала в виде произведения единичной функции, синусоиды и экспоненты: Анализ математической модели показывает: во-первых, ультразвуковой сигнал, поступающий на приемный преобразователь, является сложным и состоит из множества одиночных импульсов, имеющих экспоненциальную форму. Эти импульсы отражены от взвешенных капель нефти и твердых частиц и несут в себе информацию о суммарном содержании в сточной воде. Во-вторых, становится ясным, что невозможно определять их содержание путем простого измерения амплитуды сигнала. Для решения данной проблемы в данном способе, проводят сравнение отраженного сигнала с опорным напряжением и подсчете количества импульсов превышающих каждый уровень. Данный

способ осуществлен с помощью микроконтроллера и ЭВМ, для которых разработаны алгоритмы работы.

В работе [11] рассмотрен способ и устройство для определения скорости скважинных жидкостей с использованием ультразвуковых акустических сигналов. Измерения скорости звука, затухания сигнала и акустическое обратное рассеяния используются для получения количественных данных о составе твердых частиц. Устройство содержит три набора акустических преобразователей, установленных перпендикулярно направлению потока, которые работают на разных частотах. Измерения затрудняются тем фактом, что жидкость содержит в своем составе частицы. От приемника акустический сигнал посылается в поток жидкости, на обратной стороне принимается акустический сигнал с уменьшенной частотой в результате встречи сигнала с частицами.

Для оценки или характеристики жидкости и дисперсных частиц настоящая система использует, по меньшей мере, одну ультразвуковую звуковую волну, которая передается в поток жидкости. Передаваемая акустическая волна может иметь фиксированные или переменные частоты. Затем один или несколько приемников принимают переданные сигналы. Принятый сигнал используется, чтобы определить скорость звука в жидкости, акустический обратное рассеяние, вызванные примесями в жидкости, а также ослабление или потери акустической энергии, в результате прохождения через жидкость.

Предпочтительным способом измерения скорости звука в жидкости является передача акустического сигнала на известном расстоянии между передатчиком и приемником. Скорость звука в жидкости может быть измерена от времени прохождения передаваемого сигнала, как указано $c = D / \Delta t$, где D - длина пути (равная в этом случае диаметру канала), а Δt - время пролета для импульса, проходящего через жидкость.

Определение потерь акустической энергии (ослабление) может быть использовано для оценки загрязнения образца в более сложных средах. Каждый передающий акустический преобразователь излучает тональный импульс или импульсный сигнал, имеющий определенную частоту в жидкости. После прохождения через образец жидкости волна детектируется приемным преобразователем. Принятый акустический сигнал контролируется величиной потери акустической энергии (затухания) в образце жидкости, которая характеризуется коэффициентом затухания жидкости. Для оценки жидких смесей твердых частиц или капель жидкости, взвешенных в жидкой среде, оценивается коэффициент избыточного затухания. Коэффициент избыточного затухания представляет собой

полное затухание в жидкой среде за вычетом потерь сигнала, который может произойти в жидкости без частиц или капель.

В качестве альтернативного варианта осуществления настоящего изобретения акустическое затухание как функция частоты или постоянной частоты может использоваться для контроля изменения концентрации твердого вещества и, таким образом, для определения относительного уровня загрязнения грязи (и грязевого фильтра) в пласте пробуренная жидкость. Например, буровой раствор на водной основе обычно состоит из 10-20 мас.% Твердых частиц (т. е. глины размером несколько микрон), взвешенных в жидкой среде (то есть в воде). В начале прокачки образец жидкости в основном представлял собой грязь с известной твердой концентрацией. По мере того, как часть грязи (или фильтра бурового раствора) уменьшается и собирается больше жидкости для пласта, концентрация твердого вещества в образце жидкости пропорционально уменьшается. Контроль концентрации твердого вещества в пробоотборной жидкости может обеспечить количественное измерение фракции грязи (или фильтра бурового раствора) в пробоотборной жидкости.

Для суспензий частиц глины размером в микрометр, взвешенных в воде, предыдущие экспериментальные исследования по акустическому затуханию сообщались на конечных частотах: 0,1 МГц, 1,0 МГц, 5,0 МГц и на дискретных частотах от 3 до 100 МГц.

Экспериментальные исследования дисперсий глины и воды показывают, что: 1) при массовой доле менее 22% коэффициент затухания линейно пропорционален частоте до $f = 30$ МГц; и 2) при постоянной частоте коэффициент затухания приблизительно линейный, увеличиваясь с твердой концентрацией до 22 мас.%, после чего наблюдаемое ослабление начинает уменьшаться из-за увеличения взаимодействия частиц с частицами. Экспериментальное исследование акустического затухания в глиноводных дисперсиях указывает на то, что частотная зависимость коэффициента вязко-инерционного ослабления линейна по отношению к частоте, то есть $\alpha V f$, ниже $f < 35$ МГц. Здесь V является фактором, который в первую очередь зависит от концентрации твердого вещества и размера частиц.

Вывод

В настоящее время существуют устройства, предназначенные для определения примесей в воде как отечественного, так и зарубежного производства. Это приборы, работающие на основе оптики и ультразвуке.

В результате проведения анализа результатов, полученных при их эксплуатации, показывает, что в настоящее время все они в той или иной

степени не удовлетворяют требованиям технологического процесса определения частиц в нефти, либо по точности, либо по рабочему диапазону, либо по оперативности, либо возможности автоматизации измерений.

Таким образом, разработка нового метода, которая позволит улучшить метрологические и технические характеристики систем и позволит определить содержания твердых частиц в составе нефти, представляет собой актуальную задачу.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кремлевский П.П. Расходомеры и счетчики количества вещества: Справочник №2. - 5-е изд. перераб. и доп. – Спб.: Политехника, 2004. – 412 с. Kremlin P.P. Flowmeters and counters of the amount of substance: Handbook number 2. - 5 th ed. Pererab. and additional. - Spb. : Politehnika, 2004. - 412 pages.
2. ГОСТ 6370-83. Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей. – М.: Стандартиформ, 2007. – 7 с. GOST 6370-83. Oil, oil products and additives. Method for determination of mechanical impurities. - Moscow: Standardinform, 2007. - 7 pages.
3. Мельченко В.Е., Жданов А.С. Опыт работы оборудования в условиях повышенного содержания мехпримесей на месторождениях ОАО «Славнефть-Мегионнефтеаз» Melchenko VE, Zhdanov A.S. Experience in the operation of equipment in conditions of increased content of mechanical impurities at the fields of Slavneft-Megionnefteaz OJSC
4. Plinninger R., Kasling H., Thuro, K. Wear prediction in hardrock excavation using the CERCHAR Abrasiveness Index (CAI). In: Proceedings of the Eurock 2004 & 53rd Geomechanics Colloquium, 2004.
5. Н. Н. Гаврилова, В. В. Назаров, О. В. Яровая Микроскопические методы определения размеров частиц дисперсных материалов: учеб. пособие / Н. Н. Гаврилова, В. В. Назаров, О. В. Яровая. – М.: РХТУ им. Д. И. Менделеева, 2012. – 52 с NN GavriloVA, VV Nazarov, OV Yarovaya Microscopic methods for determining the particle size of dispersed materials: Proc. allowance / N. N. GavriloVA, V. V. Nazarov, O. V. Yarovaya. - M. : RHTU them. D. I. Mendeleyev, 2012. –52 pages
6. W.R. Hogg, W. Coulter; Apparatus and method for measuring a dividing particle size of a particulate system; United States [Patent 3557352](#)

7. Arno Willem Frederick Volker Method and device for obtaining information on the distribution of macroscopic particles in liquids in size 2003
8. Сaitкулов Н.О. Ультразвуковой способ измерения содержания нефти и твердых взвешенных частиц в сточной воде // Вестник КГТУ им. А.Н.Туполева. 2010. - №4. - С.78-81 Saitkulov N.O. Ultrasonic method for measuring the oil content and solid suspended particles in sewage water // Vestnik KSTU. A.N. Tupolev. 2010. - №4. - P.78-81 pages
9. Хаисуваров К.И. Техника измерения давления, расхода, количества и уровня жидкости, газа и пара: Учебное пособие.- М: Издательство стандартов,1990. – 287 с. Khaisukarov K.I. Technique for measuring pressure, flow, quantity and level of liquid, gas and steam: Textbook .- М: Publishing house of standards, 1990. - 287 pages.
10. Ермолов И.Н. Теория и практика ультразвукового контроля Машиностроение 1981 г.- 239 стр. Ermolov I.N. Theory and practice of ultrasonic testing Mechanical Engineering 1981 - 239 pages
11. Wei Han James R. Birchak Bruce H. Storm, Jr. Thomas E. Ritter Acoustic sensor for fluid characterization- 2000
12. Maria Wrobel Ultrasonic Measurement and Characterization of Liquid-Particle Flow Barbara Faculty of Science and Technology PhD Thesis UiS no. 171 - August 2012
13. Бочаров Е.О. Повышение эффективности эксплуатации скважин, осложнённых содержанием механических примесей в продукции на К... нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область), 2017г., 90стр

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.О. Поляков, А.М. Зиновьев

*ООО "Газпромнефть-Оренбург", Оренбург, Россия,
poiakovatana285@gmail.ru*

Аннотация. В статье представлены общие сведения о месторождении, особенности разработки Восточного участка Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождения применяемые современные технологии и техники добычи нефти и газа.

Ключевые слова: месторождение, добыча, скважина, нефть, газ, залеж, разработка.

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) открыто в 1966 г. Промышленная нефтегазоносность связана с нижнепермскими отложениями артинского и сакмарского ярусов и продуктивными пластами башкирского яруса. Открытие нефтяной оторочки в отложениях артинского яруса на Восточном участке Оренбургского НГКМ произошло в 1982 г., ввод в разработку в 1994 г. Отличительной особенностью Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения является большой этаж нефтегазоносности, наличие нефтяной оторочки, содержание конденсата в газе.

Принятие основных проектных решений на разработку месторождения, такие как системы разработки, режимы разработки, коэффициенты извлечения нефти, газа и конденсата обусловлены этими факторами.

По сравнению с обычными нефтяными и газовыми залежами, разработка газонефтяных залежей характеризуется особой сложностью. Основной принцип разработки газонефтяных залежей это неподвижность газонефтяного контакта. При отборе газа газовой шапки газонефтяной контакт продвигается вверх, нефть поступает в породы не насыщенные жидкостью и сорбируется. Коэффициент извлечения нефти при этом существенно снижается. В случае отбора нефти без поддержания пластового давления образуются газовые конусы. Нефть прорывается к забоям добывающих скважин, скважины работают с большим газовым фактором. Образуются значительные целики нефти не охваченные вытеснением. Коэффициент извлечения нефти в этом случае также снижается.

Выбор системы разработки газонефтяных залежей определяется задачами, которые мы ставим перед разработкой – опережающая добыча нефти, или газа. Система разработки газонефтяных залежей должна обеспечивать наибольшее значения коэффициента извлечения нефти, газа и конденсата. Разработка газонефтяных залежей характеризуется значительной сложностью, требует большого внимания к выполнению проектных решений, методам контроля, анализа и регулирования разработки. Их разработка требует применения нестандартных технологий, которые обеспечат высокие значения коэффициентов извлечения нефти газа и конденсата.

Основной объем Оренбургского месторождения занят газоконденсатной залежью. Нефтяная залежь представлена нефтяной

оторочкой небольшой толщины. На восточной части ОНГКМ наблюдается снижение газонефтяного контакта, объем нефтенасыщенных пород существенно увеличивается, здесь расположены ряд газонефтяных залежей к которым приурочены большие запасы нефти.

Значительная роль в разработке газонефтяных залежей отводится контролю и регулированию процессов разработки залежей. Тщательному контролю необходимо подвергать и газовую и нефтяную части залежи. Особое внимание необходимо обращать на изменения в пластовом и забойном давлении в залежах.

Необходим постоянный анализ разработки месторождения, это позволит выявить негативные тенденции, дать оценку текущего состояния разработки, оценить эффективность отдельных проектных решений и наметить мероприятия по регулированию разработки месторождения.

В разработке Восточного участка ОНГКМ применяются современные технологии и техника добычи нефти и газа. Для нефтяной оторочки это бурение горизонтальных скважин, использование бескомпрессорного газлифта при эксплуатации скважин. Использование горизонтальных скважин позволяет увеличить коэффициент охвата вытеснением и конечный коэффициент извлечения нефти в целом.

Для продуктивных пластов Восточного участка ОНГКМ характерна низкая проницаемость, низкая продуктивность, высокая геологическая и фильтрационная неоднородность пласта. В этих условиях важную роль играют методы интенсификации притока. На месторождении хорошо зарекомендовали себя кислотные обработки скважин и гидравлические разрывы пластов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений. – М.: Недра.1988. под ред. Гиматудинова Ш.К
2. Назарова Л.Н. Разработка нефтегазовых месторождений с трудно извлекаемыми запасами. – 2011.

**СПОСОБЫ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ НА
КАРАБИКУЛОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ**

А.М. Зиновьев^{1,2}, В.Е. Попов^{1,2}

*1 - ФГБОУ ВО «Самарский государственный
технический университет», г. Самара, Россия*

2 - ООО «СамараНИПИнефть»

Аннотация: в данной статье рассмотрены существующие способы разработки месторождения сверхвязкой нефти, способы повышения эффективности паротеплового воздействия, снижения общих энергозатрат и минимизации требований по сбросу воды.

Ключевые слова: парогравитационное дренирование, SAGD, горизонтальное бурение, сверхвязкие нефти, высоковязкая нефть, природные битумы, углеводородный растворитель, снижение вязкости нефти, паронагнетательная скважина.

Мировые нефтяные ресурсы в среднем оцениваются в 1,5-2 трлн.м³ из которых только 30% приходится на традиционные, легкие нефти, тогда как на тяжелые и сверхтяжелые, высоковязкие нефти (СВН и ВВН) приходится до 40%, а на природные битумы до 30%.

Что касается текущего состояния разработки объектов с ВВН и ПБ в России, то по некоторым оценкам, запасы ВВН и ПБ могут составлять 30–75 млрд.т. Начальные геологические запасы ВВН равны около 11 млрд.т. Основными районами сосредоточения запасов ВВН промышленных категорий являются: Западная Сибирь – 42%; Волго-Уральский регион – 38%; Тимано-Печорский регион – 18%; Сахалин и южные регионы – 2%. В настоящее время разведано около 654 залежей с высоковязкой нефтью на 267 месторождениях. Степень выработки запасов ВВН по России составляет около 15% [1].

В условиях активной выработки и постоянного истощения месторождений с нефтями малой вязкости, доля ВВН и СВН в балансе извлекаемых запасов последовательно возрастает при одновременном усложнении геолого-физических условий их добычи.

Учитывая тот факт, что значительная часть запасов тяжелой битуминозной нефти России сосредоточена на территории Самарской области, а также то, что месторождения Самарской области

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

разрабатываются с 40-х годов прошлого века, истощены и имеют высокую обводненность, актуальность разработки месторождений сверхвязкой нефти на территории Самарской области возрастает с каждым днем.

Отличительными особенностями СВН в Самарской области являются: терригенный коллектор с хорошими фильтрационными свойствами, относительно небольшая глубина залегания – 50-400м., крайне высокая вязкость нефти в пластовых условиях – 10-160 тыс.мПа/с., низкое пластовое давление, крайне низкое содержание растворенного газа. Совокупность указанных свойств обеспечивает очень низкую подвижность нефти в пластовых условиях и позволяет исключить применение площадных методов воздействия, традиционно используемых при разработке залежей высоковязкой нефти (обычно с вязкостью менее 1000 мПа/с)[2].

Геолого-физическая характеристика пласта У-2 Карабикуловского месторождения с учетом полученных результатов исследований свойств нефти из керна[2]:

Средняя глубина залегания кровли, м.	151
Тип коллектора	Терригенный
Средняя общая толщина (С1/С2), м.	17,7/10,6
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина (С1/С2), м.	13,8/8,3
Коэффициент пористости (С1/С2), доли ед.	0,29/0,26
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0,94
Проницаемость, мкм ²	0,736
Коэффициент песчанности, доли ед.	0,78
Начальная пластовая температура, °С	8
Начальное пластовое давление, МПа	0,72
Вязкость нефти в пластовых условиях, тыс. мПа·с	16-152
Плотность нефти, г/см ³	0,95-0,99
Содержание серы в нефти, %	2,9-3,5

Одной из наиболее эффективных, и широко применяемых считается технология парогравитационного дренирования - Steam-Assisted Gravity Drainage (SAGD). Данная технология получила быстрое распространение в Западной Канаде из-за её способности добывать тяжелую нефть из очень неглубоких продуктивных пластов при методах обычной закачки пара. Скважины SAGD работают при низких давлениях пара. Для реализации SAGD бурятся две горизонтальные скважины, одна из которых находится над другой. Расстояние между скважинами по вертикали составляет от 3 до

7 м. Как только пар подан в верхнюю скважину, он формирует прогретую паром область - паровую камеру. На сторонах камеры пар конденсируется, отдавая скрытую теплоту флюидам, и, следовательно, уменьшается вязкость нефти, что повышает ее подвижность. Начинает действовать сила тяжести, которая опускает сконденсированную воду и подвижные углеводороды к добывающей скважине, пробуренной в нижней части пласта [3].

Процесс SAGD протекает в трех фазах: начальная циркуляция; парогравитационное дренирование и заключительная фаза. Начало процесса нацелено на создание области дренирования между нагнетательной и добывающей скважиной. Наиболее широко используется метод начала циркуляции пара в обеих скважинах в течение 90 дней, когда пар закачивается одновременно в нагнетательную и добывающую скважины.

Обычными операциями являются закачка пара и добыча тяжелой нефти для формирования прогретой области над добывающими скважинами, что обеспечивает подачу тепла ко всему объему запасов в границах дренируемой области. Во второй фазе осуществляется добыча высоковязкой нефти из добывающей скважины и закачка пара в нагнетательную. Процесс окончания работы является заключительной фазой и состоит из последовательных операций, имеющих цель уменьшения количества нагнетаемого пара и использования вспомогательных контуров нагнетания.

Несмотря на достаточно высокую эффективность технологии SAGD на разных месторождениях ВВН и ПБ, многие компании пытаются усовершенствовать эту технологию. Паронефтяной фактор, характеризующий объем пара, необходимый для извлечения одной тонны нефти, наиболее часто используется как ключевой показатель эффективности внедрения технологии парогравитационного дренажа. Основной целью является минимизация паронефтяного фактора, при этом значение от 2 до 3,5 т пара на 1 т нефти является показателем эффективной работы данной технологии.

В настоящее время предлагаются следующие направления для повышения эффективности добычи ВВН и ПБ с использованием технологии SAGD: непараллельное расположение пар скважин, дополнительная подача растворителя, оптимизация парораспределения и контроль притока скважинной жидкости. Перекрывающая порода-покрышка особо важна для большинства проектов SAGD. Она должна являться барьером для предотвращения потерь пара в вышележащие пласты или, в самом нежелательном случае, на поверхность. Если покрывающая толща допускает утечки пара, это может обернуться катастрофическим ущербом,

как в экономическом плане, так и в экологическом. Если пар проникает в вышележащие слои, это окажет серьезное воздействие на расширение прогретой паром области и, кроме того, отрицательно скажется на термической эффективности и на суммарной добыче [4].

В дополнение к SAGD был достигнут прогресс в разработке комбинированных процессов закачки пара и растворителя – это подход в совмещении преимуществ пара и растворителей для извлечения тяжелой нефти и битума. Процесс гравитационного дренирования при закачке пара с расширяющимся растворителем (“ES-SAGD”) успешно прошел промысловые испытания и привел к увеличению дебитов по нефти, нефтепарового фактора и уменьшению потребностей в электроэнергии и воде по сравнению с процессом классического SAGD.

В концепции процесса ES-SAGD углеводородная добавка низкой концентрации закачивается в поток в ходе гравитационно обусловленного процесса, схожего с процессом SAGD. Углеводородная добавка выбирается таким образом, чтобы она могла выпариваться и конденсироваться при тех же условиях, что и водная фаза. Таким образом, растворитель будет конденсироваться вместе сосконденсированным паром на границе паровой камеры. Сконденсированный растворитель вокруг контактной поверхности паровой камеры разжижает нефть, и, во взаимодействии с высокой температурой, снижает ее вязкость[5]

Что касается разработки Карабикуловского месторождения, то в настоящее время основными проектными решениями рассматривается два направления повышения технологической эффективности разработки с применением технологии SAGD.

Первое направление предусматривает устранение основного недостатка технологии SAGD связанного с близким взаимным расположением нагнетательного и добывающего стволов скважин. Это влечет за собой увеличение вероятности прямого прорыва нагнетаемого пара в добывающую скважину, что в свою очередь становится причиной ограничения допустимой величины приемистости паронагнетательной скважины и замедляет темп выработки на развитой стадии SAGD. Близкое взаимное размещение скважин обусловлено необходимостью создания между ними прочной гидродинамической связи до начала выхода на рабочий режим.

Устранение этого недостатка предлагается путем применения технологии описанной в патенте №2016144854[6], которая предусматривает бурение 1 добывающей скважины вблизи подошвы пласта и 2 нагнетательных, одна из которых расположена вблизи добывающей, как и в

классической технологии SAGD, а вторая нагнетательная скважина располагается над первой, параллельно ей в вертикальной плоскости на минимальном расстоянии от кровли пласта с учетом технической возможности выдержать траекторию скважины без проходки по вышележащим породам. Суть технологии заключается в следующем: на начальном этапе пар закачивается в нижнюю нагнетательную скважину до установления гидродинамической связи с добывающей скважиной, после чего работа осуществляется согласно классической технологии SAGD вплоть до установления гидродинамической связи с верхней нагнетательной скважиной, после чего подача пара в нижнюю скважину прекращается и пар начинает подаваться в верхнюю нагнетательную скважину до завершения периода выработки элемента вытеснения. Данная последовательность действий приводит к тому, что интенсивность перетока пара в добывающую скважину снижается, появляется возможность увеличения темпа закачки пара, пар распределяется равномернее вдоль кровли пласта, увеличивается совокупный объем прогретой газовой камеры, а как следствие увеличивается скорость и объем выработки нефти из пласта со сниженной долей парового конденсата, уменьшается вынос тепловой энергии из пласта.

Второе направление повышения технологической эффективности разработки связано с выравниванием профиля закачки пара по длине горизонтального ствола с применением устройства выравнивания профиля закачиваемого пара [7]. Технология основана на свойствах критического течения газа через отверстие, при котором расход газа не зависит от пластового давления и коллекторских свойств пласта и заключается в применении хвостовика НКТ с перфорацией на всю длину горизонтального участка скважины и расположенным в концевой части перепускным клапаном для сброса конденсата. Плотность и размеры перфорационных отверстий выбираются исходя из того чтобы истечение пара происходило со звуковой скоростью (~300-500 м/с) при данных расходе пара и давлении нагнетания. Применение распределенной перфорации позволяет обеспечить более равномерное распределение теплоносителя вдоль ствола скважины в условиях неоднородности пласта и снизить риск прорыва пара к добывающей скважине через зону относительно высокой проницаемости. Результатом является увеличение коэффициента охвата и нефтеотдачи.

В дополнение к принятым проектным решениям, для увеличения дебита по нефти, уменьшения паронефтяного фактора, снижения общих энергозатрат и минимизации требований по сбросу воды возможно рассмотрение применения на Карабикуловском месторождении технологии ES-SAGD, т.е. проведение работ с применением комбинированных процессов закачки пара с растворителем. Одним из таких реагентов-

растворителей может выступить растворитель из линейки «Акрис», среди которых выделяется «АкрисСтим» (AkrisSteam), разработанный для повышения эффективности пароциклических обработок скважин путем закачки его первой пачкой в скважину и последующей продавкой паром. Эффективность данного реагента рассмотрена и подтверждена исследованиями [8] и заключается в снижении вязкости высоковязкой нефти в процессе добычи и транспортировки.

Для повышения эффективности в данном случае можно изменить последовательность закачки пара и реагентов-растворителей с дополнительным применением терморазлагающихся солей, разлагающихся под действием тепла с выделением углекислого газа, который растворяется в сверхвязкой нефти и увеличивает ее подвижность. К таким солям относятся водные растворы карбамида. При температуре выше 80°C раствор карбамида разлагается с образованием углекислого газа и аммиака.

В таком случае схема закачки будет выглядеть следующим образом: осуществляется последовательная закачка пара с созданием паровой камеры, закачка оторочки 5–30%-ного водного раствора карбамида, технологическая пауза, продолжительностью 2–5ч., и последующая закачка оторочки углеводородного растворителя с дальнейшим отбором продукции [9].

Предлагаемый способ повысит эффективность паротеплового воздействия при разработке залежи сверхвязкой нефти за счет последовательного способа закачки теплоносителя, раствора карбамида и углеводородного растворителя и позволит исключить их нерациональный расход, снизит коррозию нефтяного оборудования и приведет к сокращению материальных затрат.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гилаев Г.Г., Афанасьев И.С., Павлов В.А. и др. Начало нового этапа в освоении месторождений высоковязких нефтей и природных битумов в России // Нефтяное хозяйство. 2011. № 6. С. 6–9.
2. Петров Н.А., Мизякин Ю.К., Пчела К.В., Гилаев Г.Г., Манасян А.Э., Амиров А.А. Направления совершенствования технологий освоения залежей тяжелой нефти на примере карабикуловского месторождения // Нефтепромысловое дело 3/2017
3. Николин И. В. Методы разработки тяжелых нефтей и природных битумов // Наука – фундамент решения технологических проблем развития России. 2007. № 2. С. 31–34.

4. Николаева М. В., Атласов Р. А. Обзор технологий разработки месторождений тяжелых нефтей и природных битумов в условиях многолетнемерзлых пород // Нефтегазовое дело. 2015, т.13, №4
5. Наср Т.Н. Добыча Тяжелой Нефти в России: Использование опыта канадских компаний
6. Патент 2016144854 РФ. Способ разработки залежей тяжелой нефти или природного битума / Петров Н.А., Мизякин Ю.К., Пчела К.В., Горнов Д.А.
7. Патент ПМ 156999 РФ. Устройство для подачи пара в скважину / Мизякин Ю.К., Петров Н.А., Пчела К.В., Осокин А.С.
8. Рощин П.В., Зиновьев А.М., Рязанов А.А., Соболева Е.И., Никитин А.В., Мурзаханов А.Р. Повышение эффективности добычи высоковязкой нефти с использованием реагентов-растворителей: лабораторные испытания и внедрение на производстве
9. Патент 2720632 РФ. Способ разработки залежи сверхвязкой нефти. / Береговой А.Н., Рахимова Ш.Г., Князева Н.А., Разумов А. Р., Амерханов М. И.

**РАЗРАБОТКА И ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫХ
АЛГОРИТМОВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ**

К.И.Бабицкая^{1,2}, Я.Н. Решетникова¹

*¹Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

*²ООО «СамараНИПИнефть»,
yanna.reshetnickova@yandex.ru*

Аннотация. В статье изучен вопрос применения автоматизированного измерения параметров действующих скважин с целью определения их рентабельности. Используя погружное оборудование, операционные расходы на содержание добывающих скважин, можно определить потенциал скважины в режиме реального времени, что позволит уйти от неоправданных затрат.

Ключевые слова: добыча, рентабельность, УЭЦН, оборудование погружное

Ежегодно возрастает количество скважин, эксплуатация которых нерентабельна из-за низкого дебита или высокой обводненности продукции. Как утверждают специалисты, в перспективе количество малодебитных и высокообводненных скважин будет интенсивно расти.

В сложившейся ситуации становится очевидной необходимость изменения методов поиска и добычи нефти, которые сложились более чем за полвека. Для работы на этих месторождениях необходимы принципиально новые теоретические разработки и технические решения.

Найти оптимальный, технико-экономически обоснованный вариант разработки и эксплуатации нефтегазового актива в таких условиях возможно только при интегрированном комплексном подходе к решению текущих задач производства. Такое решение заложено в новой концепции, которая позволяет вести непрерывную оптимизацию процесса добычи за счет чего повышает рентабельность освоения запасов углеводородов.

Особенность «умной скважины» заключается в способности автоматически подстраивать параметры работы под изменяющиеся условия среды. Автоматизация процессов в нефтедобывающей отрасли на сегодняшний день является одним из наиболее перспективных направлений развития, поскольку позволяет повысить эффективность и снизить затраты на проведение работ, что приобретает все более высокую значимость в условиях мировой конкуренции.

Принцип работы интеллектуальной скважины основывается на сборе информации от системы датчиков и последующем двухэтапном анализе: первоначально система отбраковывает явно ошибочные сведения, производит первичные диагностические заключения, а затем передает всю информацию для более детального анализа в мощный программный комплекс, где под контролем квалифицированного персонала производится оценка полученных данных и принимается решение по изменению или сохранению установленных параметров. К одним из принципиальных преимуществ «умных месторождений» относится возможность гибко подстраиваться под конкретные условия и обеспечивать в режиме online корректировку действий на основе обратной связи.

Структуру информационных потоков можно представить в форме нескольких взаимосвязанных уровней:

- 1) Информационный уровень - Сбор основных параметров скважины;
- 2) Аналитический уровень - Анализ собранных параметров, формирование их в цифровой запрос для принятия решения в диспетчерский пункт;

- 3) Технологический – Принятие решения технологом для реализации алгоритма, в случае согласия, или предложение своего решения в случае несогласия.

При анализе рентабельности работы скважины важное значение приобретают не только целесообразность ее эксплуатации, но и определение пороговой рентабельности скважины с учетом технологических и экономических параметров. Становится важным, что предприятие на основе данного анализа, сможет принять меры по оптимизации работы скважины.

Основная цель разработки алгоритма пороговой рентабельности для нерентабельных скважин заключается в том, чтобы сформировать банк мероприятий, который способствовал бы достижению хотя бы точки безубыточности скважины. При этом скважина могла бы перейти из нерентабельного фонда в рентабельный.

Рассмотрим этапы алгоритма (рис. 1):

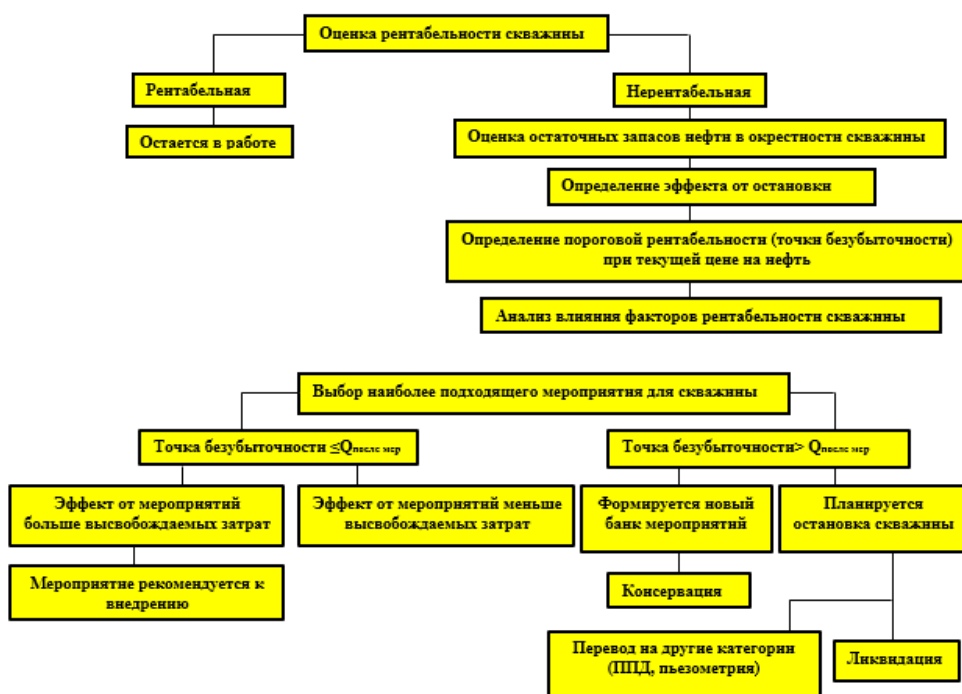


Рисунок 1 – Алгоритм принятия решений о целесообразности эксплуатации скважин

Предложенный в работе алгоритм, способствует быстрому принятию управленческих решений по нерентабельным скважинам.

Таким образом, внедрение нового подхода несет в себе стратегическую цель по усовершенствованию и оптимизации процесса нефтедобычи, увеличению энергетической, экологической и экономической эффективности, повышению результативности эксплуатации месторождения и автоматизации технологического процесса.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Еремин Н.А. Современная разработка месторождений нефти и газа. Умная скважина. Интеллектуальный промысел. Виртуальная компания. – М.:ООО «Недра-Бизнесцентр», 2008. – 244с;
2. Демарчук В.В. Перспективы и направления реализации проектов интеллектуальных месторождений нефти и газа // Молодой ученый. – 2014. – №19. – С. 284-289;
3. Кочнев А.А. Концепция «интеллектуального месторождения»//Master's journal – 2015. - №2. С. 165-171;
4. Интеллектуализация добычи нефти: новые возможности, разработки и тенденции, система мониторинга рабочих показателей механизированного фонда скважин / В.Н. Ивановский, С.А. Сабиров, И.Н. Герасимов, К.И. Клименко // Инженерная практика. 2014. №7. С. 60-63.
5. Гилаев Г.Г. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз» / Г.Г. Гилаев, С.И. Стрункин, И.Н. Пупченко, А.Ф. Исмагилов, С.А. Козлов.//Самара. «Нефть.Газ.Инновации», 214, – 528с.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ЗАРЕЗКИ БОКОВОГО СТВОЛА

А.А. Ронжин, К.И. Бабицкая

Самарский государственный технический университет

Аннотация. В данной работе проведен анализ эффективности применения технологии резки бокового ствола на рассматриваемом месторождении. Использование технологии горизонтальных скважин,

зарезки боковых стволов и боковых горизонтальных стволов является актуальной задачей в настоящее время.

Ключевые слова: зарезка бокового ствола (ЗБС), коэффициент извлечения нефти (КИН).

Комплекс технологий зарезки бокового ствола предназначен – для совершенствования системы разработки нефтяных месторождений с различными типами коллекторов и вовлечение в разработку участков с трудноизвлекаемыми запасами. [1]

Бурение вторых стволов на рассматриваемом месторождении начато с 2007 года на объекте БС₁₀²⁻³ в скважине № 7016. За весь период разработки всего пробурено 32 боковых ствола с горизонтальным окончанием.

Работы по бурению боковых стволов на рассматриваемом месторождении велись на объектах БС₁₀²⁻³, БС₁₂¹, ЮС₁.

Работы по бурению бокового ствола осуществлялись, главным образом, на объект БС₁₀²⁻³ (18 скважин или 56,25 %).

Дополнительная добыча нефти в результате бурения всех боковых стволов на месторождении в период 2007 – 2019 гг. составила 570,04 тыс. т, что в среднем составляет 17,81 тыс. т на скважину.

На рисунке 1 отображены показатели эксплуатации боковых стволов за период 2007-2019 г. на рассматриваемом месторождении на объектах БС₁₀²⁻³, БС₁₂¹, ЮС₁.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

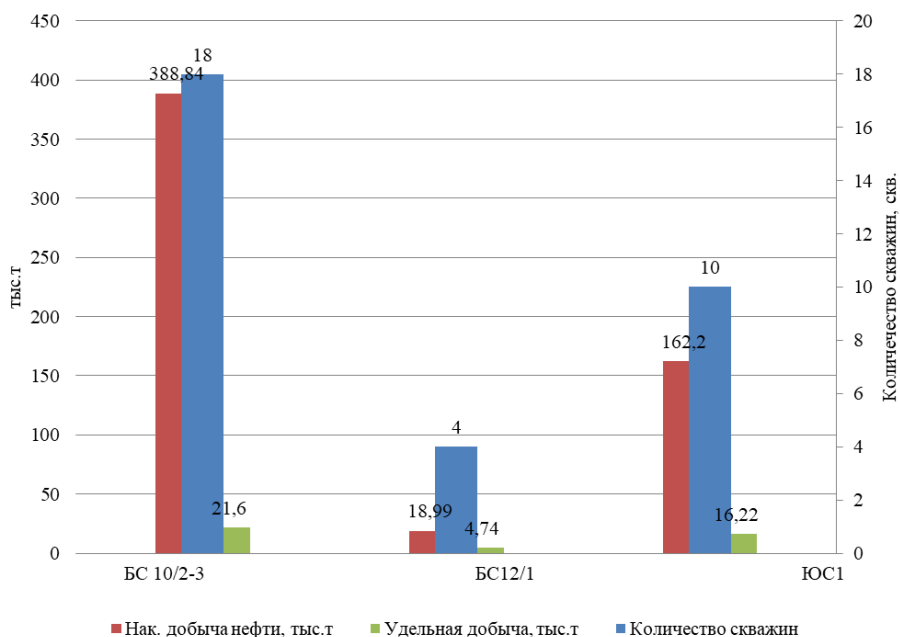


Рисунок 1 – Показатели эксплуатации боковых стволов за период 2007-2019 г. на рассматриваемом месторождении

По рисунку 1 видно, что наиболее продуктивным объектом, среди тех, на которых производят работы по бурению бокового ствола, является пласт BC₁₀²⁻³ (проницаемость 77,6 мкм², пористость 0,2 д.ед.), благодаря чему наибольший объем дополнительной добычи нефти за счет операций был достигнут именно на данном объекте - 388,84 тыс.т.

Так же по рисунку 1 видно, что наименьший эффект от бурения бокового ствола был получен на объекте BC₁₂¹ – 18,99 тыс.т. Такой низкий эффект связан с наименьшим количеством скважин, где был пробурен боковой ствол – 4, и высокой вязкостью нефти – 2,376 мПа*с. На объекте отмечается снижение пластового давления, обусловленное слабой гидродинамической связью между зонами отбора и зонами закачки (недостижение проектного уровня компенсации отборов закачкой, неравномерностью воздействия по площади).

Результаты адаптации фильтрационной модели объекта на историю разработки [2] показывают, что зоны локализации высокой плотности остаточных запасов нефти в основном приурочены к участкам, слабо охваченным процессом вытеснения – стягивающим добывающим рядам, участкам с неравномерным размещением добывающих и нагнетательных скважин. Процесс выработки запасов по разрезу характеризуется

достаточно равномерным вовлечением в разработку практически всего разреза пластов в добывающих и нагнетательных скважинах.

Неразбуренная зона отличается менее благоприятными геолого-физическими характеристиками по сравнению с разбуренной, меньшей плотностью запасов. Неразбуренная зона будет отличаться меньшей величиной КИН.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Павельева О.Н. Эффективность бурения боковых горизонтальных стволов в нефтяных скважинах / О.Н. Павельева, Саабесагр Клетус // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы международной научно-практической конференции обучающихся, аспирантов и ученых. – Нижневартовск, 20 апреля 2017 года. – С. 180 – 182
2. Павельева О.Н., Басов А.О., Павельева Ю.Н. Бурение боковых стволов как метод повышения нефтеотдачи пласта в нефтяных скважинах // Булатовские чтения: Материалы I Международной научно-практической конференции (31 марта 2017 года): в 5 томах: сборник статей / Под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. - Краснодар: ООО "Издательский Дом - Юг", 2017. - Т. 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 206 – 208

УДК 536.24

ИССЛЕДОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И ДАВЛЕНИЯ ЭЦН НА НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМАХ

С.В.Кузьмичев

*г.Самара, Самарский государственный технический
университет*

Аннотация. Исследование изменения температуры и давления на выкиде установок электроцентробежных насосов (далее – ЭЦН) представляет собой определенный практический интерес по изучению и выработке действенных мероприятий по борьбе с осложнениями при нестационарных режимах эксплуатации.

В работе приведен теоретический расчет времени «снижения температуры насоса» при отключении погружного электродвигателя.

Приведен опыт экспериментальных исследований времени повышения и понижения температуры на выкиде ЭЦН при переходных режимах (отключение и включение ЭЦН).

Ключевые слова: переходные режимы работы насосов, изменение температуры на выкиде УЭЦН, отказы УЭЦН, контроль температуры насоса.

Осложнения при эксплуатации установок электроцентробежных насосов (далее – ЭЦН) связаны с температурой эксплуатации, в частности, солеотложения зависят от нагрева центробежного насоса выше температуры кипения воды при температуре кипения пластовой воды при соответствующем давлении [1].

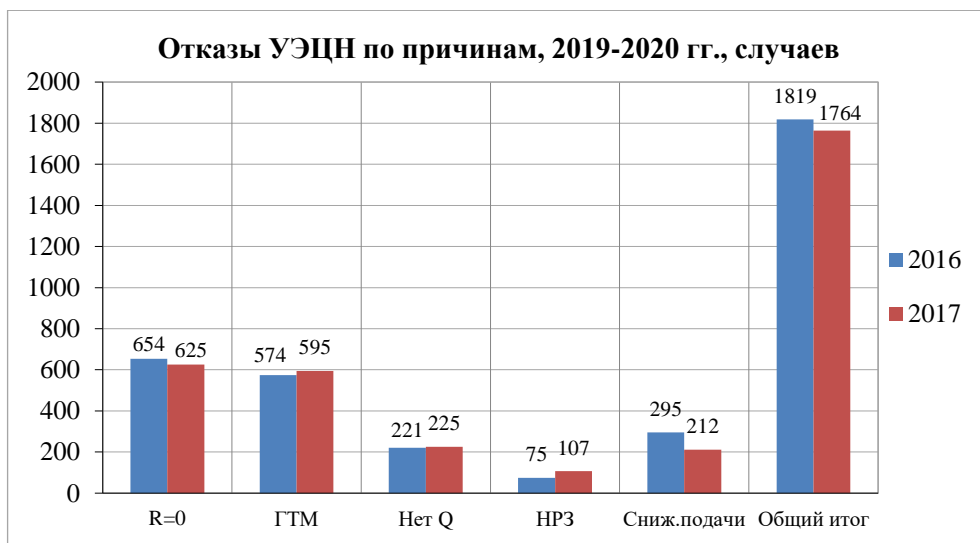


Рисунок 1 - Структура отказов УЭЦН по причинам за 2019 и 2020 годы

На рисунке 1 приведен сравнительный анализ отказов установок электроцентробежных насосов (далее – УЭЦН) по причинам за 2019-2020 годы, где «R=0» - отказ по системе «кабель – погружной электродвигатель», «ГТМ» - геолого-технические мероприятия, «Нет Q» - из-за отсутствия подачи, «НРЗ» - по причине «неразворот», «Сниж.подачи» - снижение подачи УЭЦН. В 2020 году все УЭЦН комплектовались термостойкой плоской частью и «термовставками», выделанными из кабельной линии с рабочей температурой 230°C. Расчет был на снижение количества отказов по кабельной линии, которые под влиянием высокой температуры из корпуса насоса «снижали свои диэлектрические свойства», то есть происходило снижение электрического сопротивления системы «кабель –

двигатель». Демонтаж и учёт причин отказов УЭЦН по кабельной линии показывает, что тепловая энергия, выделяемая при работе УЭЦН, «поражает» место сращивания термостойкого удлинителя с «основной кабельной линией» (с рабочей температурой 130°C). Подбор способа защиты кабельного удлинителя от высокой температуры УЭЦН осуществлялся практическим методом, который не всегда приносил положительный результат.

Поэтому исследование изменения температуры и давления на выкиде УЭЦН представляет собой определенный практический интерес по изучению и выработке действенных мероприятий по борьбе с осложнениями при нестационарных режимах эксплуатации.

Теоретический расчет роста температуры насоса при запуске – задача не решенная, однако время «снижения температуры насоса» при отключении погружного электродвигателя можно получить элементарными расчётами.

Продемонстрируем численным примером, сколько времени потребуется УЭЦН, чтобы снизить температуру до 60°C от температуры кипения пластовой воды, равной 200°C при давлениях на приеме насоса.

Согласно [2, 3] вычислим коэффициент Био при условии, что коэффициент теплоотдачи равен 140 Вт/м²·К, теплопроводности – 42 Вт/м·К:

$$Bi = \frac{a \cdot r}{\lambda} \quad (1)$$

где:

a – коэффициент теплоотдачи от элементов насоса к газожидкостной смеси;

r – радиус корпуса центробежного насоса;

λ – коэффициент теплопроводности слоя газа на наружной поверхности насоса.

По приложения П.16 в [3] находим, что при $Bi=0,153$ коэффициент $\mu=0,5375$.

Из таблицы П.16 [3] находим:

$$D_1 = 1,036. \quad (2)$$

Температура в геометрическом центре насоса (при начальной температуре насоса 75 °С температура нагрева 200 °С и остывания насоса на 140°С):

$$\theta_{r=0} = \frac{60 - 200}{75 - 200} = 1,12. \quad (3)$$

Определяем число Фруда F_0 :

$$F_0 = \frac{a \cdot t}{r}, \quad (4)$$

где:

t – характерное время,

r – радиус цилиндра,

a – коэффициент температуропроводности стали корпуса насоса.

Определим относительную температуру:

$$\theta_{r=0} = \frac{60 - 200}{75 - 200} = 1,12, \quad (5)$$

откуда число Фруда F_0 :

$$1,12 = 1,036 \cdot e^{-0.3807 \cdot F_0}, \quad (6)$$

$$F_0 = 0,2.$$

Соответственно, время остывания установки ЭЦН равно:

$$\tau = 0,2 \cdot \frac{(0,046)^2}{1,16 \cdot 10^{-5}} = 37. \quad (7)$$

Время остывания насоса от 200 до 60 °С составляет 37 секунд или около одной минуты.

За короткий промежуток времени – менее одной минуты – проходимость газожидкостной смеси по элементам фонтанной арматуры в зимний период времени не изменится (фонтанная арматура, выкидная линия, нефтесборный коллектор). Остановившаяся на одну минуту, можно охладить установку ЭЦН с 200 до 60 °С.

Прирост температуры (термобарические условия) в УЭНЦ в зависимости от технологических режимов эксплуатации (подачи установки, давления на приеме насоса, содержания газа и воды и т.д.) и параметров перекачиваемой газожидкостной смеси можно рассчитать по теоретической

выведенной формуле (8) [1] при условии, что на приеме насоса находится газожидкостная смесь. Тогда:

$$\Delta T_w = \frac{\varphi}{1 - \varphi} \cdot \frac{q_0 \cdot P_n \cdot P_{пр} \cdot R_2}{2 \cdot (1 - B) \cdot h \cdot \Gamma \cdot P_a} \cdot \left(\frac{1}{a} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} \right), \quad (8)$$

где:

T_w – температура в корпусе насоса, °К;

R_2 – радиус цилиндрического корпуса насоса, м;

P_n – давление насыщения нефти газом, атм;

$P_{пр}$ – давление приведенное, атм;

Γ – пластовый газовый фактор, м³/м³;

h – напор рабочего аппарата насоса при содержании свободного газа в смеси, атм;

$\delta_{из}$ – толщина газовых пузырей на поверхности насоса, м;

B – содержание воды в продукции скважины в долях единицы (менее 0,98);

$\lambda_{из}$ – теплопроводность слоя газа на поверхности корпуса насоса, Вт/(м·К);

a – коэффициент конвективной теплоотдачи в лабиринтах рабочих органов насоса к газожидкостной смеси, Вт/(м²·К);

q_0 – плотность мощности теплового источника, Вт/м³;

P_a – давление атмосферное, атм.

Величины $h = h(\varphi, P_{вх}, T)$, $a = a(\varphi, P_{вх}, T)$, $\lambda_{из} = \lambda(\varphi, P_{вх}, T)$ являются зависимыми от содержания газа φ , температуры T и давления $P_{вх}$ на входе центробежного насоса.

Толщина слоя газа $\delta_{из}$ на поверхности центробежного насоса – переменная величина, эмпирическая зависимость толщины газового слоя может быть установлена экспериментальными исследованиями (например, приборами наподобие контроля толщины металла).

Наиболее полно изменение температуры насоса может быть представлено выражением:

$$\Delta T_w = \frac{\varphi}{1 - \varphi} \cdot \frac{q_0 \cdot P_n \cdot P_{пр} \cdot R_2}{2 \cdot (1 - B) \cdot h \cdot \Gamma \cdot P_a} \cdot \left(\frac{1}{a} + \frac{\delta_{из}}{\lambda_{из}} \right) + F(t_f, Q_{ж}, B, P_{вх}, P_n, \Gamma). \quad (9)$$

При эксплуатации насоса в оптимальном режиме второе слагаемое в (9) стремится к 0:

$$F(t_f, Q_{ж}, B, P_{вх}, P_n, \Gamma) \rightarrow 0. \quad (10)$$

Исследование функционала $F(t_f, Q_{ж}, B, P_{вх}, P_n, \Gamma)$ (10) и получение аналитического решения по нему позволит по (9) прогнозировать температуру насоса в процессе эксплуатации, предоставляя информацию в непрерывном режиме технологам по добыче нефти, вычислить время эксплуатации до наступления режима солеотложения и т.д., продолжительность времени эксплуатации центробежного насоса до отказа.

Однако в настоящее время задача температурного состояния в общем виде не решена, а практика эксплуатации осложненного фонда эксплуатации требует научиться контролировать температуру насоса (например, при эксплуатации в периодическом режиме, случайных отключениях по выставленной защите), поэтому решение задачи контроля температуры насоса можно начать с экспериментальных исследований для получения эмпирических зависимостей по состоянию температуры насоса.

В НГДУ «Нижнесортымскнефть» были выполнены экспериментальные исследования времени нагревания и остывания температуры на выкиде электроцентробежного насоса при переходных режимах (отключениях и включениях УЭЦН).

Для этого были подобраны скважины Мурьяунского месторождения при эксплуатации электроцентробежных насосов низкой производительности.

Состав солей в попутной воде Мурьяунского месторождения согласно проведенным исследованиям представлен на 45–55 % карбонатами, остальное относится к соединениям кремния, железа и пр.

На скважине №3633 Мурьяунского месторождения спущена установка ЭЦНД5-25-1950 на глубину 2324 м и выведена на постоянный режим эксплуатации с параметрами: дебит скважины 18 м³/сут, содержание воды в продукции скважины 15 %, динамический уровень жидкости в скважине 1700 м. На выкиде центробежного насоса, после обратного клапана был внедрен «Преобразователь давления и температуры

измерительный автономный АМТ-08.02-40» производства ООО НПП «Гарант». Верхний предел измерений избыточного давления прибора составляет 40 МПа (400 атм), рабочий диапазон температур от минус 20 до 125 °С. Предел допускаемой приведенной погрешности канала измерения избыточного давления не более 0,25 %, погрешности измерения канала температуры не более 0,5 °С.

Результаты исследований температуры и давления на выкиде УЭЦН, в газожидкостной смеси в установке ЭЦНД5-25–1950 на скважине №3633 Мурьяунского месторождения приведены на рисунках 2 и 3.

При запуске установки (рисунок 2) набор давления с 75 до 215 атм происходит в течение 27 секунд. Рост температуры на выкиде насоса от 40 до 95 °С происходит за 31 секунду, далее показание датчика доходит до максимального значения 95 °С и рост температуры прекращается. Отказ предыдущей установки с наработкой 356 сут показывает, что температура на поверхности насоса превышала рабочую температуру кабельного удлинителья – 230 °С, и установка вышла из строя по причине снижения электрического сопротивления кабельной линии. Отложение солей в установке с наработкой 356 сут не произошло из-за низкой обводненности продукции скважины – не более 20 %.

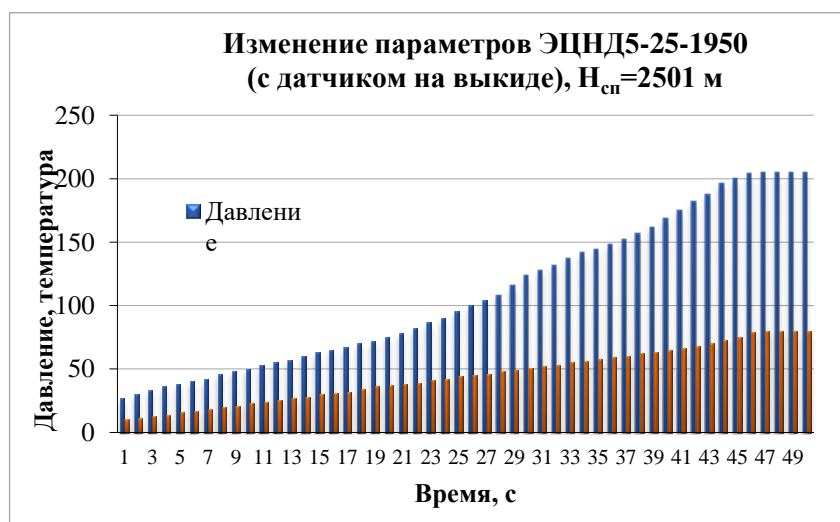


Рисунок 2 - Изменение температуры в газожидкостной смеси на скважине №3633 Мурьяунского месторождения

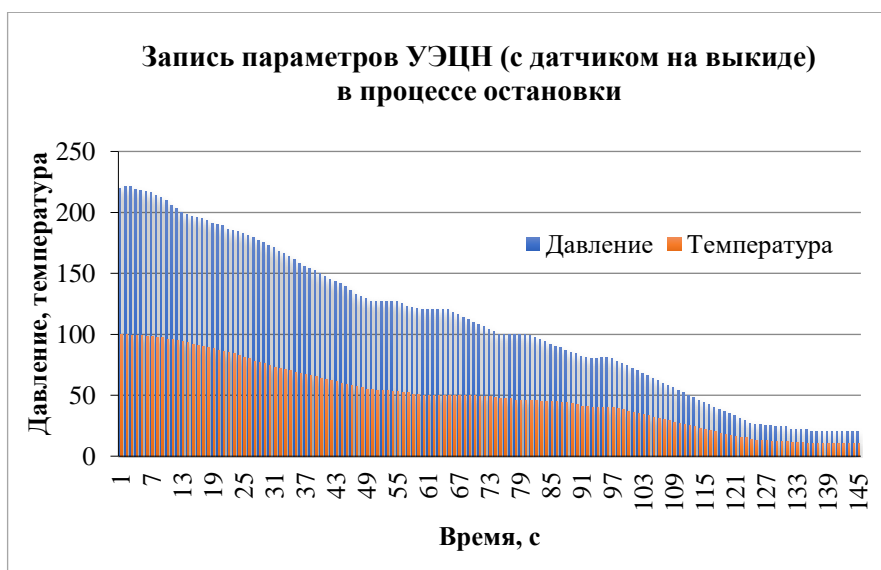


Рисунок 3 - Падение температуры и давления на выкиде насоса после отключения электроэнергии на УЭЦН

На рисунке 3 приведены записи изменения температуры и давления на выкиде той же УЭЦН после отключения: как видно из данных, в течение 51 секунды температура на выкиде насоса снижается до 60 °С (температура окружающих слоев нефти на выкиде УЭЦН). За это же время давление на выкиде насоса падает с 215 до 120 атм и продолжает снижаться. Сравнивая теоретический расчет «снижения температуры УЭЦН» (37 секунд) и измеренное время (51 секунда), можно отметить удовлетворительную сходимость полученных данных. Относительная ошибка при этом не более 4 %, что не на много превышает точность измерений температуры датчиком АМТ-08.02-40 (0,5 %).

Проведенные экспериментальные работы по исследованию изменений температуры и давления на выкиде УЭЦН показывают, что в процессе запуска, остановок эти параметры насоса меняются. Снижение температуры УЭЦН происходит в течение нескольких минут.

Наиболее ценную информацию по эксплуатации УЭЦН несет температура насоса. По развитию напора на выкиде насоса можно оценить напорную характеристику центробежного насоса (направление вращения, наличие на приеме жидкости и т. д.), а по величине изменения температуры УЭЦН можно судить о режиме оптимальной или осложненной эксплуатации УЭЦН.

Для исследования температуры УЭЦН, как показывают расчеты по [1], необходим датчик температуры с верхним пределом измерений до 350 °С.

Из вышеизложенных экспериментальных и теоретических исследований по термобарическому состоянию УЭЦН в нестационарных режимах можно прийти к некоторым предварительным заключениям:

- в оптимальном режиме повышения температуры насоса должно стабилизироваться и не превышать на 70 °С температуру газожидкостной смеси на приеме насоса (температура начала кипения попутной воды при предельном давлении на приеме насоса, равном 2 МПа);
- более высокая температура УЭЦН показывает на эксплуатацию установки с предельным давлением на выкиде насоса [1];
- скважины, оборудованные установками ЭЦН и эксплуатирующиеся с температурой более 200 °С, необходимо отнести к осложненному фонду;
- доведение температуры насоса до режима кипения воды (по расчету [1] до 170 °С, при предельном давлении на приеме насоса, равном или меньшим 4 МПа) показывает, что установка ЭЦН эксплуатируется в режиме отложения солей (в режиме кипения попутной воды);
- по УЭЦН, эксплуатируемым в режиме отложения солей, необходимо запланировать перевод установки на периодический способ;
- если УЭЦН невозможно перевести на периодический способ (из-за опасности замораживания выкидной линии, состояния колонны НКТ), то по ней необходимо запланировать периодические процедуры по предупреждению отложения солей (профилактическая закачка жидких ингибиторов типа Dodiscale, обработки с использованием раствора соляной кислоты и пр.).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гареев А.А. О значении температурного режима в установках электроцентробежных насосов // Оборудование и технологии для нефтепромыслового комплекса. – 2009.-№1. – С. 23-29.
2. Цветков Ф.Ф., Григорьев Б.А. Тепломассообмен. – М.: Издательский дом МЭИ, 2006. – 550 с.

3. Цветков Ф.Ф., Керимов Р.В., Величко В.И. Задачник по теплообмену. – М.: Издательский дом МЭИ, 2010. – 196 с.

УДК 622.276

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАПАСА СТАБИЛЬНОСТИ РАБОЧЕЙ
ЖИДКОСТИ ДЛЯ УСПЕШНОГО ПРОВЕДЕНИЯ ГРП НА
МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМ. О.А. МОСКОВЦЕВА**

А.Ю. Сафронов; А.М. Зиновьев

СамГТУ, Самара, Россия, ajsafronof@yandex.ru

При проведении гидроразрыва пласта (далее - ГРП) может возникнуть большое количество осложнений, в том числе осложнение «СТОП». Оно характеризуется ростом давления и срабатыванием аварийных отсекаателей на насосах высокого давления. При данном виде осложнений сильно затрудняется дальнейший ввод скважины в эксплуатацию, поскольку пропант остается в НКТ. Для его удаления требуются дополнительные затраты на ГТМ, например, промывка с помощью флота ГНКТ.

Причин получения данного осложнения может быть несколько:

- 1) Получение СТОПа по вине оборудования подрядчика (резкий скачок концентрации пропанта, следствием чего является засыпка призабойной зоны пласта до уровня перфорации)
- 2) Получение СТОПа по вине рабочей жидкости (буфер разлагается раньше времени в виду неверно подобранной рецептуры для данного пласта, что вызывает закрытие трещины и рост давления)
- 3) Получение СТОПа по нескольким причинам со стороны подрядчика (например, вышла из строя хим машина, перестала подавать сшиватель, из чего следует недостаточная песконесущая способность жидкости и происходит засыпка ПЗП и зоны перфорации)
- 4) Получение СТОПа по вине заказчика (предоставлены неверные данные по ГИС для составления дизайна, согласована неприемлемая масса пропанта, и т. д.)

В данной статье будут рассмотрены случаи получения СТОПов, причиной которых являлась рабочая жидкость ГРП, а также изучено

влияние запаса по стабильности рабочей жидкости на успешность проведения ГРП.

При подборе рецептуры жидкости в лабораторных условиях действует следующий алгоритм:

- 1) Подбор источника воды по 6-ти компонентному анализу. Вода должна удовлетворять требованиям подрядчика, установленным на основе опыта использования применяемых химреагентов и их нормативной документации
- 2) Тест на загеливание и сшивание. Рабочие жидкости должны показывать результаты, соизмеримые с испытаниями аналогичных рецептур и использованием дистиллированной воды. Допускается отклонение +/- 5%. Проводятся следующие тестирования: тест на загеливание с измерением вязкости линейного геля в зависимости от температуры, тест на потерю вязкости в результате размножения бактерий, тест на время сшивания, измеряется рН линейного и сшитого полимера для сопоставления с нормативной документацией на химические реагенты.
- 3) Реологическое тестирование рецептуры по дизайну. Выполняется два тестирования: тестирование сшитого полимера при пластовой температуре на стабильность и на сдвиговые нагрузки при вычисленной по формулам 1 и 2 температуре.

Для летнего периода

$$(T_{пл} + 25)/2 \quad (1)$$

Для зимнего периода

$$(T_{пл} + 30)/2 \quad (2)$$

- 4) Подбор рецептуры для буферной стадии. Сшитый полимер не должен потерять песконесущую способность за время проведения ГРП, что характеризуется выдерживанием вязкости более 200 сПз до истечения времени работы по ГРП. Для успешной работы также необходимо обеспечить запас по времени.
- 5) Согласование с заказчиком. Полевой инженер связывается с представителем заказчика и вместе с результатами тестовой закачки предоставляет отчёт от лаборатории, в котором указана рекомендуемая рецептура для закачки.

Поскольку заказчик стремится снизить свои затраты, а также быстрее начать осваивать скважину, его представители на этапе согласования

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

стараяются максимально понизить загрузки химических реагентов и уменьшить запас времени стабильности сшитого геля по реологии. Полугодовая статистика подобных запросов, а также результат выполнения работ на месторождении представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Статистика проведения ГРП на месторождении им. О.А. Московцева

№ скв. . п/п	Результат ГРП	Рецептура жидкости (геллант, кг/м ³ + сшиватель, л/м ³)	Температура пласта, °С	Масса закаченного в пласт пропанта, т	Запрос на снижение загрузок
1	+	3,6+3,4	98	150	+
2	+	3,8+3,6	100	80	-
3	+	3,8+3,6	97	130	-
4	-	3,8+3,4	100	80	+
5	+	3,8+3,4	98	90	+
6	+	3,6+3,2	97	90	+
7	+	3,8+3,4	97	150	-
8	-	3,6+3,2	95	70	-
9	+	3,8+3,6	97	130	+
10	+	3,6+3,4	97	80	-
11	-	3,6+3,4	97	90	-
12	-	3,6+3,4	98	80	+
13	+	3,6+3,4	98	80	+
14	-	3,6+3,2	97	70	-
15	+	3,6+3,4	97	100	+
16	+	3,6+3,2	94	150	-
17	+	3,6+3,4	97	90	+
18	+	3,6+3,4	98	90	+
19	+	3,8+3,4	98	100	-
20	+	3,6+3,4	97	90	-

Как видно из приведенных данных, успешность ГРП на исследуемом месторождении составляет 75 %, процент осложнений СТОП в следствие понижения загрузок химреагентов равен 40 %.

На рисунках 1 – 3 показаны графики стабильности жидкости ГРП для различных скважин с различным результатом выполнения ГРП.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

На рисунке 1 представлен стандартный отчёт по подбору рецептуры на скважине 2 (см. таблицу 1).

Параметры работы:

- $t_{пл} = 100\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Время работы по дизайну – 82 минуты

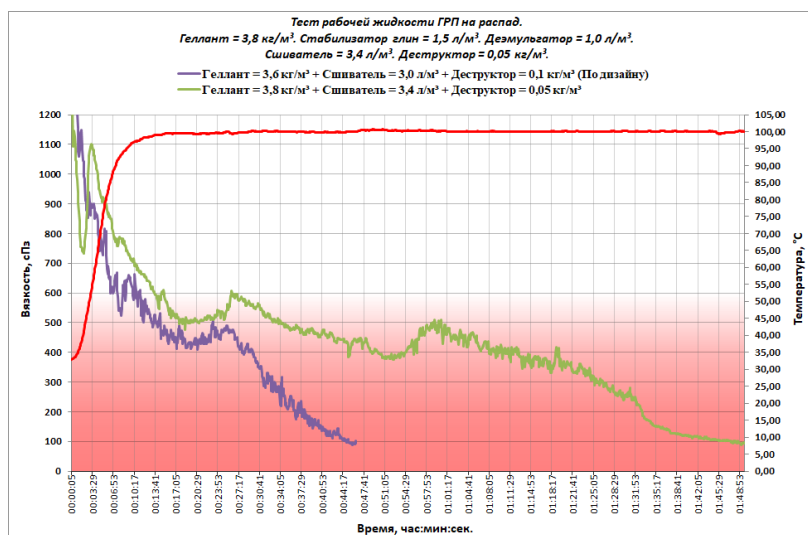


Рисунок 1

Песконесущая способность рабочей жидкости ограничена 200 сПз, соответственно, по графику можно увидеть, что рабочая жидкость подобрана с запасом времени стабильности в 10%.

На рисунке 2 представлен отчёт по скважине 8. В ходе работы было получено осложнение «СТОП», пробы жидкости доставлены в лабораторию для расследования. Начальные данные по работе на скважине 8 таковы:

- $t_{пл} = 95\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Время работы по дизайну – 80 минут.

При подборе рецептуры был заложен запас более 10-ти процентов. Как видно из графиков, реология жидкости, переданной для расследования хуже, чем подобранной изначально в лабораторных условиях. Это обусловлено тем, что при постоянных работах расходные емкости загрязняются. Далее, с учётом того, что рабочая жидкость является сшитым натуральным полимером, происходит разрушение линейного геля

бактериями, которые приносятся в расходные емкости водой, подогревателями.

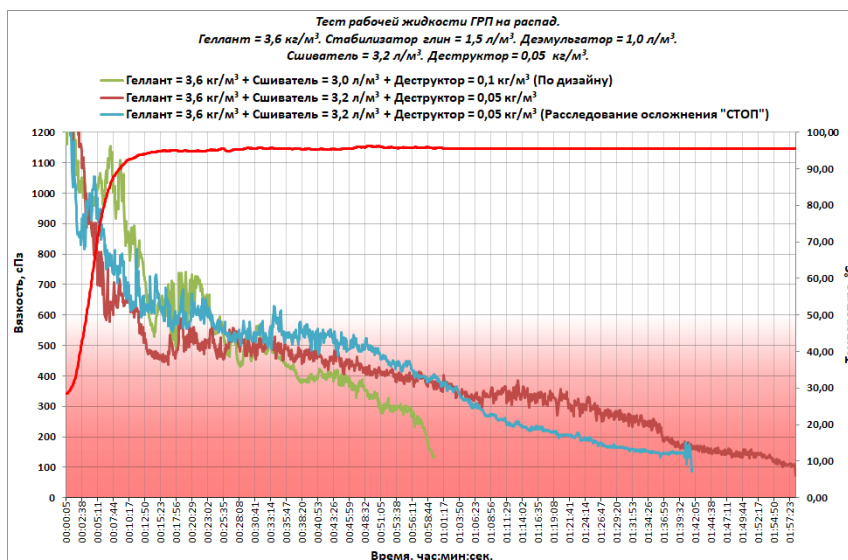


Рисунок 2

В данном случае можно сделать вывод, что «СТОП» получен не из-за жидкости, поскольку отобранная во время работы жидкость не потеряла стабильность в течение всего времени работы.

Далее рассмотрим случаи, когда заказчик в ходе согласования просил понизить загрузку химреагентов и последствия этих решений.

На рисунке 3 рассматривается отчет по скважине 9. Данные по работе:

- $t_{пл} = 97\text{ }^{\circ}\text{C}$;
- Время работы по дизайну – 120 минут.

В данном случае рецептура была подобрана с большим запасом по стабильности. Заказчик настаивал на снижении загрузки химреагентов. Было выполнено тестирование, которое показало, что при запрошенных заказчиком нагрузках химреагентов, запас по стабильности составляет немногим больше 10-ти процентов. Рецептура была согласована заказчиком, ГРП прошёл успешно.

На рисунке 4 рассматривается отчет по скважине 12. Данные по работе:

- $t_{пл} = 98\text{ }^{\circ}\text{C}$;

- Время работы по дизайну – 69 минут.

Рецептура была подобрана с запасом стабильности по времени около 15-ти процентов. Заказчик запросил понижение загрузки, в результате чего был получен график, указывающий на запас по стабильности около 4 %. Рецепттура была согласована заказчиком и во время работы получен «СТОП».

Во время расследования было установлено, что жидкость, доставленная с места проведения ГРП не имеет необходимой стабильности, а именно, распад происходит за 17 минут до окончания основного ГРП.

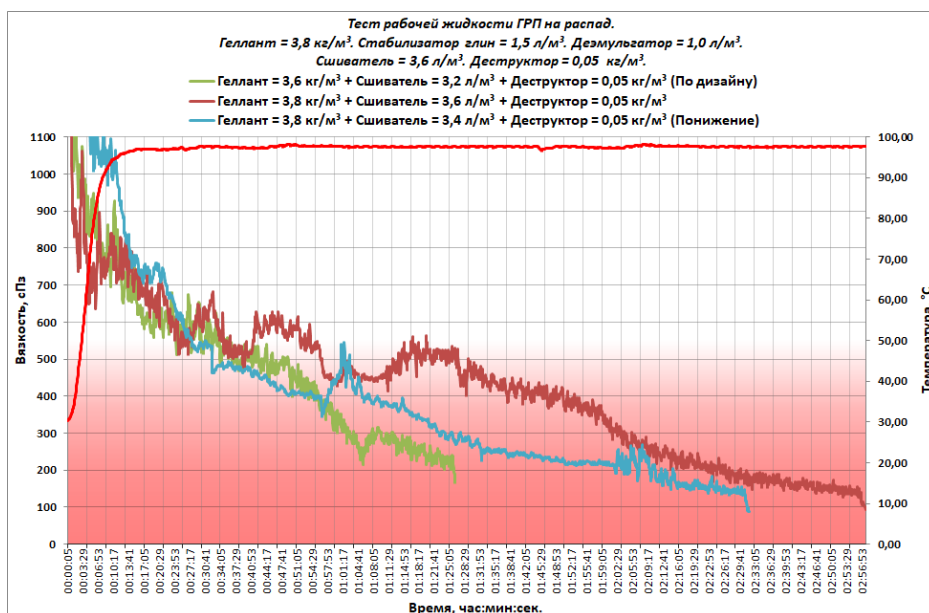


Рисунок 3

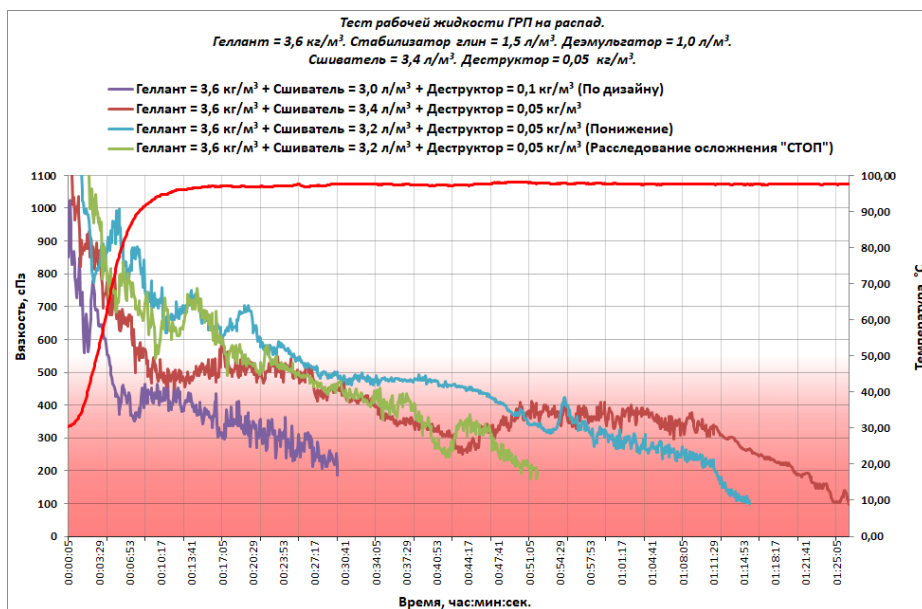


Рисунок 4

Из вышеперечисленных фактов можно сделать вывод, что нельзя пренебрегать такой важной вещью, как запас по стабильности рабочей жидкости ГРП. Его подбор ограничен пропускной способностью оборудования, а также установленными алгоритмами подбора рецептуры. На примере скважины 12 можно в этом убедиться. Подобранная рецептура обеспечивает слишком большой (15%) запас. В свою очередь следующий шаг на понижение даёт только 4% запаса, и использование данной рецептуры приводит к получению «СТОПа» по вине рабочей жидкости.

После анализа данных по выполнению операций на месторождении им. О.А. Московцева был сделан вывод о том, что запас стабильности рабочей жидкости для успешного проведения ГРП должен составлять 10% и более.

УДК 622.276

**РЕГУЛИРОВАНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ЗАЛЕЖИ
В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОЙ ТРЕЩИНОВАТОСТИ,
РАСЧЛЕНЕННОСТИ ПЛАСТА И ВЯЗКОСТИ НЕФТИ**

С.В. Ситников, М.О. Гурьянов, К.И. Бабицкая

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, РФ, s.v.sitnikov@yandex.ru*

Аннотация. В статье рассмотрено энергетическое состояние залежи реального объекта, характеризующегося высокой трещиноватостью, расчлененностью и вязкостью нефти. Проанализированы решения компании-недропользователя по восстановлению пластового давления, сформулированы соответствующие выводы.

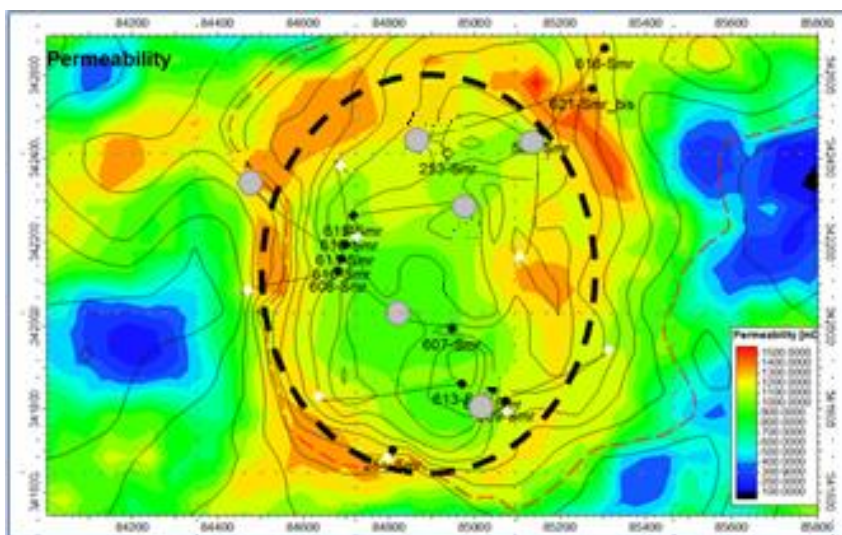
Ключевые слова: ППД, термическое заводнение, циклическая закачка, закачка горячей воды.

В Башкортостане в 1948 году впервые в истории отечественной нефтедобычи была применена технология закачки воды в пласт с целью поддержания пластового давления [1]. Несмотря на уже более чем 70 летний опыт активного применения этой технологии ряд вопросов до сих пор требует повышенного внимания, а именно достижение максимального охвата пласта заводнением, а также наибольшего вытеснения нефти из пласта. При этом процесс заводнения должен быть контролируемым и регулируемым, во избежание таких негативных последствий, как бесконтрольный рост обводнения добываемой продукции. Очевидно, что вода и нефть отличаются своими физико-химическими характеристиками, и чем больше различие между ними, тем сложнее идет процесс вытеснения. Особенно если речь идет о вытеснении высоковязкой нефти. Здесь имеет место и интенсивное образование языков обводнения, и возникновение застойных зон.

Системы ППД до сих пор совершенствуются для более эффективного достижения поставленных целей, в том числе возникают и развиваются новые технологии, такие как термическое заводнение, нестационарная, циклическая закачка, метод изменения направления фильтрационных потоков и т.д.

Сморозинское нефтяное месторождение находится в промышленной разработке с 2003 года. После ввода в разработку основного объекта наблюдалось резкое снижение пластового давления, в связи с чем в конце 2006 года была организована избирательная система заводнения. Тем не

менее, в последние годы пластовое давление снижено до давления насыщения. В эксплуатационном фонде скважин основного объекта разработки числится 5 добывающих и 3 нагнетательных скважины. Пласт характеризуется высокой трещиноватостью, высоким коэффициентом расчлененности (10,93 д.ед) и высокой вязкостью нефти (120 мПа·с). Основная проблема на сегодняшний день, требующая незамедлительного решения, - это низкое значение пластового давления, находящегося на уровне давления насыщения. В связи с такими ключевыми особенностями пласта, как высокая трещиноватость, расчлененность и вязкость насыщающей нефти, компанией-недропользователем была организована циклическая закачка горячей воды в пласт. Суть технологии циклической закачки в том, что нагнетание воды ведется не стационарно, а по схеме «Закачка - остановка», либо путем изменения объемов закачки в разные периоды времени. Такая схема закачки вызывает перераспределение давления в пропластках с различной проницаемостью, способствуя тем самым более благоприятному перемещению нефти. Применение в качестве агента закачки горячей воды позволяет предотвратить отложение в пласте асфальто-парафинистых веществ, обеспечивая стабильность коэффициента приемистости нагнетательных скважин. Технология была организована в 2 этапа. На 1м этапе под закачкой находилась 1 скважина (конец 2016 г.). Объемов, закачиваемых в пласт было явно недостаточно, чтоб поднять уровень пластового давления. Накопленная компенсация в 2019 году составляла лишь 25%. Далее в 2019 году под закачку горячей воды было введено еще 2 скважины. Контроль за изменением пластового давления осуществлялся с помощью множественного замера статических уровней как в пьезометрических скважинах (3 скважины), так и в добывающих (3 скважины). По результатам анализа данных по пьезометрическим скважинам было отмечено, что после ввода нагнетательных скважин наметился рост пластового давления примерно в 2,5 раза. По добывающим скважинам замеры носят эпизодический характер, позволяя оценить только текущее энергетическое состояние. Прослеживается значительная депрессионная воронка в центре объекта (рифовой залежи), на краях залежи энергетическое состояние в скважинах более благоприятное. При этом по некоторым добывающим скважинам (высокодебитным) отмечается значительный рост обводненности. По отобранным пробам вода пресная, соответствующая нагнетаемому агенту. Низкодебитные скважины продолжали давать безводную продукцию. На схемах распределения проницаемости и пористости по объекту видно, что наиболее высокопроницаемые и пористые зоны расположены вдоль границы рифа (по кольцу). На рисунке 1 приведены данные по распределению проницаемости. Область повышенных зон ФЕС подчеркнута пунктирной линией.



Подобное строение объясняет заводнение скважин «по кольцу», то есть по наиболее проницаемым зонам, а также более высокие пластовые давления в краевых зонах по сравнению с центральной частью рифа.

На соседнем месторождении была схожая ситуация по энергетическому состоянию залежи, пластовое давление также снизилось до давления насыщения. Недропользователем, в соответствии с решениями проектного документа, был организован процесс закачки воды, расположенной на максимальном удалении от добывающих скважин. Тем не менее, темп прорыва воды носил стремительный характер и к концу первого года работы системы ППД обводненность продукции достигает 87%. Столь резкие темпы обводнения продукции связаны с наличием в пласте высокопроводящих каналов – макротрещин, связывающих разрозненные прослои проницаемых известняков в единую гидродинамическую систему. Трещины при организации закачки быстро заполняются водой, процесс вытеснения нефти из поровой «матрицы» при этом практически прекращается. Несмотря на это закачка воды еще 2 года, и при накопленной компенсации отбора ~70% пластовое давление восстанавливается до начального и даже превышает его. После прекращения нагнетания воды намечается тренд к постепенному снижению обводненности, который усиливается после выполнения ремонтных работ, в ходе которых были изолированы нижние интервалы разреза, а перфорации перенесены в кровельную часть.

На конец 2020 года по Смородинскому месторождению накопленная компенсация составляет 48%. Можно отметить улучшение энергетической характеристики объекта, как следствие формирования системы ППД, а именно циклической закачки горячей воды, что позволило ввести в

эксплуатацию ранее остановленные скважины и увеличить суточную добычу нефти.

Таким образом, принятые решения по восстановлению пластового давления можно считать эффективными, но учитывая опыт разработки схожего объекта соседнего месторождения, при проектировании дальнейших мероприятий необходимо внести в программу работ РИР на добывающих скважинах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Заводнение нефтяных пластов//rengm.ru: портал о добыче нефти и газа, бурении и эксплуатации нефтяных и газовых скважин.
2. URL:<https://rengm.ru/rengm/zavodnenie-neftjanyh-plastov.html>

УДК 622.276

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫПОЛНЕНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ (ГТМ) НА СКВАЖИНАХ ЕНОРУСКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

О.А. Грибенников, П.С. Спиридонов

СамГТУ, Самара, Россия, don_spiridon_77@mail.ru

Аннотация

В данной статье проведен анализ эффективности выполнения геолого-технических мероприятий (ГТМ) на скважинах Енорускинского месторождения. Рассмотрена технологическая эффективность кислотных обработок, как наиболее эффективного метода повышения нефтеотдачи.

Ключевые слова: скважина, пласт, дебит, ИДН, ПНП, ГТМ, кислотная обработка.

На поздней стадии разработки Енорускинского месторождения, характеризующегося ростом обводненности продукции и снижением уровня добычи, для его эффективной разработки необходимо проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ).

На месторождении в эксплуатации находятся пять пластов: верейский, тульский, бобриковский горизонты, башкирский и турнейский ярусы. [1]

В целом по месторождению за период 2016-2020 гг. проведено 147 ГТМ. За этот период дополнительная добыча нефти по всем мероприятиям составила 153,4 тыс.т., или 18,5 % от общей добычи по месторождению за пять лет. [2]

Основными видами геолого-технических мероприятий, относящихся к интенсификации добычи нефти (ИДН) и повышению нефтеотдачи пласта (ПНП) на Енорускинском месторождении являются:

1. Ремонтно-изоляционные работы;
2. Отключение отдельных обводненных пластов;
3. Переход на другие вышележащие и нижележащие горизонты;
4. Приобщение пластов;
5. Внедрение и ремонт установок типа ОРЭ, ОРЗ, пакеров-отсекателей;
6. Зарезка и бурение бокового ствола;
7. Проведение ГРП;
8. Термообработка призабойной зоны пласта;
9. Обработка скважин термогазохимическими методами;
10. Проведение перфорационных работ;
11. Прочие виды обработок призабойной зоны пласта;
12. Проведение кислотной обработки.

Как показывает практика, проведение ГТМ на Енорускинском месторождении наибольший эффект был достигнут от применения соляно-кислотных обработок.

Наибольший эффект был получен за счет кислотных обработок – 96,3 тыс.т (61,5 % от общего количества дополнительно добытой нефти). [3]

На месторождении проведено 85 мероприятий по кислотной обработке на 68 скважинах. На шести скважинах (№№ 306,1290,1340,1342,1480,1547) эффект от проведения мероприятия не получен. Исходные данные представлены в таблице 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 1 – Технологическая эффективность кислотных обработок, проведенных на Енорускинском месторождении

Пласт	Кол-во мероприятий, ед.	Дополнительная добыча, т		Средняя продолжительность эффекта, сут
		общая	средняя	
Верейский + башкирский	51	55590,0	1090,5	1250,0
Турнейский	34	40710,0	1197,1	1757,0
Всего	85	96300,0	2287,6	-

Как видно из приведенных данных, наибольшая эффективность по дополнительной добыче нефти получена при проведении обработок на турнейском ярусе, она составляет 1197 т на одну скважину, по продолжительности эффекта – на турнейском ярусе – 1757 суток. Исходя из данного анализа следует, что турнейский ярус наиболее благоприятен для кислотных обработок. Но как мы видим, количество скважин с проведенными ОПЗ на турнейском ярусе несколько ниже, чем количество скважин на верейско-башкирском объекте разработки. Это поясняется тем, что турнейский пласт Енорускинского месторождения имеет обширные зоны выклинивания коллекторов, что, в свою очередь, снижает количество скважин-кандидатов для проведения ОПЗ.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработке Енорускинского нефтяного месторождения 2009 г., ЗАО НИЦ «Геотехнефтегаз», Казань 2009 г.
2. Авторский надзор за реализацией дополнения к технологической схеме разработке Енорускинского нефтяного месторождения 2013 г., ЗАО НИЦ «Геотехнефтегаз», Казань 2013 г.
3. Коцюбинский В.Л., Дополнение к технологической схеме разработки Енорускинского нефтяного месторождения 2007 г. ЗАО НИЦ «Татнефтеотдача», Казань, 2007 г.

**ОЦЕНКА ФИЛЬТРАЦИОННО – ЕМКостных СВОЙСТВ
ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ, РИФЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЮРУБЧЕНО – ТОХОМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Р.И. Степанов

*Сибирский Федеральный Университет. Институт
нефти и газа. Кафедра разработки и эксплуатации нефтяных
и газовых месторождений. Россия, г. Красноярск, Е –
mail: rusya.stepanov.2017@bk.ru.*

Аннотация

В статье рассмотрены возможности оценки зон трещиноватости и кавернозности, рифейского карбонатного коллектора Юрубчено – Тохомского месторождения. Был проведен комплексный анализ геолого – геофизической информации, на основании которой были рассчитаны емкостные свойства резервуара, в трещинах и кавернах. Дан прогноз для дальнейших исследований и проведения работ.

Ключевые слова: карбонатные отложения, трещиноватость, кавернозность, Юрубчено – Тохомское месторождение, рифейские отложения, емкость, проницаемость, раскрытость трещин.

Введение

Актуальность исследования, обусловлена необходимостью достоверного определения фильтрационно – емкостных свойств, карбонатных, кавернозно – трещиноватых коллекторов Юрубчено – Тохомского месторождения. Это позволит эффективно рассчитать основные характеристики трещиноватости резервуара, в процессе разработки карбонатных залежей и дать прогноз по дальнейшему изучению отложений.

Цель: провести анализ геолого – геофизической информации, посвященной рифейским отложениям Юрубчено – Тохомского месторождения, с целью выделения и дальнейшего описания трещин, каверн и прогноза в них фильтрационно – емкостных свойств (ФЕС).

Объекты: рифейские карбонатные, кавернозно – трещиноватые коллектора Юрубчено – Тохомского месторождения. Данные отложения хорошо изучены геолого – геофизическими методами и характеризуются сложным строением, а также трудностями прогноза коллекторских свойств.

Юрубчено – Тохомское месторождение одно из крупнейших месторождений Красноярского края и всей Восточной Сибири. Было

открыто в 1982 году бурением поисковой скважины Юр – 2, которая в ходе своего испытания дала приток углеводородов. В 1984 году, на месторождении в открытом стволе скважины Юр – 5 (интервал 2285 – 2295 м), был получен приток нефти, величиной дебита равной 284 м³/сут. В 2006 году месторождение, было включено в свою полномасштабную разработку и эксплуатацию. Анализируя данные разработки залежей автор пришел к выводу, что наиболее подготовленным объектом месторождения является Юрубченская залежь. Совокупность разного рода факторов, обуславливает сложность разработки данного месторождения и требует новых решений в области изучения петрофизических свойств коллекторов.

Рифейские отложения вызывают при исследованиях очень большой интерес, поскольку к ним приурочена основная доля запасов углеводородов. Несмотря на изученность месторождения огромным числом исследователей, на настоящее время нет единого мнения о условиях образования резервуара. Месторождение обладает очень сложным геологическим строением залежей и прежде всего коллектора, который характеризуется наличием разного рода дизъюнктивных нарушений.

Основным нефтегазоносными отложениями являются рифейские, которые являются гетерогенными, включающими в себя поры, трещины и интервалы повышенной кавернозности. Для эффективного прогноза коллекторских свойств необходимо понимать и составить эффективную геолого – технологическую модель и петрофизическую модель коллектора.

Петрофизическая характеристика коллектора

Модель коллектора месторождения, включает в себя матрицу (неэффективная емкость), макротрещины (эффективная емкость), микротрещины и микрокаверны (эффективная емкость), единичные каверны (эффективная емкость), интервалы повышенной кавернозности (эффективная емкость). Пример петрофизической модели рифейских отложений приводится на рисунке 1.

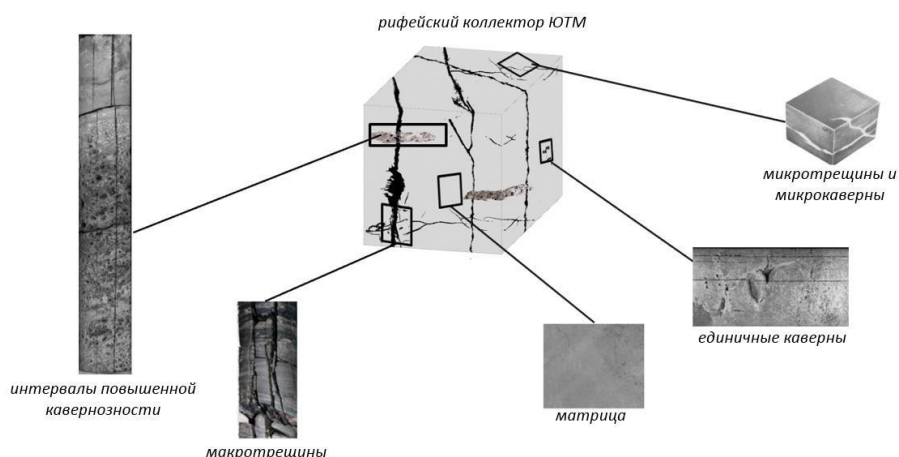


Рисунок 1 – Петрофизическая модель рифейского коллектора ЮТМ

Выделение зон трещиноватости и кавернозности

История изучения емкостных свойств карбонатных отложений, начинается со второй половины 90 – х годов. Тогда и по настоящее время специалисты изучающие месторождение, не имели четких представлений и единой позиции об особенностях емкостных свойств, столь уникального и сложного в геологическом строении месторождения. Причиной тому являлись недостаточно развитые методы изучения трещин и каверн коллектора. К тому же, это обуславливалось низким выносом керна, равного 52 %. В последующем при такой величине выноса керна определение емкостных свойств, преимущественно в лабораторных условиях оказалось малоэффективным. Одной из составляющих месторождения, является его сложная структура пустотного пространства. Пористость коллектора по отложениям рифея, в целом равна около 0,5 до 2,5 % и редко выходит за рамки данных, полученных по результатам ГИС. Породы коллектора, обладают наличием трещиноватости и кавернозности. Для коллектора ЮТМ, наблюдается так называемая сильная изменчивость фильтрационно – емкостных свойств (ФЕС), как по геологическому разрезу, так и по латерали, что есть причина различий в продуктивности скважин.

Основными факторами для определения емкостных свойств рифейских отложений, являются трещиноватость и кавернозность. Оценка трещиноватости, проводится разного рода методами, среди которых FMS (азимутальный электрический имиджер), UBI (ультразвуковой имиджер), SonicScanner (многозондовый прибор трехмерного акустического сканирования). Данные методы позволяют оценивать трещиноватость, в частности выделять примерно два направления раскрытости а также углы падения трещин которые фиксируются с применением розы – диаграммы (рисунок 1.1). В начале 2000 – х годов, специалистами «ЗАО

Красноярскгеофизика» и «АО Востсибнефтегаз», была пробурена скважина Юр – 89, в которой при бурении и дальнейшем ее изучении были зафиксированы субвертикальные трещины, которые имели субгоризонтальное направление и соединяли кавернозные зоны. Пример выделения субвертикальных трещин по материалам ГИС приводится на рисунке 1.2.

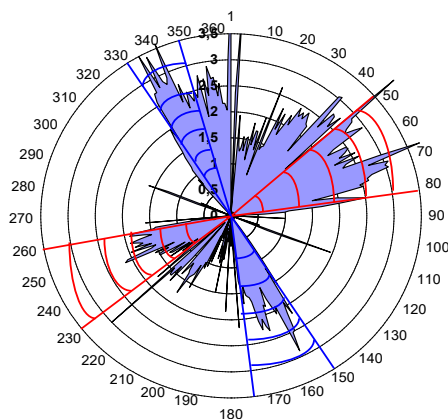


Рисунок 1.1 - Пример выделения розы диаграммы трещиноватости

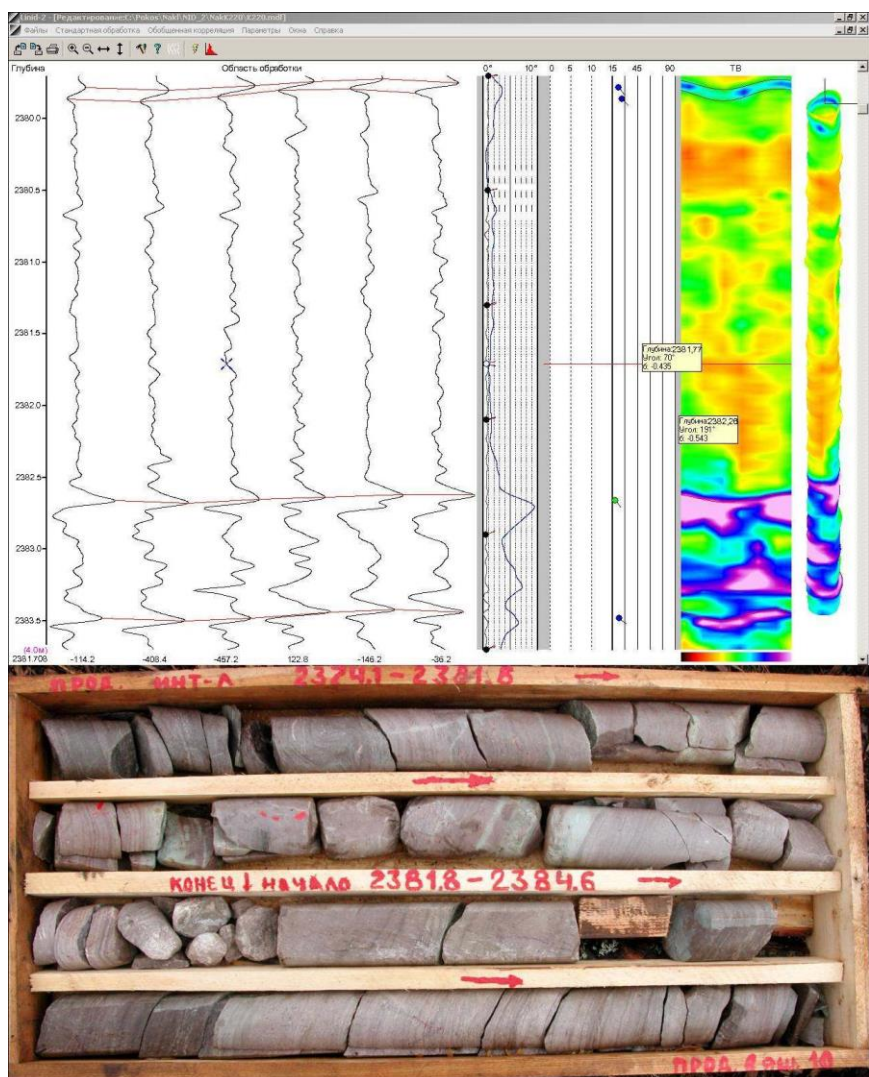


Рисунок 1.2 – Выделение субвертикальных трещин по скважине Юр – 89

Начиная с 2006 года на месторождении, начинает применяться технология изолированного отбора керна. Это позволило повысить эффективность отбора керна до 95 %, особенно при выделении трещин и каверн. При бурении скважин с применением данной технологии, впервые было зафиксировано наличие разного рода щелевидных пустот, субгоризонтальных трещин и мелких каверн. В 2015 году специалистами «ООО Славнефть – НПЦ» в восточной части месторождения, впервые были зафиксированы высокочемкие кавернозные интервалы, расположенные преимущественно в пределах Терско – Камовского участка. Данные интервалы, обусловлены наличием от скважины к скважине вторичной

пористостью коллектора и наличием стратиграфических неоднородностей (рисунок 1.3).

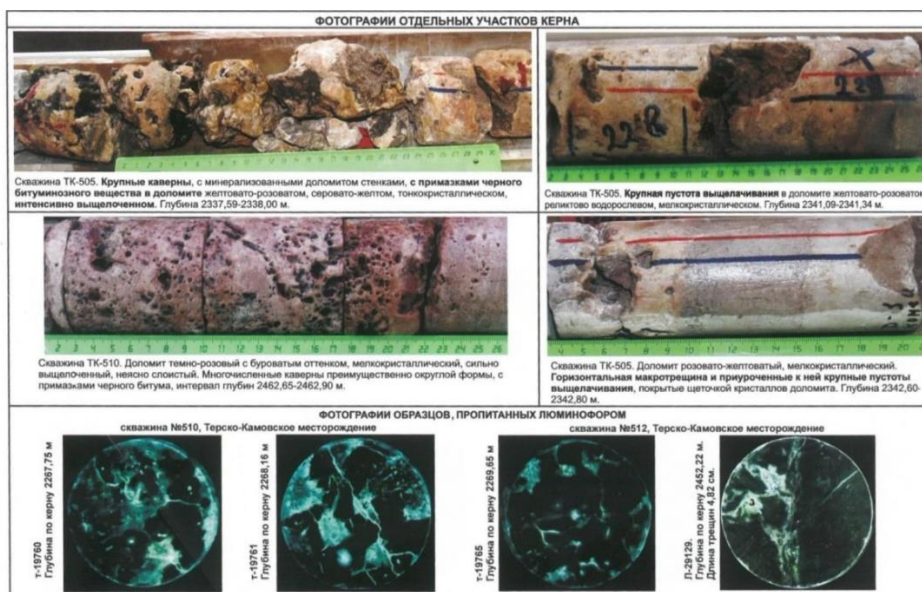


Рисунок – 1.3 Пример развития повышенной кавернозности, в отложениях рифея (рифейские доломиты), по результатам детального исследования керна

Результаты исследования керна и материалов ГИС послужили основанием для расчета величин коэффициента пористости (K_p) в зависимости от удаления от основного целевого горизонта рифейских отложений (R_0). Результаты расчета приводятся в таблице 1.

Таблица 1. Значение фильтрационно – емкостных свойств в зависимости от удаления от горизонта R_0

Глубина от R_0 м	K_p общ ГИС %	K_p эфф ГИС %	K_p откр керна %
0 – 20	2,2	1,2	1,7
20 – 40	2,0	1,0	1,3
40 – 60	1,7	0,9	1,3
60 – 80	1,5	0,7	1,0
80 – 100	1,6	0,8	1,3
100 – 120	1,5	0,8	1,3
120 – 140	1,4	0,7	0,8
140 – 160	1,4	0,7	0,8

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

160 – 180	1,3	0,7	0,8
180 – 200	1,2	0,6	1,0
Среднее по горизонту	1,614	0,830	1,172

Закключение

Дана геолого – геофизическая характеристика рифейским карбонатным отложениям Юрубчено – Тохомского месторождения. Рассчитаны и определены фильтрационно – емкостные свойства трещин и каверн, а также была составлена методика их выделения. Результаты показали, что основным вмещителем углеводородов в резервуаре есть зоны повышенной кавернозности. Дана петрофизическая характеристика трещин и каверн коллектора, которая в дальнейшем послужит основой, для проведения подсчета запасов углеводородов и геологического моделирования отложений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Антоненко А.А. Оперативный подсчет запасов УВ Юрубчено – Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, в пределах Юрубченского лицензионного участка. Красноярск. «РН – КрасноярскНИПИнефть», 20-11, с. 96
2. Багринцева К. Дмитриевский А. Бочко Р. Атлас карбонатных коллекторов месторождений нефти и газа. Восточно – Европейской и Сибирской платформ. Под ред. К. Багринцевой. – М. с. 264
3. Багринцева К.И. Трещиноватость осадочных пород. К.И Багринцева. – М. Недра. 1982, с. 256
4. Геологическое строение и условия формирования гигантской Юрубчено – Тохомской зоны нефтегазонакопления в верхнем протерозое Сибирской платформы/ А.Э Конторович[и др.]// Геология и геофизика. – 1996. – Т. 37. №8. – с. 166 – 195
5. Данилова Е.М. Несмелова М.Г. Влияние вторичных преобразований, на изменение фильтрационно – емкостных свойств, карбонатного трещинно – кавернозного коллектора, на Юрубчено – Тохомском месторождении, по комплексу геофизических исследований керна. // Известия Сибирского отделения наук о Земле, РАЕН №2. 2016, с. 66 – 73
6. Каламкарров. Л.В. Нефтегазоносные провинции и области России и сопредельных стран – // Издательство, РГУ нефти и газа им Губкина – Москва 2005, – с. 570

7. Лебединец Н.П. Изучение и разработка нефтяных месторождений с трещиноватыми коллекторами. – М. Наука 1997, – с. 397
8. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом. Под редакцией В.И. Петерсилье, В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко. – Москва – Тверь: «ВННИГНИ НПЦ Тверьгеофизика» 2003, с. 259
9. Сауткин Р.С. Коллекторские свойства и продуктивность рифейских отложений, Юрубчено – Тохомского месторождения. Московский государственный университет имени М.В Ломоносова. 4, 2015, с. 25 – 34
10. Тиаб Дж. Доналдсон. Эрл Ч. Петрофизика: теория и практика изучения коллекторских свойств горных пород и движения пластовых флюидов/ Перевод с английского. – М ООО Премииум Инжиниринг. 2009, – с. 868
11. Харахинов В.В. Шленкин С.И. Афонасин В.В. Зереинов Г.В. Каширин О.Н. Кулишкина А.В. Масюков В.В. Масюков О.В. Рудь М.В. Берин М.В. Особенности геологического и гидродинамического моделирования трещинных резервуаров, в древних комплексах Восточной Сибири.// Геология геофизика и разработка, нефтяных и газовых месторождений 2/2013 с. 11 – 20

АНАЛИЗ ФОНДА СКВАЖИН ОСЛОЖНЕННОГО АСПО

С.А. Булгаков, О.А. Грибенников, Е.О. Тягаев

Самарский государственный технический университет

Россия, 443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244

Представлен анализ фонда АО «Оренбургнефть» осложнённого АСПО. Выполнено сопоставление полученных зависимостей образования осложнений с литературными данными исследований и рассмотрена их применимость. По результатам выполненного анализа выявлены характерные особенности образования АСПО и методы борьбы с ними.

Ключевые слова: АСПО, НКТ, осложнённый фонд.

Отложения АСП веществ являются одной из актуальных и важных проблем при добыче углеводородов. Волго-Уральская нефтегазоносная провинция не исключение.

Отложение парафина, смол и асфальтеновых веществ из нефти в призабойной зоне пласта (ПЗП) и на поверхности нефтепромыслового оборудования является одним из серьёзных осложнений при эксплуатации скважин[1].

Основными факторами, влияющими на образование парафиновых отложений, являются [2]: химический состав нефти, нарушение гидродинамического равновесия за счет изменения давления, выделение газа, уменьшение температуры в пласте и стволе скважины, соотношение объема фаз «вода – нефть», изменение скорости движения газожидкостного потока и состояние поверхности труб.

В последнее время всё больше уделяется внимание изучению свойств, механизма накопления АСПО

Для изучения особенностей асфальто-смоло-парафиновых отложений при добыче нефти на месторождениях АО «Оренбургнефть» исследован фонд скважин осложнённый АСПО.

Анализ осложнённого АСПО фонда скважин решено было начать с распределения скважин по дебиту (рис. 1).

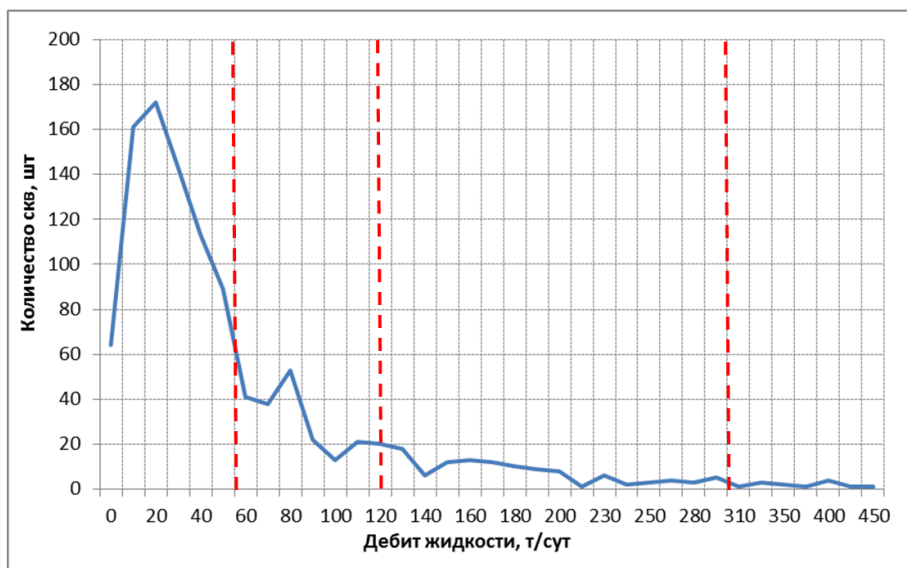


Рисунок 1

Визуально график делится на несколько участков. Основной объём скважин входящих в состав осложнённого фонда по АСПО представлен скважинами с дебитом от 5 до 60 т/сут.

Количество осложнённого фонда скважин снижается менее 20 штук, при дебите скважин более 125 т/сут заметно падает и стремится к минимуму при дебите жидкости более 300 т/сут, где среднее значение осложнённого фонда находится в пределах двух скважин.

На основании вышеизложенного, весь осложнённый фонд можно разделить на 4 группы:

Первая группа скважины с дебитом от 0 до 60 т/сут лидирующая по количеству скважин с осложнениями по АСПО и состоящая из 767 скважин.

Вторая группа скважины с дебитом от 61 до 125 т/сут, занимает второе место по численности скважин, что составляет 184 скважин.

Третья группа скважины с дебитом от 126 до 300 т/сут занимает третье место по численности скважин, что составляет 111 скважин.

И четвёртая группа скважины с дебитом более 300 т/сут занимает четвертое место, т.к. состоит из наименьшего числа скважин, что составляет 13 скважин.

Данное распределение скважин отражено на графике (рис. 2).

График (рис. 1) подтверждает исследования Инюшина М.В. [3] в работе которого установлено, что при низких скоростях движения жидкости интенсивность отложения растет со скоростью потока в результате увеличения массопереноса, а затем уменьшается, так как возрастает касательное напряжение, превышающее прочность сцепления парафина с поверхностью оборудования. Процесс парафинообразования будет замедляться при высоких скоростях движения потока, поскольку в этом случае поток медленно охлаждается.

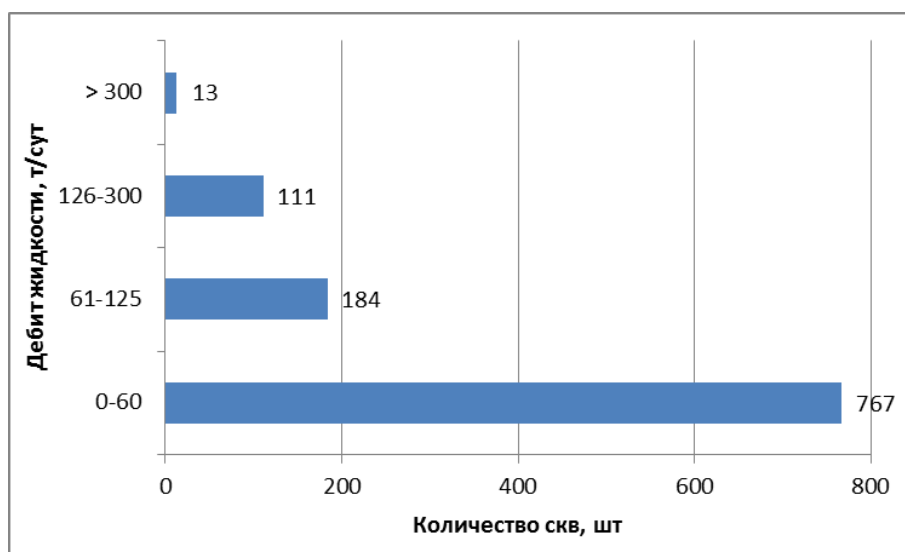


Рисунок 2

Далее выделенные группы скважин распределены по обводнённости (рис. 3). Среди которых можно выделить, возможно, не общие закономерности, а характерные для рассматриваемого региона зависимости.

Для малодебитных скважин менее 60 т/сут скважин при обводнённости 15-80, среднее количество осложнённых скважин находится в пределах 35 штук. И при значениях обводнённости 5-10% и 85-90% заметен скачок количества осложнённых скважин с 15-35 штук до 75-65 штук соответственно.

Для скважин с дебитом более 60 т/сут, заметен рост количества осложнённых скважин с 7 до 20 штук с ростом обводнённости от 50 до 90%.

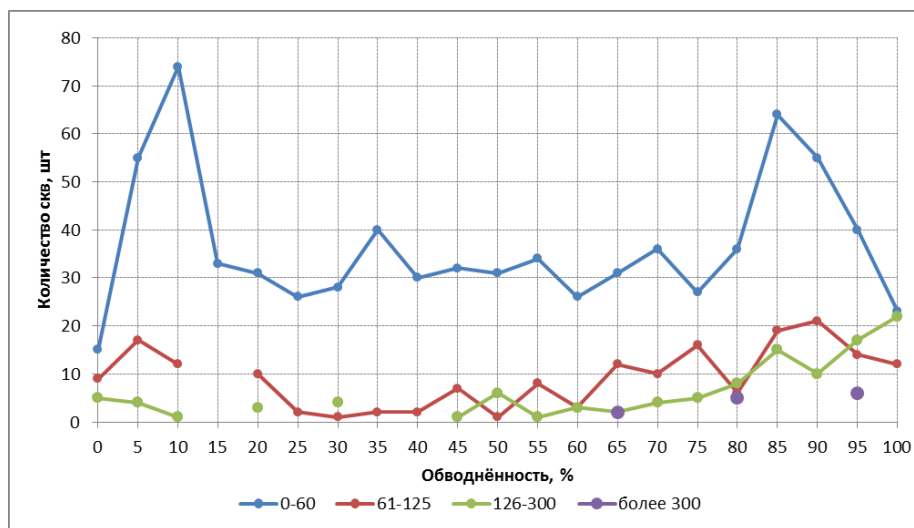


Рисунок 3

По влиянию обводнённости на количество АСПО, на сегодняшний день существует несколько принципиально разных мнений:

1 Увеличение обводнённости продукции увеличивает интенсивность образования АСПО, за счет вовлечения в состав отложений эмульгированной воды [4, 5, 6];

2 Увеличение обводнённости продукции снижает интенсивность образования АСПО, за счет снижения скорости охлаждения нефти с высоким содержанием воды при ее движении по скважине, которая обусловлена разностью теплоемкостей между водой и нефтью, и снижением адгезии к гидрофильной стальной поверхности, которая смачивается водой [7].

Для графика на рисунке 3 более характерно первое утверждение для скважин с дебитом более 60 т/сут. Для скважин, работающих с дебитом менее 60 т/сут характерны оба утверждения, но на различных участках. Так на участке 10-25% обводнённости справедливо второе утверждение, а на участке 75-85% справедливо первое утверждение.

Помимо дебита и обводнённости выполнено распределение осложнённого фонда скважин АСПО по ярусам залегания пластов (рис. 4).

Продуктивные пласты были объединены в ярусы, поскольку зачастую скважины работают на несколько пластов одного яруса, или несколько пластов разных ярусов.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Максимальное количество скважин сосредоточено в пластах Визейского яруса 210 шт, это пласты О1 -О6, Тл, Б0 - Б3, С1-С6 и Живетского яруса 175 шт, это пласты Д2-Д4.

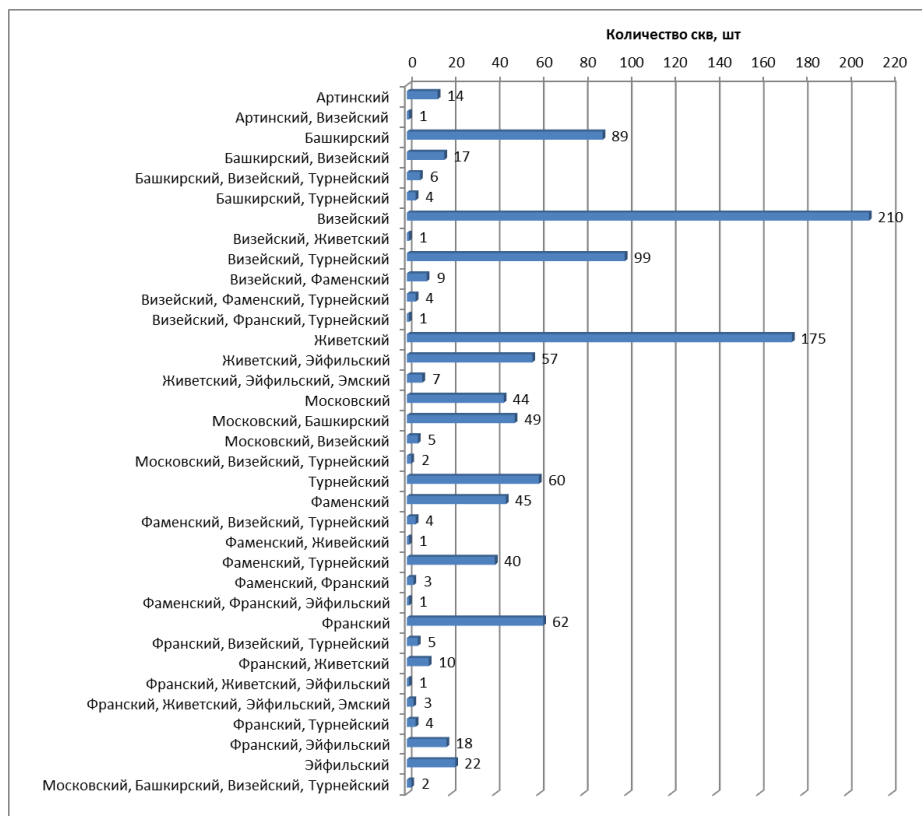


Рисунок 4

Для борьбы с АСПО на месторождениях используется широкий комплекс мероприятий обеспечивающих стабильную работу скважин. Объем применяемых методов отображён на рисунке 5.

Наиболее распространённым методом является скребкование НКТ поскольку применяется на 66,5% осложнённого фонда (715 скважин).

Широко применяются методы: Дозирования ингибиторов или УВ растворителей 12,6%, 135 скважин и НКТ с внутренним защитным покрытием 10,5%, 113 скважин.

Реже применяются методы: периодическая промывка скважин УВ растворителями 4,2%, периодическая термическая обработка 2,8%, греющий кабель 1,7%.

И в единичных скважинах применяются Магнитные индукторы 0,6% и Индукционный нагреватель жидкости 0,1%.

Данное распределение не говорит о, эффективности одних и не эффективности других методов, скорее отражает как физическую, так и экономическую доступность.

Также низкая степень изученности отложений и эксплуатация скважинами нескольких пластов не редко нескольких ярусов не позволяют объективно выделить пласты, продукция которых обеспечивает формирование АСПО.

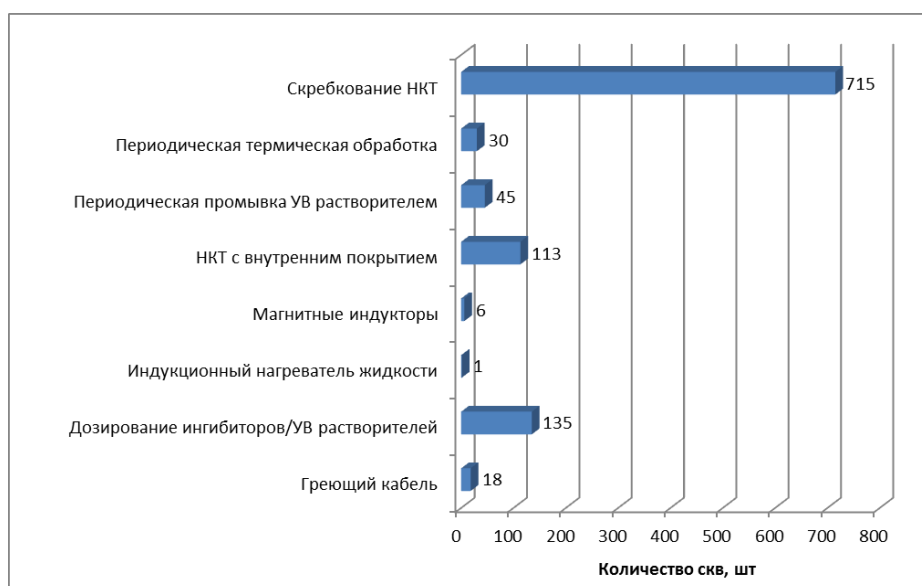


Рисунок 5

В ходе анализа установлен ряд закономерностей хорошо коррелирующийся с литературными данными [4, 5, 6, 7].

С увеличением скорости движения жидкости снижается количество отложений, что в точности подтверждается графиком (рис. 1).

Увеличение количества воды в продукции скважин способствует рост интенсивности образования АСПО. Это характерно для скважин, работающих с дебитом менее 60 т/сут, и обводнённостью 75-85%, для скважин с дебитом более 60 т/сут с ростом обводнённости от 50 до 90%. Увеличение обводнённости продукции снижает интенсивность образования АСПО характерно для скважин с дебитом менее 60 т/сут, на участке 10-25% обводнённости.

В результате анализа распределения осложнений по ярусам как наиболее осложнённые можно выделить Визейский и Живетский ярусы, что выделяется только по скважинам, работающим только на данные ярусы.

Среди применимых методов борьбы с АСПО наиболее широко используются скребкование НКТ поскольку применяется на 66,5% осложнённого фонда, дозирование ингибиторов или УВ растворителей 12,6% и НКТ с внутренним защитным покрытием 10,5%.

Применяемые методы, обеспечивают, достаточный уровень защиты ГНО от осложняющего воздействия АСПО.

Таким образом, сходимость общих зависимостей с зависимостями месторождений анализируемого региона с учётом обозначенных критериев применимости позволяют сделать вывод о вполне типичном характере образования АСПО.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления и предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.
2. Глуценко, В.Н. Нефтепромысловая химия: Изд. в 5-ти томах / В.Н. Глуценко, М.А. Силин. – М.: Интерконтакт Наука, 2009. – Т. 5. Глуценко, В.Н. Предупреждение и устранение асфальтеносмолопарафиновых отложений / В.Н. Глуценко, М.А. Силин, Ю.Г. Герин. – 475 с.
3. Инюшин, Н.В. Магнитная обработка промысловых жидкостей / Н.В. Инюшин, Л.Е. Каштанова, А.Б. Лаптев и др. – Уфа: Реактив, 2000. – 58 с.
4. Иванова, Л.В. Влияние химического состава и обводнённости нефти на количество асфальтеносмолопарафиновых отложений / Л.В. Иванова, А.А. Васечкин, В.Н. Кошелев // Нефтехимия. - 2011. – Т. 51. - № 6. - С. 403–409.,
5. Тронов, В.П. Механизм формирования асфальто-смолопарафиновых отложений на поздней стадии разработки месторождений
6. Иванова, Л.В. Влияние обводнённости нефти на интенсивность образования асфальто-смоло-парафиновых отложений на

эффективность действия ингибиторов / Л.В. Иванова, М.Д. Пахомов, Е.В. Овчар, Е.А. Буров, А.И. Бацалев // Технологии нефти и газа. – 2008. - №5. – С. 10 – 12.

7. Насыров, А.М. Совершенствование технологии и техники добычи, высоковязких парафинистых нефтей: автореф. дис... канд. тех. наук: 05.15.06/Насыров Амдах Мустафаевич. – Уфа, 1998. – 23 с.

ДИСПЕРСНЫЕ ГЕЛЕВЫЕ ЧАСТИЦЫ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

*Н.В.Нагиева *, А.А.Алиев*

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR,

г. Баку, Азербайджан,

nurana.naghiyeva@gmail.com; aliyev.azizaga@gmail.com;

Аннотация

На месторождениях находящихся, на поздней стадии разработки одной из наиболее серьезных проблем является образование высокопроницаемых каналов в силу продолжительного заводнения пласта. Одним из наиболее эффективных методом борьбы с подобным явлением являются технологии выравнивания профиля приемистости скважины, суть которых заключается в создании непроницаемых или малопроницаемых экранов в этих зонах и перераспределении фильтрационных потоков. С этой целью была разработана композиция дисперсно-гелевых частицы (DPG) и проведен ряд лабораторных испытаний для изучения эффективности применения предложенного состава в качестве рабочего агента в вышеописанных технологиях. Результаты исследований показали, что предложенный состав является эффективным изолирующим агентом в условиях высокой проницаемости пласта и увеличивает коэффициент извлечения нефти. Результаты проведенных экспериментов подтверждены на 10-метровых насыпных моделях пласта при реальных пластовых условиях. Дисперсные гелевые частицы (DPG) были приготовлены на коллоидной мельнице для измельчения и гомогенизации (СМ-2000) методом высокоскоростного сдвига.

Ключевые слова: дисперсно-гелевые частицы, фактор сопротивления, фактор остаточного сопротивления

На месторождениях находящихся, на поздней стадии разработки одной из наиболее серьезных проблем является образование

высокопроницаемых каналов в силу продолжительного заводнения пласта [1-6]. Одним из наиболее эффективных методов борьбы с подобным явлением являются технологии выравнивания профиля приемистости скважины, суть которых заключается в создании непроницаемых или малопроницаемых экранов в этих зонах и перераспределении фильтрационных потоков [7-13].

С этой целью была разработана композиция дисперсно-гелевых частицы (DPG) и проведен ряд лабораторных испытаний для изучения эффективности применения предложенного состава в качестве рабочего агента в вышеописанных технологиях. Результаты исследований показали, что предложенный состав является эффективным изолирующим агентом в условиях высокой проницаемости пласта и увеличивает коэффициент извлечения нефти. В качестве рабочих агентов для выравнивания профиля приемистости широкое распространение получили различные гелевые системы: сшитые полимерные системы, предварительно сформированные гелевые частицы, коллоидно-дисперсные гелевые частицы и т.д. Каждая из данных систем обладает рядом ограничений связанных со скважинными условиями или технологиями производства. Так сшитые полимерные гели обладают плохой устойчивостью к высокой минерализации пласта. При этом ряд осложнений может возникать и при самой закачке в пласт, так как процесс гелеобразования в подобных системах плохо поддается контролю. Применение полимерных систем лишенных сплошной структуры, таких как предварительно сшитые гелевые частицы или коллоидно-дисперсные гели, позволяет преодолеть данный недостаток. Однако размер частиц субмикронного и микронного масштаба не позволяет применять данные системы в условиях низкой проницаемости пласта. Немало важным является и экономическая составляющая, которая способна существенно снизить рентабельность разработки месторождения.

В представленной работе разработан состав дисперсно-гелевых частиц (Рис 1) устойчивый в пластовых условиях, обладающий высокими изолирующими показателями и создающий значительное остаточное гидравлическое сопротивление. Дополнительным эффектом является увеличение значений коэффициента извлечения нефти и простая технологическая схема производства. Результаты проведенных экспериментов подтверждены на 10-метровых насыпных моделях пласта при реальных пластовых условиях. Дисперсные гелевые частицы (DPG) были приготовлены на коллоидной мельнице для измельчения и гомогенизации (СМ-2000) методом высокоскоростного сдвига.



Рисунок 1 - Дисперсногелевые частицы

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Goudarzi, A., Zhang, H., Varavei, A., Hu, Y., Delshad, M., Bai, B., & Sepehrnoori, K. (2013, April). Water management in mature oil fields using preformed particle gels. In *SPE Western Regional & AAPG Pacific Section Meeting 2013 Joint Technical Conference*. OnePetro.
2. Сулейманов Б. А., Велиев Э. Ф. О влиянии гранулометрического состава и наноразмерных добавок на качество изоляции затрубного пространства в процессе цементирования скважин // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2016. – №. 4. – С. 4-10.
3. Сулейманов Б. А., Лятифов Я. А., Велиев Э. Ф. Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – №. 1. – С. 19-28.
4. Сулейманов Б. А., Исмаилов Ф. С., Велиев Э. Ф. О влиянии наночастиц металла на прочность полимерных гелей на основе КМЦ, применяемых при добыче нефти // Нефтяное хозяйство. – 2014. – №. 1. – С. 86-88.
5. Велиев Э. Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий // Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – №. 2. – С. 50-66.
6. Veliyev E. F. Mechanisms of polymer retention in porous media // *SOCAR Proceedings*. – 2020. – Т. 3. – С. 126-134.
7. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Colloidal dispersion gels for in-depth permeability modification // *Modern Physics Letters B*. – 2021. – Т. 35. – №. 01. – С. 2150038.

8. Suleimanov B. A., Veliyev E. F., Naghiyeva N. V. Preformed particle gels for enhanced oil recovery //International Journal of Modern Physics B. – 2020. – Т. 34. – №. 28. – С. 2050260.
9. Алиев А. А. ГЕЛИ НА ОСНОВЕ ПОЛИВИНИЛПИРРОЛИДОНА ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКА В СКВАЖИНАХ //Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – №. 1. – С. 5-11.
10. Велиев Э.Ф., Алиев А.А., Маммедбейли Т.Е. Применение машинного обучения для прогнозирования эффективности внедрения технологий борьбы с конусообразованием //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР – 2021.Т. 1 – С. 104-113.
11. Велиев Э. Ф. Полимерно-дисперсная система для изменения фильтрационных потоков в пласте //ProspectingandDevelopmentofOilandGasFields. – 2021. – №. 1 (78). – С. 61-72.
12. Исмаилов Р. Г., Велиев Э. Ф. Эмульсирующий состав для повышения коэффициента нефтеизвлечения вязких нефтей //Азербайджанское нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 5. – С. 22-28.
13. Veliyev E. F. et al. Water shutoff using crosslinked polymer gels //SPE Annual Caspian Technical Conference. – OnePetro, 2019.

ПЕННАЯ СИСТЕМА НА ОСНОВЕ АМИНОСМОЛЫ ДЛЯ ХИМИЧЕСКОГО ЗАКРЕПЛЕНИЯ ПЕСКА

Э.Ф.Велиев

НИПИ «Нефтегаз», SOCAR,

Баку, Азербайджан,

Elchinf.veliyev@socar.az

Аннотация. Вынос песка при эксплуатации геологических структур представленными слабо консолидированными породами является одним из наиболее актуальных проблем современной нефтегазовой промышленности. В данном исследовании предложен одностадийный процесс приготовления системы пенной системы на основе меламиноформальдегидная смолы с использованием вспенивающего агента и стабилизатора для борьбы с пескопроявлением.

Ключевые слова: пескопроявление, химическая консолидация песка, укрепление призабойной зоны пласта.

Вынос песка при эксплуатации геологических структур представленными слабо консолидированными породами является одним из наиболее актуальных проблем современной нефтегазовой промышленности. Разработка таких месторождений существенно осложняется абразивным износом как скважинного так и наземного оборудования, повреждением герметизации колонны обсадных труб, снижением проницаемости, а в некоторых случаях и разрушением призабойной зоны пласта. Все вышеперечисленные факторы в конечном итоге значительно снижают производительность добывающих скважин.

Причины возникновения подобного негативного сценария можно классифицировать на две группы:

- Первая группа это факторы, обусловленные изначальными пластовыми условиями, то есть геологическим строением и физико-химическими свойствами слагающих пласт горных пород (т.е. пористость, проницаемость, минеральным составом пластовых флюидов и т.д.)
- Ко второй группе относят факторы обусловленные техникой и технологиями, применяемыми в процессе освоения и эксплуатации месторождения (т.е. технологиями заканчивания и вскрытия продуктивного пласта, химическим составом рабочих жидкостей, значениями депрессии и дебита).

По сути, вне зависимости от причины образования данного негативного явления процесс выноса песка обусловлен нарушением целостности горной породы либо в силу естественных предпосылок, либо антропогенного воздействия. Предотвратить данный процесс в большинстве случаев практически невозможно и наиболее эффективной стратегией на сегодняшний день остаются технологии направленные на уменьшение негативного воздействия выноса песка. Основные методы борьбы с пекопроявлениями сводятся к четырем следующим подходам:

- Гравийная набивка. Суть данного метода заключается в укреплении призабойной зоны пласта путем закачки гравия определенного гранулометрического состава выбираемого в зависимости от ряда скважинных условий.
- Установка различных противопесочных фильтрующих элементов. Возможны различные конструкции с различной пропускной способностью фильтрующих элементов. Данный метод применяется в особо сложных случаях, когда существуют высокий риск обрушения ствола скважины.

- Прочистка образовавшихся песчаных пробок. Метод основан на применение гидравлического, либо механического оборудования для очистки призабойной зоны пласта от образовавшейся песчанной пробки.
- Химическая консолидация призабойной зоны пласта. Метод получил широкое распространение в последние годы и заключается в закачке в пласт химических соединений образующих прочную структуру и консолидирующих неустойчивые породы.

Каждый из вышеописанных методов имеет ряд ограничений при практическом применении, но так как данное исследование посвящено химическим методам консолидации призабойной зоны пласта в дальнейшем именно этот поход будет рассмотрен подробнее.

На сегодняшний день наибольшее распространение в качестве рабочих агентов при химических методах борьбы с пескопроявлением получили смолы, а точнее следующие три типа: эпоксидные смолы [1-3], фенольные альдегиды и фураны. Однако вне зависимости от типа используемой смолы все они обладают общими недостатками, такими как : высокая плотность и вязкость растворов, технически сложный процесс изготовления, значительно увеличивающий экономические издержки.

Более перспективными в этом отношении выглядят смолы на водной основе, обладающие меньшей плотностью, более простым процессом приготовления и лучшими реологическими показателями [4-8]. Не маловажным плюсом является возможность создания пенных систем на основе данных соединений путем вспенивания азотом, что увеличивает площадь покрытия, охваченную воздействием данного состава. Наиболее широко распространенным соединением данного ряда является меламиноформальдегидная смола, обладающая высокой термостойкостью и отличными механическими свойствами [9-12]. Однако несмотря на достаточно обширное ее применение в нефтяной индустрии, в качестве рабочего агента для химического закрепления пласта она не применялась.

В данном исследовании предложен одностадийный процесс приготовления системы пенной системы на основе меламиноформальдегидная смолы с использованием вспенивающего агента и стабилизатора для борьбы с пескопроявлением. Показан процесс выбора концентрации и типа вспенивающего агента и стабилизатора, исследована совместимость выбранных компонентов с пластовыми флюидами. Проанализированы прочностные свойства консолидированного данным составом образцов керна в зависимости от размера частиц песка и пластовых флюидов. Плотность полученной пенной системы варьировала

от от 0,517 г/см³ до 0,623 гр/см³. При температуре отверждения в 50 °С прочность на сжатие и проницаемость консолидированных образцов керна составляла 5,03-6,13 МПа и 1,3-3,2 мкм², после 12 часов отверждения соответственно. Разработанный состав показал высокую устойчивость в пластовых условиях.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кязимов, Э. А. О. (2020). Разработка и исследование пенной композиции для предотвращения пескопроявлений в добывающих скважинах. *Булатовские чтения*, 6, 30-33.
2. Alakbari F. S. et al. Chemical sand consolidation: from polymers to nanoparticles //Polymers. – 2020. – Т. 12. – №. 5. – С. 1069.
3. Lahalih S. M., Ghloum E. F. Polymer compositions for sand consolidation in oil wells //SPE Production and Operations Conference and Exhibition. – OnePetro, 2010.
4. Сулейманов Б. А., Лятифов Я. А., Велиев Э. Ф. Применение умягченной воды для повышения нефтеотдачи пласта //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2019. – №. 1. – С. 19-28.
5. Mishra S., Ojha K. Application of an improvised inorganic–organic chemical mixture to consolidate loose sand formations in oil fields //Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2016. – Т. 137. – С. 1-9.
6. Ghloum E. F. et al. Polymer compositions for sand consolidation in oil wells //SPE Production and Operations Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2010.
7. Wasnik A. S., Mete S. V., Ghosh B. Application of resin system for sand consolidation, mud loss control & channel repairing //SPE international thermal operations and heavy oil symposium. – OnePetro, 2005.
8. YAN Y. Z. et al. Improvement of Sand Consolidation Strength by Wetting Agent DMP-10 for High Water-Bearing Loose Sandstone [J] //Oilfield Chemistry. – 2003. – Т. 4.
9. Велиев Э. Ф. Обзор современных методов увеличения нефтеотдачи пласта с применением потокоотклоняющих технологий //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – №. 2. – С. 50-66.

10. Нагиева Н.В. Коллоидно-дисперсные гели для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин //Научные труды НИПИ Нефтегаз ГНКАР. – 2020. – №. 2. – С. 67-77.
11. Нагиева Н. В. Применение предварительно сформированных гелеобразующих частиц для изоляции водопритока в скважине //Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – №. 1. – С. 12-18.
12. Алиев А. А. Гели на основе поливинилпирролидона для изоляции водопритока в скважинах //Ашировские чтения. – 2020. – Т. 1. – №. 1. – С. 5-11.

УДК 665.1.09

РАЗРАБОТКА РАСТВОРИТЕЛЯ АСПО ДАНИЛОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Г.Ю. Лукашов, В.Ю. Соколов, П.В. Склюев, И.В. Царьков

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Российская Федерация p.v.sklyuev@gmail.com*

Аннотация

В работе определен состав асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) Даниловского месторождения, показано, что АСПО относятся к парафиновому типу. Растворяющую и диспергирующую способности растворителей, а также их моющее действие определяли методом корзиночек. В качестве углеводородов алифатического и ароматического ряда были использованы гексан и п-ксилол. Показано, что увеличение содержания п-ксилола в растворителе приводит к повышению эффективности разрабатываемого растворителя.

Ключевые слова: асфальтосмолопарафиновые отложения, состав АСПО, растворители АСПО, ароматические растворители, метод «корзиночек».

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений в нефтепромысловом оборудовании вызывает осложнения в работе скважин при эксплуатации нефтяных месторождений, снижение производительности систем транспорта углеводородного сырья и эффективности работы насосных установок [1].

Практика добычи и транспорта нефти показывает, что основными участками накопления АСПО являются насосы, насосно-компрессорные трубы, выкидные линии скважин, резервуары и отстойники промысловых объектов сбора скважинной продукции. Интенсивность образования отложений АСПО, в системе транспорта нефти, зависит от физико-химических характеристик перекачиваемой продукции, термобарических условий, скоростей движения и режима течения жидкости, материала труб и шероховатости стенок, наличия в системе механических примесей, обводненности продукции и т.д.

Известен широкий ряд методов удаления АСПО и предотвращения их образования. Одними из наиболее эффективных методов удаления

пристенных АСПО являются физико-химические методы, которые базируются на применении различных растворителей.

Целью работы является подбор растворителя, эффективно удаляющего АСПО Даниловского месторождения с поверхности нефтепромыслового оборудования и из призабойной зоны пласта. В рамках поставленной цели решались следующие **задачи**:

- 1) Установить состав АСПО;
- 2) Подобрать оптимальное соотношение парафинового и ароматического растворителя;
- 3) Провести сравнение эффективности применяемого на месторождении растворителя и разработанного в данной работе.

Эффективность растворителя АСПО зависит от состава и природы АСПО (концентрации смол, парафинов и асфальтенов, содержания механических примесей, воды и т.д.), поскольку каждая из составляющих АСПО лучше растворяется в различных по природе реагентах. С данным обстоятельством связана и классификация АСПО, которая характеризуется соотношением парафинов к сумме смол и асфальтенов: асфальтеновые (подгруппа А1+А2+А3), смешанные (подгруппа С1+С2+С3) и парафиновые (подгруппа П1+П2+П3) [2].

Наиболее эффективные растворители для удаления АСПО - ароматические соединения (бензол, толуол, ксилолы, этилбензол, хлорбензол, стирол и т.д.) [3], однако применение данного класса реагентов ограничивается высокой стоимостью, относительно низкой доступностью, высокой токсичностью и пожароопасностью. Поэтому наибольшее распространение получили растворители АСПО природного характера (легкие нефти, ШФЛУ, газоконденсат, газовый бензин и т.д.) [4]. Другой класс реагентов базируется на продукции нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности – толуольная, бензольная, ксилольная, керосиновая, дизельная фракции, нефрас, уайт-спирит и т.д. [5].

Определение компонентного состава АСПО проводили последовательным сольвентным анализом. Количества воды, мехпримесей, асфальтенов, силикагелевых смол и парафинов определялись в соответствии со стандартными методиками. Результаты определений приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Компонентный состав АСПО

Компонент АСПО	Содержание в АСПО, % масс.	Метод определения
Вода	следы	[ГОСТ 2477-65]
Механические примеси	4,39	[ГОСТ 6370-83]
Асфальтены	0	[ГОСТ 11858-66]
Силикагелевые смолы	3,71	[ГОСТ 11851-85]
Парафины	77,00	[ГОСТ 11851-85]
Масла	6,30	*
Легкие углеводороды	8,60	**

*определено как остаток после выделения всех компонентов

**определено как потери при высушивании при 100°C

Согласно предложенной классификации [2], данные АСПО следует относить к парафиновому типу, т.к. содержание парафинов значительно превышает суммарное содержание асфальтенов и смол.

В качестве растворителей рассматривались газовый конденсат, гексан, гептан – в качестве алифатического углеводорода, п-ксилол – в качестве ароматического. Также было произведено сравнение с применяемым на месторождении растворителем. Эффективность удаления АСПО устанавливали методом корзинок.

Образец АСПО весом 0,7 – 0,8 г выдавливался из цилиндрической формы и помещался в заранее взвешенную корзинку из металлической сетки с размером ячейки 1,5×1,5 мм. Исходная масса АСПО (m_1) определялась по разности масс корзинки с АСПО и чистой корзинки.

Корзинка с АСПО выдерживалась в колбе с 75 мл исследуемого растворителя в течение трёх часов, затем высушивалась при атмосферном давлении и комнатной температуре не менее 24 часов (до постоянной массы). Масса нерастворившейся части АСПО (m_2) определялась по разности масс корзинки с остатками АСПО и чистой корзинки.

Исследуемый растворитель из колбы фильтровался через подготовленный бумажный фильтр «Синяя лента». После сушки фильтра и доведения его до постоянной массы определялась масса диспергированной части АСПО (m_3).

По результатам эксперимента рассчитывались следующие показатели:

Нерастворившаяся часть АСПО в корзинке, %:

$$w_{н.ч.} = \frac{m_2}{m_1} \cdot 100\% , \quad (1)$$

где m_1 – масса исходного образца АСПО до растворения, г;

m_2 – масса нерастворившегося остатка АСПО в корзинке, г.

Растворившаяся часть АСПО, %:

$$w_{р.ч.} = \frac{m_1 - m_2 - m_3}{m_1} \cdot 100\% , \quad (2)$$

где m_3 – масса диспергированной части, г.

Диспергированная часть АСПО (осадок на фильтре) %:

$$w_{д.ч.} = \frac{m_3}{m_1} \cdot 100\% \quad (3)$$

Моющее действие растворителя АСПО (%) определяли по формуле:

$$МД = w_{р.ч.} + w_{д.ч.} \quad (4)$$

Результаты определения эффективности базовых углеводородных компонентов и применяемого на месторождении растворителя приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Определение эффективности растворения (ω р.ч.) и диспергирования (ω д.ч.) образцов АСПО в базовых компонентах и применяемом растворителе, а также моющее действие (МД) растворителей

№	Растворитель	ω д.ч.,%	ω р.ч.,%	Моющее действие, %
1	ГК	3,11	36,35	39,46
2	Гексан	2,25	52,34	54,59
3	Гептан	1,55	41,40	42,95
4	Применяемый растворитель	11,34	49,25	60,59
5	п-Ксилол	1,38	51,67	53,05

Исходя из определения эффективности удаления АСПО (табл.1), были рассмотрены гексан и п-ксилол в различных соотношениях. Результаты определения растворяющей и диспергирующей эффективности гексана при различном содержании ароматического углеводорода (п-ксилола) приведены в таблице 2 и на рисунке 1.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Таблица 3 - Определение эффективности растворения (ω р.ч.) и диспергирования (ω д.ч.) образцов АСПО в гексане с содержанием п-ксилола, а также моющее действие (МД) растворителей

№	Содержание п-ксилола, % об.	ω д.ч.,%	ω р.ч.,%	Моющее действие, %
1	0	2,25	52,34	54,59
2	10	5,45	49,42	54,87
3	20	5,71	49,76	55,47
4	40	13,58	53,76	67,34
5	60	10,12	60,91	71,03
6	80	5,84	53,64	59,48
7	100	1,38	51,67	53,05

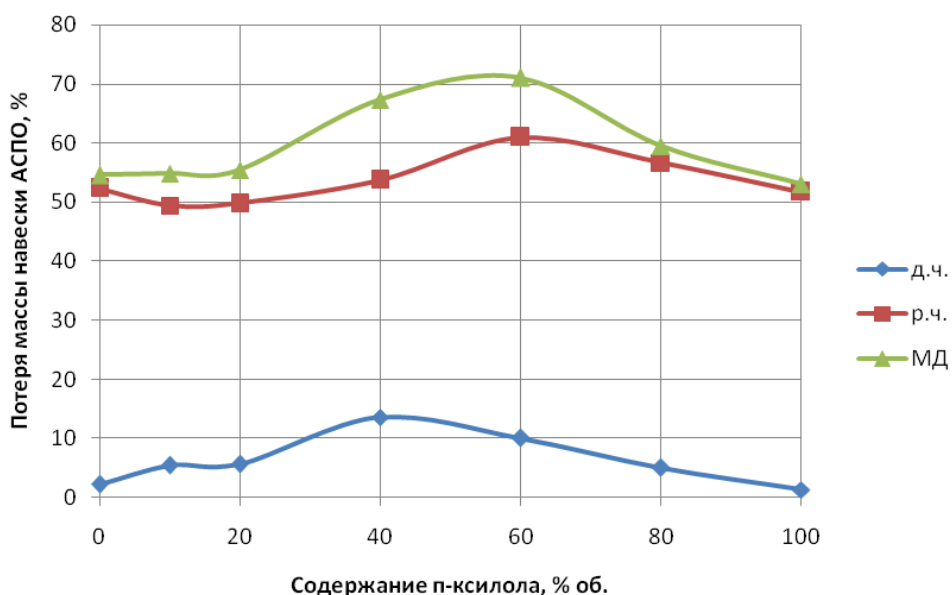


Рисунок 1 - Эффективность растворения (ω р.ч.) и диспергирования (ω д.ч.) образцов АСПО в гексане с содержанием п-ксилола, а также моющее действие (МД) растворителей

Из таблицы 2 и рисунка 1 видно, что увеличение содержания ароматического растворителя до 20% об. приводит к увеличению диспергируемой части навески АСПО, при этом растворившаяся часть немного снижается. Моющее действие не меняется при увеличении

содержания п-ксилола до 20%. При дальнейшем увеличении содержания п-ксилола до 60% об. диспергируемая и растворимая части навески АСПО возрастают, соответственно, возрастает моющее действие растворителей. Причем, максимум диспергированной части приходится на содержание п-ксилола 40% об., а растворимой и моющего действия – на 60% об. При дальнейшем увеличении содержания п-ксилола эффективность растворителей по отношению к навеске АСПО снижается. Увеличение диспергируемой части навески АСПО при увеличении содержания п-ксилола может быть объяснено лучшим растворением смол ароматическим растворителем и, соответственно, увеличением диспергирования мехпримесей.

Таким образом, согласно классификации, данные АСПО относятся к парафиновому типу. В качестве базовых углеводородов для приготовления растворителя рассматривались газовый конденсат, гексан, гептан и п-ксилол в качестве ароматического растворителя. Показано, что большую эффективность в отношении удаления АСПО проявляют гексан и п-ксилол. Наиболее подходящим является содержание п-ксилола в гексане 40-60% об. (моющее действие 67,3 и 71% соответственно). В данном соотношении углеводородных растворителей алифатического и ароматического ряда эффективность растворения АСПО превосходит таковую в случае использования применяемого растворителя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Марьин В.И., Акчурин В.А., Демахин А.Г. Химические методы удаления предотвращения образования АСПО при добыче нефти: аналитический обзор. Саратов: Изд-во ГосУНЦ «Колледж», 2001. 156 с.
2. Гилаев Г.Г., Стрункин С.И., Пупченко И.Н. и т.д. Техника и технология добычи нефти и газа ОАО «Самаранефтегаз». – Самара: изд-во «Нефть. Газ. Новации», 2014. – 528 с.
3. Строганов В.М., Турукалов М.Б. Экспресс-методика подбора эффективных растворителей асфальтено-смоло-парафиновых отложений // OilGas. 2007. №8 С. 44-48.
4. Тороп О.В. Оценка термобарических показателей депарафинизации горячей нефтью подземного оборудования скважин // Нефтепромысловое дело. 2006. №8. С. 46-49.
5. Рагулин В.В., Смолянец Е.Ф., Михайлов А.Г., Латыпов О.А., Рагулина И.Р. Исследование свойств асфальтосмолопарафиновых

отложений и разработка мероприятий по их удалению из нефтепромысловых коллекторов // Нефтепромысловое дело. 2001. №5. С. 33-36.

УДК 665.1.09

ОЦЕНКА ПРИМЕНЕНИЯ АНИОННЫХ ПАВ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ, В СОСТАВАХ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Ю.М. Ярочкина, П.В. Склюев

*Самарский государственный технический университет,
г. Самара, Российская Федерация p.v.sklyuev@gmail.com*

Аннотация

В работе описываются моноэтаноламиды жирных кислот и их фосфорные производные в качестве анионных поверхностно-активных веществ (АП АВ), используемых для интенсификации добычи нефти (ИДН). Приведён метод синтеза фосфорных производных, и результаты измерения межфазного натяжения на границе раздела углеводородный раствор АП АВ-дистиллированная вода. По результатам проведенных фильтрационных испытаний на насыпной модели керна показано, что фосфорилированные моноэтаноламиды жирных кислот могут использоваться в процессах ИДН в качестве смачивателей.

Ключевые слова: метиловые эфиры жирных кислот, этаноламиды, фосфорилирование, фильтрационные испытания, насыпная модель керна, смачиватели.

Одним из видов третичных методов увеличения нефтеотдачи является закачка в пласт водного раствора поверхностно-активных веществ (ПАВ), с целью ослабления капиллярных сил и доотмыва остаточной нефти. Действие ПАВ основано на адсорбции ПАВ на поверхности породы, что приводит к существенному изменению молекулярно-поверхностных свойств породы, пластовой воды и нефти [1].

По происхождению ПАВ можно классифицировать в зависимости от сырья, из которого их получают: олеохимические (источник сырья — растительные масла) и нефтехимические ПАВ. Олеохимические ПАВ производят из возобновляемого сырья, обычно из растительных масел.

Нефтехимические ПАВ производятся из небольших «строительных блоков», таких как этилен, получаемый при крекинге нефти. Часто сырьем для ПАВ одновременно служат растительные масла и продукты нефтехимии. В качестве поверхностно-активных веществ чаще всего используются анионные ПАВ [2].

Алкилфосфаты являются анионными ПАВ, проявляют высокую термостабильность и устойчивость к минерализации, обладают антикоррозионными свойствами и хорошей моющей способностью [2]. В качестве ПАВ используются моно- и диэфиры фосфорной кислоты. В промышленности их получают по реакции взаимодействия спиртов с пятиокисью фосфора P_2O_5 , в результате которой получается эквимольная смесь моно- и диэфиров и небольшое количество свободной фосфорной кислоты. [3]. Относительные доли этих веществ контролируются соотношением реагентов и количеством воды в реакционной смеси [2].

Все коммерческие фосфатные ПАВ содержат сложные моно- и диэфиры фосфорной кислоты, причем относительное содержание этих компонентов широко варьируется в зависимости от производителя. Поскольку физико-химические свойства алкилфосфатных ПАВ зависят от соотношения различных эфиров, алкилфосфаты от разных производителей менее взаимозаменяемы, нежели ПАВ других типов. В качестве фосфорилирующего агента для производства алкилфосфатных ПАВ можно использовать оксихлорид фосфора $POCl_3$. В этом случае также образуется смесь моно- и диэфиров фосфорной кислоты. Фосфатные ПАВ используются вследствие антикоррозионных средств, а также в качестве эмульгаторов [2].

В ряде публикаций в качестве растительного сырья для получения ПАВ рассматриваются касторовое масло [4-5], масло семян индийского миндаля (терминалия катаппа) [6], масло подсолнечника [7], кокосовое масло [8], соевое [9], а также ряд других сырьевых источников [10]. Образующиеся продукты реакции зависят от исходного состава масла, но в целом углеводородный радикал содержит от 18 до 23 атомов углерода и одну или несколько неполярных связей. Меняя условия синтеза можно повысить качество и выход продукта, что было показано на примере синтеза моноэтаноламидов растительных масел [11].

В предыдущей работе [12] были получены моноэтаноламиды жирных кислот (МЭАЖК) растительного масла из эфиров соответствующих кислот, полученных из биодизеля и напрямую из масла подсолнечника. В настоящей работе с целью увеличения смачивающих и моющих свойств полученные ранее МЭАЖК были фосфорилированы

пентаокисью фосфора с образованием моно- и диэфиров фосфорной кислоты (ФЭ МЭАЖК).

Целью данной работы является получение моно- и дифосфатов моноэтаноламидов жирных кислот, полученных из биодизеля, и оценка их эффективности в процессах интенсификации добычи нефти. В рамках поставленной цели проводили синтез данных АПАВ, определение их поверхностной активности и фильтрационные испытания углеводородного раствора АПАВ на насыпной модели керна для оценки проницаемости после прокачки оторочки реагента.

Метод фосфорилирования МЭАЖК

В круглодонную колбу, снабженную мешалкой, поместили раствор в гексане 8,2 г МЭАЖК и при перемешивании добавили эквимольное количество окиси фосфора (V). Содержимое колбы перемешивали 40 мин при комнатной температуре, после чего при помощи фильтра Шотта отфильтровали от остатков оксида фосфора, фосфорной и полифосфорных кислот. Фильтрат высушили при 50°C до постоянной массы, растворили в 20 мл метанола и нейтрализовали водным 1 М NaOH до pH = 7. Смесь выпавшего творожистого осадка и водного слоя перенесли в делительную воронку и добавили 40 мл воды. Водный и масляный слой высушивали до постоянной массы при 100°C. Выход составил 72%. Контроль при протекании реакции вели методом тонкослойной хроматографии ТСХ (метанол:гексан = 1:1). На хроматограмме отмытого от неорганических солей продукта наблюдалось два пятна, отличных от исходного соединения, что подтверждает образование моно- и дифосфорных эфиров.

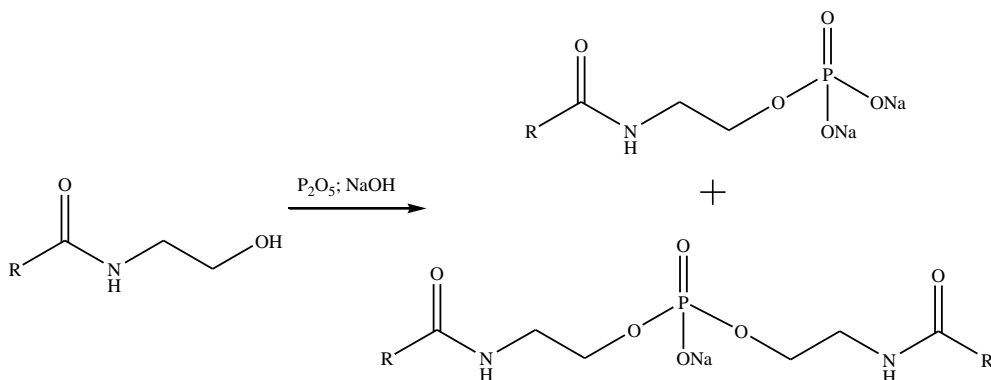


Рисунок 1 - Схема получения ФЭ МАЭЖК, R – алкильный заместитель, представленный остатками жирных кислот масла подсолнечника

Межфазное натяжение измеряли методом вращающейся капли при помощи видеотензиометра Spinning Drop Video Tensiometer SVT 20N (Data Physics, Germany). Результаты измерения динамического межфазного натяжения раствора с концентрацией ПАВ 1% масс. в керосине приведены на рисунке 2. По результатам измерений можно сделать вывод о том, что межфазное натяжение фосфорных эфиров (4,21 мН/м) не сильно отличается от межфазного натяжения предшествующих МЭАЖК (для них межфазное натяжение составило 4,60 мН/м [12]).

Расчёт межфазного натяжения производится по формуле:

$$\sigma = k \cdot r^3 \cdot \omega^2 \cdot \Delta\rho,$$

где k – постоянная тензиометра, r – радиус капилляра, ω – частота вращения, $\Delta\rho$ – разница плотностей водной и масляной фазы.

В данном случае измерению подвергалась нейтрализованная и отделенная от неорганических солей смесь моно- и дифосфорных эфиров МЭАЖК. Поверхностная активность (как и способ применения) ФЭ МЭАЖК зависит от содержания моно- и дипроизводных в системе.

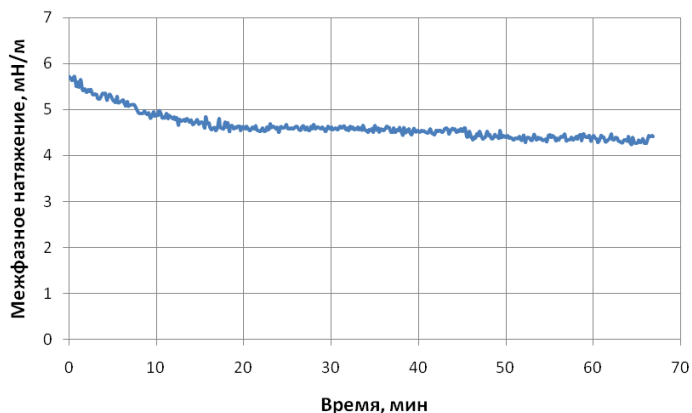


Рисунок 2 - Динамическое межфазное натяжение (1% ФЭ МЭАЖК в керосине КО-25/дистиллированная вода)

Фильтрационные испытания проводили на установке для исследования проницаемости керна и насыпных моделей ПИК-ОФП-1-40-АР/РР (АО Геологика), рассеивание песка и уплотнение выбранной фракции в кернадержателе осуществляли при помощи вибростенда Retsch AS 200.

РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Для насыпной модели керна был использован кварцевый песок фракции 0,075-0,212 мм. Длина модели керна составляла 200 мм, диаметр 20 мм. Объём пор (V_p) определяли по пресной воде. Через модель керна прокачивались жидкости до установления перепада давления в следующей последовательности: минерализованная вода, нефть, закачиваемая вода (разбавленная вдвое минерализованная вода), углеводородный раствор ПАВ, закачиваемая вода, нефть. Концентрация ФЭ МЭАЖК в керосине составляла 1% масс., размер оторочки – 0,2 V_p . Для фильтрационных исследований использовалась минерализованная вода с плотностью 1,107 г/см³, нефть с вязкостью 1,6 мПа·с. Результаты проведенных фильтрационных испытаний приведены на рисунке 3.

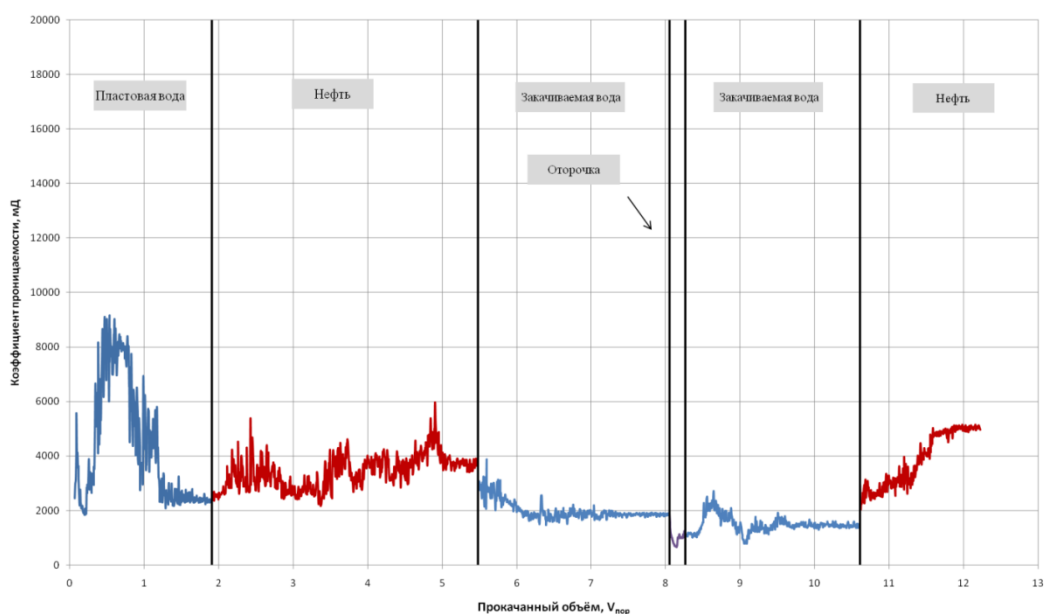


Рисунок 3 - Зависимость коэффициента проницаемости от объёма прокачанной жидкости относительно объёма пор V_p

Таблица 1. Изменение коэффициента проницаемости до и после обработки насыпной модели керна раствором фосфорных эфиров моноэтаноламидов жирных кислот

Флюид	Коэффициент проницаемости, мД		$K_{пр\ после} / K_{пр\ до}$
	До обработки	После обработки	
Пластовая вода	2379,45	-	-
Закачиваемая вода	1854,47	1441,03	0,78
Нефть	3698,96	4972,14	1,34

Из рисунка 3 и таблицы 1 видно, что оторочка ФЭ МЭАЖК снижает проницаемость по воде ($K_{пр}$ после/ $K_{пр}$ до составляет 0,78) и увеличивает проницаемость по нефти в 1,34 раза. МЭАЖК, исследованные в предыдущей работе [12], практически не меняли проницаемость по воде. Отношение $K_{пр}$ после/ $K_{пр}$ до для нефти оказалось ниже, чем максимальное значение, полученное в аналогичных условиях для МЭАЖК (максимальное значение $K_{пр}$ после/ $K_{пр}$ до составило 1,69), однако эффект от воздействия длился дольше, что можно объяснить более высокой способностью к сорбции фосфорных эфиров.

На основании литературных данных и результатах проделанной работы можно сделать следующие выводы:

- 1) В результате фосфорилирования моноэтаноламидов жирных кислот образуются моно- и дифосфорные эфиры соответствующих кислот, что отчетливо проявляется методом ТСХ.
- 2) Межфазное натяжение углеводородного раствора ФЭ МЭАЖК незначительно отличается от межфазного натяжения, полученных ранее моноэтаноламидов жирных кислот.
- 3) Фильтрационные испытания на насыпной модели керна показали более высокую эффективность фосфорных эфиров в отношении гидрофобизации керна по сравнению с моноэтаноламидами жирных кислот.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Ибрагимов Г.З., Сорокин В.А., Хисамутдинов Н.И. Химические реагенты для добычи нефти: Справочник рабочего. – М.:Недра, 1986. – 240 с.
2. Холмберг К., Поверхностно – активные вещества и полимеры в водных растворах. / К. Холмберг, Б. Йенссон, Б. Кронберг, Б. Линдман. Издательство: Лаборатория знаний, 2013. – 532 с.
3. Ланге К.Р. Поверхностно-активные вещества: синтез, свойства, анализ, применение под науч. ред Л.П. Зайченко – СПб.: Профессия, 2004. –240 с, ил
4. Kotte Kamalakar, Goli Mahesh, Rachapudi B. N. Prasad and Mallampalli S. L. Karuna. A Novel Methodology for the Synthesis of Acyloxy Castor Polyol Esters: Low Pour Point Lubricant Base Stocks / Journal of Oleo Science, 2015, 64, (12) 1283-1295

5. Rachapudi B.N. Prasad and Bhamidipati V.S.K. Rao. Chemical Derivatization of Castor Oil and Their Industrial Utilization – Chapter 8 in Fatty acids, pp. 279-296
6. Adewale Adewuyi, Adewale Dare Adesina, and Rotimi A. Oderinde. Synthesis of Disodium Salt of Sulfosuccinate Monoester from the Seed Oil of Terminalia catappa and Its Inhibitive Effect on the Corrosion of Aluminum Sheet in 1M HCl / Advances in Chemistry, 2014, p.4
7. Ursula Biermann, Wolfgang Friedt, Siegmund Lang, Wilfried Lühs, Guido Machmüller, Jürgen O. Metzger, Mark Rüschen, Klaas, Hans J. Schäfer, and Manfred P. Schneider. New Syntheses with Oils and Fats as Renewable Raw Materials for the Chemical Industry / Angew. Chem. Int. Ed., 2000, 39, pp.2206–2224
8. Гринева А. А., Зорина А. В., Столповская Н. В., Фалалеев А. В., Крысин М. Ю. Особенности синтеза эфиров диэтиленгликоля и жирных кислот растительных масел, Вестник ВГУ, серия: Химия. Биология. Фармация, 2014, № 4
9. Soo-Jin Park, Fan-Long Jin, Jae-Rock Lee Synthesis and Thermal Properties of Epoxidized Vegetable Oil / Macromol. Rapid Commun. 2004, 25, pp. 724–727
10. Lise Maisonneuve, Guillaume Chollet, Etienne Grau and Henri Cramail. Vegetable oils: a source of polyols for polyurethane materials / Oilseeds & fats Crops and Lipids, 2016, 23(5) D508
11. Патент 112412157 Российская Федерация МПК C07C 231/02. Способ получения этаноламидов полиненасыщенных жирных кислот / Касьянов С. П., Латышев Н. А. (РФ). - № 2009134368/04; Заявл.: 09.09.2009; Оpubл. 20.02.2011
12. Ярочкина Ю.М., Жорник И.А., Склюев П.В. [Использование моноэтаноламидов жирных кислот в составах для интенсификации добычи нефти](#) / [Ашировские чтения](#), 2020. Т. 1. № 1 (12). С. 162-165.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

УДК624.138+622.692.4.053

**ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕЛЕЙ ПРИ ПРОКЛАДКЕ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В МЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ***Е.В. Никулин¹, П.В. Бурков¹, М.С. Фуфаева², В.П. Бурков¹**¹ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский политехнический университет», г. Томск, Россия, evn17@tpu.ru**²ФГБУН «Институт химии нефти Сибирского отделения Российской академии наук», г. Томск, Россия, maria81@ipc.tsc.ru*

Аннотация. В настоящей статье рассматриваются проблемы при прокладке магистральных трубопроводов в мерзлых грунтах и предлагается применение упрочненных криогелей для повышения несущей способности данных грунтов.

Ключевые слова: криогель, сажа, мерзлый грунт, несущая способность грунтов, предел прочности на одноосное сжатие.

Прокладка магистральных трубопроводов в мерзлых грунтах северных районов России (например, Дальний Восток, Артика, Западная Сибирь [1–3]) является трудным процессом ввиду сложности инженерно-геологических условий данной территории [4]. И одной из основных проблем, возникающих при строительномонтажных работах, является просадка мерзлых грунтов из-за сезонного их оттаивания-замерзания, поэтому для упрочнения таких грунтов можно применять криогели на основе поливинилового спирта (ПВС) [4].

В работе [4] было проведено исследование, связанное с определением оптимального состава «грунт+криогель», направленного на повышение несущей способности вечномерзлых грунтов. В настоящей же работе предлагается рассмотрение результатов проведенных лабораторных испытаний уже на грунтах, характерных для Дальнего Востока, чем являются суглинки с влажностью около 30%.

Но в данном эксперименте есть особенность, связанная с улучшением свойств самих криотропных композитов. Как указывали авторы [5], гели упрочняются при добавлении в их полимерную матрицу наполнителей, что также улучшает гидроизоляционные, теплоизоляционные и механические свойства композитов. В данной работе будет рассмотрен в качестве такого наполнителя технический углерод [6].

Для лабораторных испытаний были подготовлены образцы [7] различного состава (рис. 1), компонентами которых являются: суглинок с влажностью 30%, криогель и технический углерод марки N774. Технический углерод добавляли для увеличения гидрофобных и механических свойств грунта. Технический углерод 30г смешивали с 920 г грунта (влажность 30%) и 50 г криогеля. Аналогично готовили следующие композиции, состав которых указан в таблице 1.

Таблица 1 - Составы образцов

Название образца	Состав	Масса, г
Контроль	Суглинок	1000
5% криогель	Суглинок+5% криогель	950+50
5% криогель+3% углерод	Суглинок+5% криогель+3% углерод	920+50+30
5% криогель+5% углерод	Суглинок+5% криогель+5% углерод	900+50+50
5% криогель+7% углерод	Суглинок+5% криогель+7% углерод	880+50+70



Рисунок 1 - Испытание подготовленного образца

В результате проведения испытаний зафиксировано, что наибольший предел прочности на одноосное сжатие наблюдается у смеси «суглинок+5% криогель+5% углерод» (рис. 2). Важно отметить, что испытуемые образцы подверглись только одному циклу замораживание-размораживание.

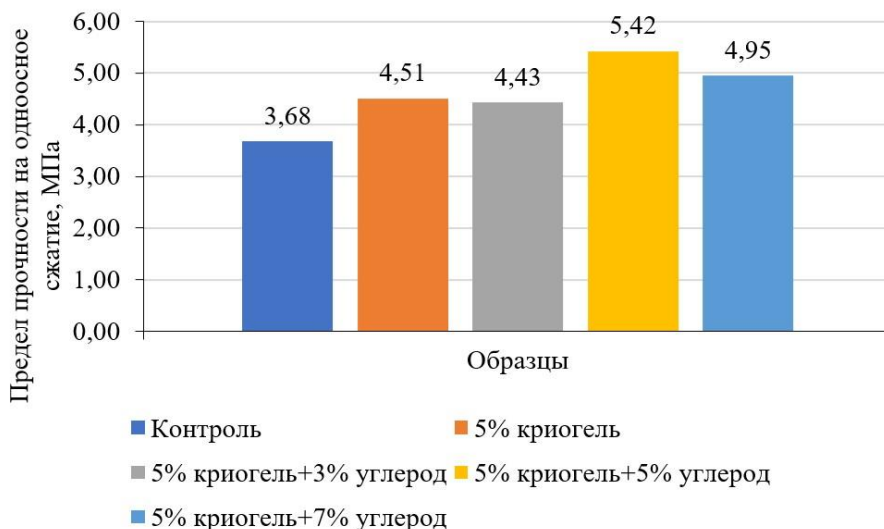


Рисунок 2 - Результаты испытаний

Выводы:

1. Сопоставляя образец с суглинком («Контроль») с образцом «суглинок+5% криогель», отметим повышение несущей способности грунта на 22,6%. Данное относительно небольшое повышение предела прочности связано с высокой обводненностью грунта.
2. Обращая внимание на результаты испытаний в целом, заключим, что оптимальное содержание технического углерода в грунте составляет 5%, при этом наблюдается повышение прочности грунта примерно в 1,5 раза.
3. Итоги работы показывают, что даже в таком сильно обводненном мерзлом грунте можно предпринимать меры по его упрочнению при строительстве трубопроводов, используя простые технологии. Таким образом, использование криогелей с наполнителем является многообещающей технологией для решения проблем прочности мерзлых грунтов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Осадчая Г.Г., Шполянская Н.А. Географические особенности изменчивости геокриологических характеристик большеземельской тундры // Международный научно-исследовательский журнал, часть 1. – 2021. – №2 (104). – С. 124–131.

2. Распоряжение Правительства РФ «Об утверждении Стратегии социально-экономического развития Дальнего Востока и Байкальского региона на период до 2025 года» от 28.12.2009 № 2094-р // Правительство России официальный сайт government.ru.
3. Указ Президента Российской Федерации «О Стратегии развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности на период до 2035 года» от 26.10.2020 № 645 // Официальный интернет-портал правовой информации publication.pravo.gov.ru.
4. Никулин Е.В. Применение криогелей для повышения несущей способности грунтов при сооружении магистральных трубопроводов // Актуальные проблемы науки и техники – 2021. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 173–175.
5. Алтунина Л.К., Бурков В.П., Бурков П.В., Дудников В.Ю., Осадчая Г.Г., Овсянникова В.С., Фуфаева М.С. Применение криогелей для решения задач рационального природопользования и эксплуатации объектов магистральных трубопроводов в условиях Арктики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2020. – №2 (10). – С. 173–185.
6. Кохановская О.А., Раздьяконова Г.И., Алтунина Л.К., Лихолобов В.А. Композитные криогели – новые конструкционные материалы для освоения арктики // Новые материалы и технологии в условиях Арктики. – Ставрополь: Центр научного знания «Логос», 2014. – С. 322–327.
7. ГОСТ 12248.9-2020. Грунты. Определение характеристик прочности и деформируемости мерзлых грунтов методом одноосного сжатия. Введён 01.06.2021 г. – М.: Стандартинформ, 2020. – 22 с.

**ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗО-ЖИДКОСТНЫХ СТРУЙНЫХ
КОМПРЕССОРОВ С ЦЕЛЬЮ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО
НЕФТЯНОГО ГАЗА НИЗКОГО ДАВЛЕНИЯ**

Е.В. Павлова¹, Л.А. Шацкая², Г.Г. Гилаев³

*1 - ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, РФ, e-mail:
bazarova005@mail.ru*

*2 - ФГБОУ ВО «Самарский государственный
технический университет», г. Самара, РФ*

3 - АО «Самаранефтегаз», г. Самара, РФ

Показана возможность применения газо-жидкостных струйных компрессоров для утилизации попутного нефтяного газа низкого давления. С целью значительного снижения затрат предлагается в качестве рабочей жидкости использовать пластовую воду высокого давления из системы ППД.

Ключевые слова: попутный нефтяной газ, компрессирование газа, газо-жидкостные струйные компрессоры, эжектирование газа.

Попутный нефтяной газ (ПНГ) извлекается из скважинной продукции на нескольких ступенях сепарации. Отделенный на первой ступени сепарации попутный газ имеет достаточное давление для последующей транспортировки и переработки. Выделившийся на последующих ступенях газ, содержащий значительное количество пропан-бутановых и пентановых фракций, имеет низкое давление, в связи с этим он не поступает на дальнейшую переработку, а сжигается в факелах, либо используется в качестве топлива для промысловых систем, что ведет к его значительным потерям. Помимо невозможных потерь ценного углеводородного сырья, сжигание газа низкого давления наносит значительный экологический ущерб [1].

Для утилизации попутного нефтяного газа низкого давления применяют различные технологии. Наиболее распространенной является компрессирование газа с применением дорогостоящего оборудования и соответствующих технологических схем очистки и осушки. Менее изученным, но более экономически выгодным является процесс эжектирования газа с помощью газо-жидкостных струйных компрессоров.

Рассмотрим устройство и принцип работы газо-жидкостного струйного компрессора (ГЖСК).

Жидкостно-газовые струйные аппараты предназначены для сжатия парогазовых смесей любого состава за счет энергии высокоскоростного жидкостного потока [2].

Сжатие происходит за счет энергии высокоскоростных струй, находящихся в различных агрегатных состояниях (жидкость, двухфазная газо-жидкостная смесь). КПД некоторых компрессоров превышает 60%.

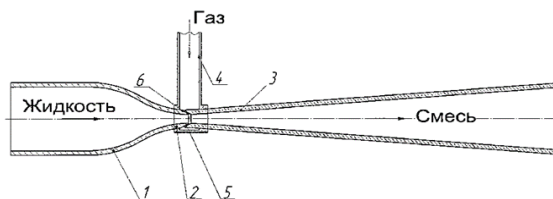


Рисунок 1 - Схема устройства газо-жидкостного струйного компрессора:

- 1 – трубопровод, подводящий рабочую жидкость; 2 – рабочее сопло; 3 – диффузор;
- 4 – трубопровод, подводящий дожимаемый газ; 5 – камера смешения;
- 6 – канал подачи газа в камеру смешения.

Для обеспечения работы газо-жидкостного струйного компрессора требуется целый комплекс оборудования. Ниже приведена принципиальная схема комплекса ГЖСК.

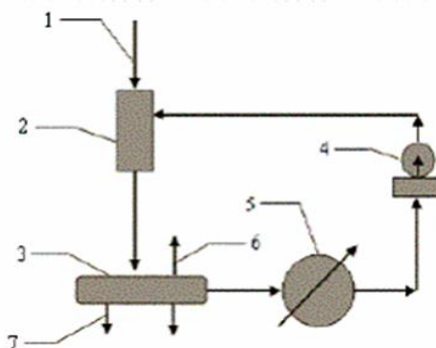


Рисунок 2 - Схема оборудования газо-жидкостного струйного компрессора

Сжимаемый газ 1 низкого давления поступает в газо-жидкостный струйный компрессор (ГЖСК) 2, в котором сжимается до заданного давления за счет энергии рабочей жидкости, подаваемой насосом 4. На выходе ГЖСК 2 образуется газожидкостная смесь, которая поступает в сепаратор 3, где происходит разделение жидкой и газовой фаз. Газ из сепаратора 3 поступает потребителю, а рабочая жидкость – в теплообменник 5, в котором охлаждается до заданной температуры. После теплообменника 5 рабочая жидкость направляется на вход насоса 4 [2]

Процесс эжектирования газа с использованием в качестве рабочей жидкости сбрасываемой пластовой воды с последующей рециркуляцией водогазовой смеси на прием сепаратора первой ступени является экономически эффективным. Поступающая после кустовой насосной станции (КНС) вода с установок предварительного сбора воды (УПСВ) подается на вход газо-жидкостного компрессора (ГЖСК), за счет чего в его камере создается разрежение. Подтоварная вода с выкида насосов УПСВ с давлением до 2,4 МПа подается на вход жидкостно-газового эжектора. Для контроля за давлением предлагается клапан-регулятор давления, установленный на трубопроводе подачи подтоварной воды на эжектор. Газ со II ступени сепарации с давлением до 0,2 МПа, также через клапан-регулятор давления газа подается на эжектор. С эжектора газожидкостная смесь с давлением до 0,55 МПа поступает на вход установки УПСВ ДНС, т.е. в сепаратор 1-ой ступени сепарации [3]. На рис. 3 представлена принципиальная схема технологического процесса с применением ГЖСК.

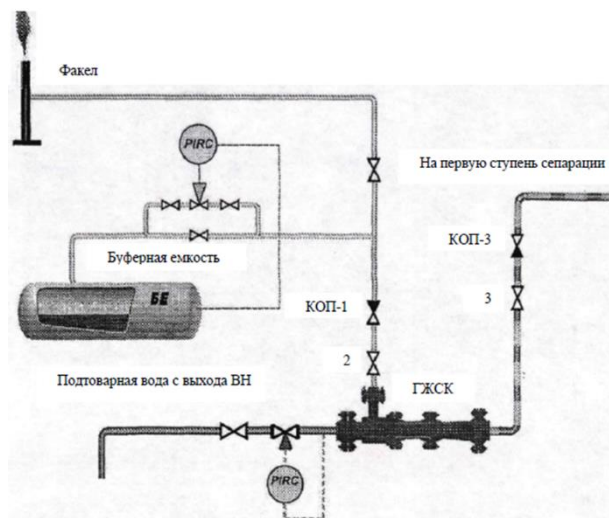


Рисунок 3 - Технологическая обвязка газо-жидкостного струйного компрессора

Рассмотренная технология по использованию газо-жидкостного струйного компрессора для утилизации ПНГ низкого давления, где в качестве рабочей жидкости используется пластовая вода высокого давления из системы ППД., рекомендуется к внедрению на месторождениях Самарской области, где требуется утилизация ПНГ низкого давления и имеется система ППД.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Долгов Д.В. Проблемы добычи нефти из скважины с высоким содержанием газа и его утилизации / Д.В. Долгов, Е.Г. Сычев, И.К. Минязев, А.М. Миннахмедов // Известия вузов. Нефть и газ. - 2008. - №. - С. 55-57.
2. Донец К.Г. Гидроприводные струйные компрессорные установки. М.: Недра. 1990.- 174 с.
3. Долгов Д.В. Технология утилизации газа низкого давления с использованием эжектора на ДНС - 13 ЦППН Поточного месторождения / Д.В. Долгов, С.А. Леонтьев // Новые технологии для ТЭК Западной Сибири: Сб. науч. тр. Тюмень, ТюмГНГУ, 2008. - Вып. 3. - С. 299-302

УДК 622.692.23

РЕЗЕРВУАР ВЕРТИКАЛЬНЫЙ СТАЛЬНОЙ С МОДЕРНИЗИРОВАННЫМ СОЕДИНЕНИЕМ СТЕНКИ И ДНИЩА

Д.В. Семькина, Н.И. Садыков

Самарский Государственный Технический Университет,

Самара, Россия, 190656@bk.ru

Аннотация. Несмотря на очевидный прогресс, достигнутый в резервуаростроении в последнее время, с каждым годом увеличивается количество аварийных ситуаций, возникающих на резервуарах и резервуарных парках. Одной из основных причин аварий является уторное соединение стенки с днищем резервуара, которое в процессе эксплуатации испытывает близкие, а иногда и превышающие предел текучести используемой стали напряжения. В данной работе на основе анализа различных существующих конструкций соединения стенки с днищем резервуара, предложен способ модернизации данного соединения.

Ключевые слова: резервуар вертикальный стальной, уторное соединение, напряжение, повышение надёжности, конструкция.

С каждым годом растёт количество аварий на резервуарах, причем около 32% дефектов находятся в зоне высоких сжимающих вертикально и растягивающих радиально напряжениях [1]. Место соединения днища и стенки резервуара входит в эти зоны, а также подвержено гидростатической малоцикловой нагрузке и местным потерям устойчивости.

Целью работы является повышение надежности уторного соединения резервуара, путём модернизации конструкции. В задачи работы входило проведение научно-технического обзора различных конструкций уторного соединения и по результатам обзора предложить модернизацию конструкции уторного соединения вертикальных стальных резервуаров (РВС).

История насчитывает множество предложений по улучшению характеристик уторного соединения. К примеру, авторы патента [2] предлагают выполнить крайку в виде угольника, изогнутого по радиусу кривизны стенки резервуара. В книге [3] представлена конструкция построенного резервуара ёмкостью 4000 м³ со сферическим покрытием и днищем резервуара. В зарубежном стандарте [4] изображены варианты соединения стенки резервуара с загнутым днищем. В книге [5] рассматривается соединение стенки с днищем при помощи угольника, приклепанного к днищу и стенке.

На основании анализа различных вариантов соединения стенки и днищем резервуара, предложено модернизированное исполнение уторного узла (рис.1). Соединение представляет собой вальцованный, равнополочный угловой прокат с доработанной наружной поверхностью, образующей полук. Уголок в рабочем положении опирается на опорный подпятник, устанавливаемый в кольцевой фундамент с помощью анкерных болтов.

За счёт обеспечения свободы деформации, подъёма на фторопластовых пластинах и отсутствия прямого угла в месте соединения планируется снизить возникающие напряжения в этом соединении предположительно на 10-15%, по сравнению с типовым исполнением уторного узла по ГОСТ 31385-2016. [6]

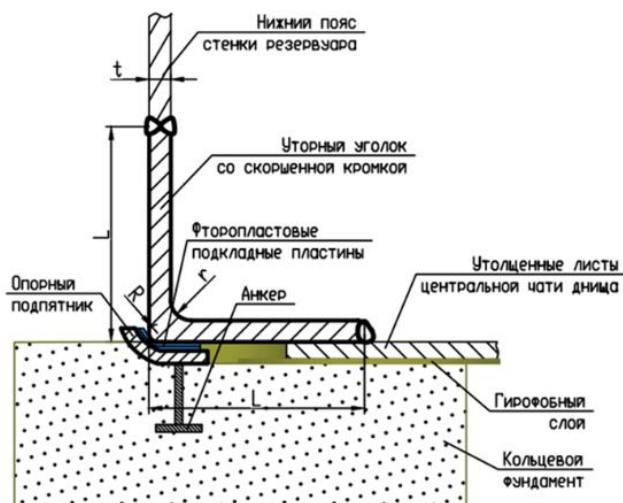


Рисунок 1 - Модернизированное исполнение уторного узла РВС

На основании анализа преимуществ и недостатков различных конструкций предложено конструктивное исполнение места сопряжения стенки с днищем, включающего уголок и подпятник, выполняющий функцию ложементов, с демпфирующими вставками и фторопластовых подкладных пластин. Предлагаемая конструкция позволит равномерно распределять гидростатическую нагрузку, позволит свободно изменять геометрическую форму в процессе наполнения резервуара жидкостью, обеспечит снижение эксплуатационных напряжений и позволит увеличить срок службы РВС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Розенштейн И.М. Аварии и надежность стальных резервуаров. – М.: Недра, 1995. – 253с.
2. Пат. 844742 Российская Федерация, МПК E04H 7/02. Вертикальный цилиндрический резервуар / Галеев В.Б.; заявитель и 98 патентообладатель Уфимский нефт. ин-т. - № 2808627/29-33; заявл. 13.08.1979; опубл. 07.07.1981, Бюл. № 25.
3. Сафарян М.К. Стальные резервуары для хранения нефтепродуктов. М., «ОНТИ», 1958. -240 с.
4. Standard for repair of shop fabricated aboveground tanks for storage of combustible and flammable liquids spo31 ballot comments 2008.
5. Шухов В.Г. Строительная механика. Избранные труды. М., «Наука», 1977. – 193 с.

6. ГОСТ 31385-2016 Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия, Москва: Стандартинформ, 2016. – 95 с.

**ВЫБОР МЕТОДА И ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ
(УТИЛИЗАЦИИ) ПНГ И ЕГО КИСЛЫХ КОМПОНЕНТОВ ПО
РЕЗУЛЬТАТАМ АНАЛИЗА ПРОДУКЦИИ СВАЖИН
КОМАНДИРШОРСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

А.В. Стаценко, Ю.П. Борисевич

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия*

Аннотация. В данной статье рассматривается проблема полезного использования попутного нефтяного газа с высоким содержанием кислых компонентов. Возможные варианты выбора и применения доступных на сегодняшний день технологий для очистки и осушки исходной смеси ПНГ, методы и технологии переработки (утилизации) кислых компонентов ПНГ после очистки.

Ключевые слова: Попутный нефтяной газ, подготовка ПНГ, установка очистки газа, установка получения серы, газовый фактор, утилизация попутного нефтяного газа.

Попутный нефтяной газ – это газ, растворенный в нефти или находящийся в газовых «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. Попутный нефтяной газ (ПНГ), выделяется при добыче нефти. Залежи нефти содержат в себе значительное количество растворенного газа и при ее подготовке, в процессе сепарации, происходит выделение газа. Количество растворенного в нефти газа определяется величиной газового фактора. Газовый фактор - представляет собой количество газа (в стандартных куб. м), извлеченного вместе с одной тонной нефти. Возможность дальнейшего полезного использования извлеченного количества ПНГ ограничивается следующими факторами:

- низкая калорийность газа;
- наличие в газе агрессивных примесей, предопределяющих необходимость создания специальных дорогостоящих очистных сооружений с целью его использования;
- малые объемы газа;

- большая отдаленность и вызванные этим обстоятельством чрезмерно высокие издержки на сооружение по сбору, подготовке и транспорту газа от промысла до мест его потребления.

Применительно к рассматриваемому месторождению, анализ продукции скважин показал следующие результаты.

Таблица 1 - Результаты анализа продукции скважин

Скважина №	Газосодержание пластовой нефти - стандартная сепарация при 20 ⁰ С, м ³ /т	Газ попутный нефтяной – концентрация H ₂ S, г/м ³
102	180,73	97,3
103	130,36	42,4
104	223,02	84,0

Обработка данных анализа продукции скважин дает однозначное понимание возникающих трудностей при дальнейшей эксплуатации и обустройстве месторождений:

- необходимость утилизации ПНГ, либо полезное его использование, при этом требуется глубокая очистка газа до нормативного содержания сероводорода – 0,02 г/м³, в соответствии с требованиями ГОСТ 5542-2014.

Сероводород - кислое соединение, наиболее активное из серосодержащих соединений. В нормальных условиях - бесцветный газ с неприятным запахом тухлых яиц, плотностью 1,92 кг/м³ при нормальных условиях. Очень ядовит: острое отравление человека наступает уже при концентрации 0,2-0,3 мг/м³, а концентрация выше 1 мг/м³ - смертельна. Предельно допустимая концентрация (ПДК) сероводорода в воздухе установлена не более 0,008 мг/м³ [2]. Очистка углеводородного газа от сероводорода необходима не только по требованиям санитарно-гигиенического порядка, но и диктуется производственной необходимостью:

- предохранять трубы, аппаратуру и оборудование от коррозии при транспорте, переработке и использовании газа;

- иметь газ, пригодный для бытового, энергетического и промышленного использования;

- получить путем переработки очищенных газов продукты надлежащей конденсации без примеси сернистых соединений.

При данных полученных значениях газового фактора добываемой нефти, объем получаемого попутного нефтяного газа достигнет весьма значительных объемов. Утилизация ПНГ путем сжигания на факеле или его

рассеивания, в нашем государстве жестко регламентируется постановлением Правительства РФ от 08.11.2012 № 1148 (ред. От 13.12.2019) «Об особенностях исчисления платы за негативное воздействие на окружающую среду при выбросах в атмосферный воздух загрязняющих веществ, образующихся при сжигании на факельных установках и (или) рассеивании попутного нефтяного газа». Согласно Постановления, использование ПНГ определяется количеством в 95% или выше от получаемого. Невыполнение данного требования приводит к крупным штрафным санкциям и отсутствию экономической целесообразности дальнейшей разработки месторождений.

В связи с планируемым кратным увеличением добычи нефти, благодаря вводу новых добывающих нефтяных скважин, остро встает вопрос утилизации или полезного использования попутного нефтяного газа. Рентабельным вариантом является подготовка и сдача ПНГ на газоперерабатывающий завод или производство электроэнергии для собственных нужд предприятия на газотурбинной электростанции (ГТЭС) с использованием существующей системы межпромысловых трубопроводов. Однако, как отмечалось ранее, для этого необходимо выполнить подготовку газа до требуемых нормативов содержания сероводорода (H_2S). Оптимальными являются процессы, позволяющие не только решить проблемы экологии, но и извлекать серу из отходящих газов в виде товарного продукта, например элементной серы – единственного продукта класса опасности IV из всего ряда сернистых продуктов имеющего ликвидность и не требующего специальных мер хранения.

Состав предлагаемой к реализации схемы очистки и утилизации ПНГ включает в себя следующие объекты и системы:

- установка очистки газа от сероводорода;
- установка адсорбционной осушки газа;
- установка утилизации кислого газа;
- факельное хозяйство;
- объекты общезаводского инженерного обеспечения;
- технологические эстакады.

Существует большое число методов очистки углеводородного газа, которые условно относят к трем группам – абсорбционные, адсорбционные и каталитические методы (см. рис. 1.) [1].



Рисунок 1 - Основные способы очистки углеводородного газа

В процессе очистки попутного нефтяного газа от H_2S и CO_2 , при использовании различных способов, в качестве побочного продукта в ряде случаев образуются «кислые газы», содержание H_2S в которых составляет до 80% масс. Данный газ необходимо утилизировать, направляя на установку утилизации кислого газа или получения элементарной серы.

Существенное значение с точки зрения экологической и экономической составляющей хозяйственной деятельности предприятий нефтедобывающей отрасли имеет выбор способа утилизации «кислых» компонентов ПНГ, получаемых после его очистки. На сегодняшний день в этом направлении используются следующие возможные способы: обратная закачка в пласт, выделение серы с применением лицензионных технологий, дожиг в инсинераторе (см. рис. 2.). При этом варианты закачки в пласт и дожига в инсинераторе, несут в себе существенные экологические риски, что делает более предпочтительным использование технологий получения серы.



Рисунок 2 - Основные способы утилизации «кислых» газов

В целях реализации задачи по подбору технологии и оборудования, выполнен сравнительный анализ оптимальных методов осушки и очистки газа от сероводорода, методов утилизации продуктов переработки газа, возможных к применению на УКПГ, с учетом экологической оценки воздействия на ОС побочных продуктов переработки газа (сжигание КГ, пермиат, щелочные стоки и тп.). В процессе выполнения анализа, изучены существующие технологические решения, предлагаемые современной наукой и промышленностью. Проанализированы достоинства и недостатки имеющихся методов очистки попутного нефтяного газа и утилизации кислых газов после установки очистки газа от сероводорода. Сводные результаты представлены в таблицах.

Таблица 2 - Сравнительная таблица вариантов подготовки газа и утилизации «кислого газа»

Параметр	Положительные стороны	Отрицательные стороны
Очистка газа от сероводорода		
Аминовая очистка	глубина очистки широкое применение технологии возможность применения при высокой концентрации H_2S в исходном газе	Необходимость регенерации амин Подпитка в результате уноса Необходима установка утилизации кислого газа металлоемкость
Абсорбционная очистка щелочным катализаторным комплексом «Серокс-Газ-1»	утилизация отработанного раствора осуществляется смешением с подварной водой и направлением в систему ППД отсутствуют «кислые газы» для утилизации	значительное потребление NaOH, с высокими сопутствующими затратами, составляющими ориентировочно 1,164 млрд. руб./год

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Параметр	Положительные стороны	Отрицательные стороны
Абсорбция в твердом слое с получением сульфидов металлов «SulfaTreat»	возможность захоронения отходов без дополнительной переработки простота технологического процесса	большой расход сорбента, необходимость частой замены высокая стоимость сорбента
Осушка газа от влаги		
Адсорбционная осушка	продолжительный срок службы адсорбента низкая точка росы достигается в широком диапазоне технологических параметров изменение температуры и давления не влияет на качество осушки простота и надежностью	большие капитальные затраты
Утилизация кислых газов		
Процесс Клауса	простота технологического оформления установки. удаление H ₂ S из газов получением серы.	конденсация и накопление серы может привести к затруднению прохода потока технологического газа, закупорке твердой серой, пожару и повреждению оборудования. превышение предложения серы на рынке над ее спросом. коррозия оборудования вследствие присутствия аммиака, H ₂ S, CO ₂ возможного образования серной кислоты. высокие капитальные затраты.
Каталитическое окисление в кипящем слое (VIC-DIROX)	одна ступень (реактор «кипящим» слоем); исключено образование CS ₂ , COS, упрощается эксплуатация; возможность проведения обслуживания без остановки производства; относительно небольшой расход катализатора; меньшие капитальные и операционные затраты	метод в настоящее время не имеет широкого применения, по сравнению с получившими широкое распространение установками Клауса, недостаточно опыта эксплуатации, но меньшее число аппаратов облегчает обслуживание. на сегодняшний день установок с производительностью, с требуемой производительностью нет, однако лицензиар технологии проблем с масштабированием не отмечает.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

Параметр	Положительные стороны	Отрицательные стороны
Сжигание инсинераторе	наотсутствие побочного продукта процесса – серы	образование продуктов реакции горения, чистая сера, сернистые соединения, в т.ч. токсичный диоксид серы SO ₂ +H ₂ S, компоненты при выбросе в соединении с влажным воздухом преобразуются в кислоты сернистую H ₂ SO ₃ и серную H ₂ SO ₄ высота дымовой трубы может составлять порядка 90 м.
Закачка в пласт	закачка газа не требует существенных капитальных вложений в оборудование подготовки, утилизации или транспорта ПНГ аккумуляция газа в подземных хранилищах для извлечения в будущем	Отсутствие надежных геолого-геофизических данных, подтверждающих возможность утилизации «кислого газа» в подземные горизонты без ущерба для недр.

Вывод. По результатам выполненного анализа, учитывая планируемый объем попутного нефтяного газа, направляемый на установку сероочистки и концентрацию сероводорода в потоке газа, оптимальным выбором технологии очистки газа предлагается абсорбционная очистка аминами (МДЭА). Для утилизации кислого газа с получением элементарной серы предлагается технология «Дирокс», разработанная в Институте Катализа СО РАН, г. Новосибирск, являющаяся прямым конкурентом метода «Клауса». Для осушки газа до точки росы по воде минус 53°С оптимальной технологией является адсорбционная осушка на цеолитах.

Наиболее материалоемким и капиталозатратным оборудованием из предложенного перечня является установка очистки газа, принципиальная схема которой представлена на рис. 3.

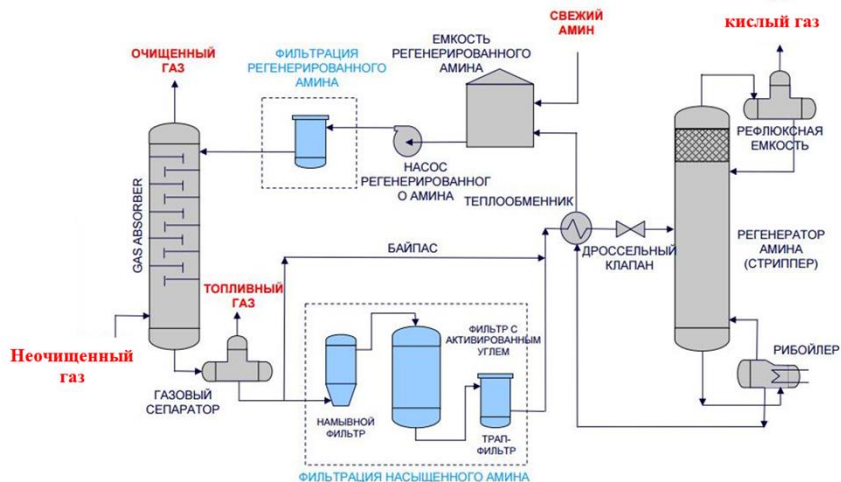


Рисунок 3 - Принципиальная схема аминовой очистки газа

Процесс поглощения H_2S и частично CO_2 осуществляется с использованием регенерируемого раствора амина. Наибольшее распространение получили водяные растворы МЭА, ДЭА и МДЭА. В предложенном варианте предлагается использование водного раствора МДЭА концентрацией 40% массовых. Попутный нефтяной газ подается в нижнюю часть колонны-абсорбера, где, поднимаясь вверх по колонне, контактирует с раствором амина. В качестве контактных устройств применяются тарельчатые устройства или насадки. Выбор типа контактных устройств определяется для каждого конкретного случая в отдельности. Очищенный газ из колонны-абсорбера поступает на компрессорную станцию среднего давления. Насыщенный раствор амина, пройдя секцию фильтрации, подается в колонну-десорбер, где при высоких температурах происходит разделение раствора амина и кислых компонентов. «Тощий» амин из колонны-десорбера направляется в емкость регенерированного амина, откуда вновь подается в колонну-абсорбер для контакта с неочищенным газом. «Кислый» газ с верха колонны-десорбера направляется на установку утилизации кислых газов с получением серы. Системой контроля и автоматизации предусмотрена защита аппаратов установки аминовой очистки при отклонении параметров от технологического режима.

Использование данной технологической установки позволяет получить очищенный от сероводорода до 20 ppm ($0,02 \text{ г/м}^3$) попутный нефтяной газ в соответствии с требованиями действующего ГОСТ 5542-2014.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мазгаров А.М. Технологии очистки попутного нефтяного газа от сероводорода /
2. А.М. Мазгаров, О.М. Корнетова. – Казань: Казан. ун-т, 2015. – 70 с.
3. Мановян А.К. Технология переработки природных энергоносителей/А.К. Мановян. М.: Химия. 2004. 450 с.
4. ГОСТ 5542-2014. Газы горючие природные промышленного и коммунально-бытового назначения. Взамен ГОСТ 5542-87; введ. 2015-07-01 М.: ФГУП СТАНДАРТИНФОРМ. 2015. 12 с.
5. ИТС 50-2017. ПЕРЕРАБОТКА ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО ГАЗА. -Москва: Бюро НТД. 2017. – 222с.

УДК 665.62

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОДОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЯ С ПРЯМЫМ ПОДОГРЕВОМ ДЛЯ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Н. А. Тамуркин, Е. В. Алекина

Самарская область, г. Самара, РФ, pepper.82@list.ru

В статье рассмотрена возможность модернизации действующих, а также проектируемых технологических схем подготовки промышленной нефти.

Ключевые слова: промышленная подготовка нефти, нефтегазоводораспределитель, нефтяные эмульсии.

Обезвоживание и разгазирование нефтей является одним из важных этапов подготовки скважинной продукции и транспорта. Обезвоживание на ранних этапах позволяет снизить риски «старения» эмульсии [1] и повышения эффективности транспорта за счет снижения вязкости эмульсии [2]. Однако инфраструктурные и исторические особенности формирования системах сбора и подготовки не позволяют осуществлять ранний сбор пластовой воды, и эмульсия приходит на установку подготовки нефти с высокой степенью агрегативной устойчивости. В таких случаях необходимы дополнительные технологические решения, позволяющие повысить эффективность разделения эмульсий. Наибольшую эффективность показало использование теплового воздействия и применение коалесцирующих устройств[3].

Унифицированные схемы сбора и подготовки достаточно громоздки и не всегда эффективны с учетом меняющегося состава скважинной продукции. В настоящей работе рассмотрены возможности модернизации существующих схем подготовки с применением нефтегазоводоразделителя с прямым подогревом (НГВРП («Хиттер-Триттер»))

На рисунке 1 представлена стандартная распространенная блок-схема установки подготовки нефти (УПН).

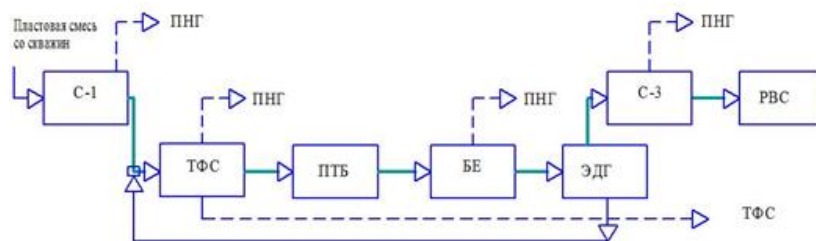


Рисунок 1 - Блок-схема УПН

С-1 – сепараторы первой ступени; ПНГ – попутный нефтяной газ; ТФС – трехфазный сепаратор; ПТБ – печи трубчатые блочные; БЕ – буферная емкость; ЭДГ – электродегидраторы; РВС – резервуарный парк товарной нефти

Данная схема способна обеспечить необходимый уровень подготовки, но с точки зрения современного проектирования не обеспечивает экономию энергозатрат, связанных с использованием нескольких единиц оборудования в блоке подготовки, рационального использования территории НГДУ. Для оптимизации такой схемы подготовки возможно использование технологического устройства нефтегазоводоразделения (НГВРП) типа «Хиттер-Триттер». Данный аппарат является альтернативным оборудованием, сочетающим в себе функции: нагрева, сепарации обезвоживания и отстоя. Модернизированная блок-схема УПН с аппаратом НГВРП представлена на рисунке 2.

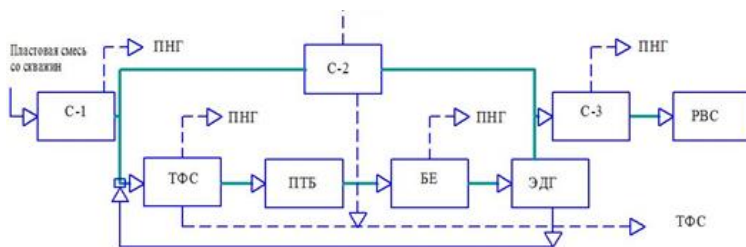


Рисунок 2 - Модернизированная Блок-схема УПН

С-1 – сепараторы первой ступени; С-2 – аппарат НГВРП («Хиттер-Триттер»); С-3- Концевые сепараторы; ПНГ – попутный нефтяной газ; ТФС – трехфазный сепаратор; ПТБ – печи трубчатые блочные; БЕ – буферная емкость; ЭДГ – электродегидраторы; РВС – резервуарный парк товарной нефти

Аппарат Хиттер-Триттер позволяет заменить собой, целую цепочку аппаратов и повысить эффективность и производительность установки.

Спецификой внутреннего устройства НГВРП является применение жаровых труб, производящих нагрев водонефтяной эмульсии входного потока с высокой эффективностью, несмотря на то, что данная особенность аппарата является уязвимым местом, её конструкция позволяет довольно просто производить своевременное обслуживание, ремонт, а также их замену. В случае выхода из строя, достаточно лишь освободить болты основного фланца, находящегося на торце аппарата, для извлечения жаровой трубы с последующей её заменой. Также, в качестве профилактических мер по предупреждению преждевременного прогара труб, используется промывочная вода. Она удаляет механические примеси, её подача происходит в коллекторы с инжекционными соплами в зоне жаровых труб.

Схема устройства аппарата НГВРП представлена на рисунке 3.

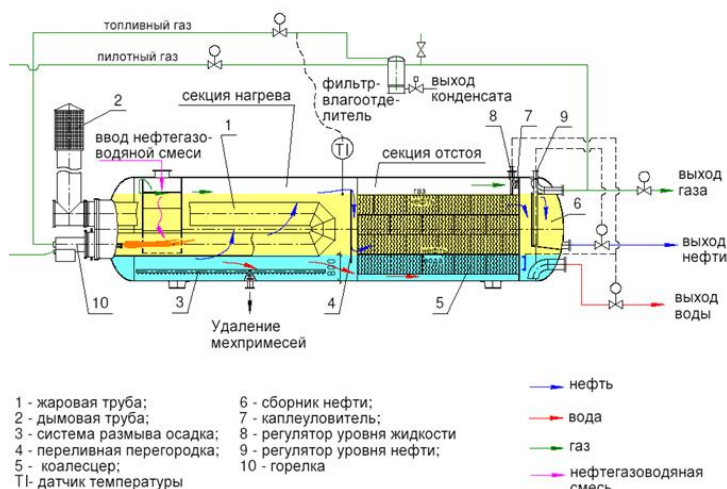


Рисунок 4 - Схема устройства аппарата НГВРП

Также к защитным средствам внутреннего устройства аппарата от вредного воздействия можно отнести анодную защиту открытых металлических поверхностей. Аноды размещены в водяном слое и установлены фланцевых соединениях по всей длине НГВРП.

Длительность эксплуатации жаровых труб зависит от нескольких факторов:

- коррозионная агрессивность среды;
- концентрация мех.примесей;
- периодичность обслуживания аппарата

Использование оптимальной тепловой напряженности также способствует увеличению длительности безаварийной эксплуатации аппарата. Рекомендуемой тепловой напряженностью является величина в 32 кВт/м² для аппаратов НГВРП типа «Хиттер-Триттер» производства ООО «КУРГАНХИММАШ».

Благодаря тому, что блок НГВРП поставляется заводом изготовителем в максимальной технологической комплектации, объем монтажных работ и сроки его запуска в эксплуатацию будут сокращены до минимума.

Принцип работы:

Водонефтяная газосодержащая эмульсия поступает в верхнюю часть аппарата. Входной отсек обеспечивает частичное отделение газа. Во входной секции происходит накопление газа и отделение его от капельной жидкости во время движения по горизонтали.

В правой части аппарата по ходу движения потока имеется технологическое отверстие для вывода газа с блоком улавливания капель для проведения конечной очистки.

Частично газ после выхода направляется в линию регулирования и подачи, проходя через влагоотделяющий фильтр, он редуцируется и подается на газовые горелки.

Водонефтяная эмульсия, освобожденная от газа, а также освободившаяся вода продолжают движение вниз в полости между отражателем и стенкой НГВРП, попадая под жаровые трубы. Свободная вода, отделившись из-за разности плотностей жидкостей как более плотная жидкость, а также благодаря общему движению потока скапливается на дне аппарата. Достигнув определенной степени нагрева, эмульсия поднимается вверх и двигается по направлению вдоль жаровых труб. Ускорение процесса отстаивания происходит за счет нагрева водонефтяной эмульсии.

Нагрев водонефтяной эмульсии происходит за счет использования ресурсов жаровых труб, топливом для нагрева в данном случае является попутный нефтяной газ, проходя через внутритрубное пространство, он

выводится в дымоход, попутно нагревая эмульсию посредством нагрева трубы.

Пройдя стадию нагрева и первичного обезвоживания, водонефтяная эмульсия, переливаясь через специальную перегородку вертикального исполнения, поступает в секцию отстоя и коалесценции.

Обезвоженная продукция, пройдя секцию коалесцера, состоящую из гидрофобных пластин из полипропилена, поступает секцию сбора нефти, предварительно пройдя камеру отстоя. Сбор нефти происходит в правой нижней части аппарата. Дальнейший её вывод происходит через клапан сброса. Буйковый уровнемер, управляющий клапаном сброса воды, контролирует поддержание на заданном уровне межфазный уровень нефть-вода.

Управление технологическими параметрами происходит с помощью автоматизированного программно-технического комплекса АСУ-ТП, который включает в себя: шкаф управления с контролером, автоматизированное рабочее место оператора, шкаф искрового розжига.

Преимущества ВНГРП «Хитер-Триттер»:

- Устройство нагрева внутри аппарата состоит из секции жаровых труб «двойного потока». Данный вид нагревателя наиболее эффективен и надежен в сравнении с отдельным огневым подогревателем «прямого нагрева». Жаровые трубы «прямого нагрева», находясь в среде отделившейся свободной воды и поддаваясь постоянному воздействию высоких температур, рискуют перегреться (ввиду возможных перебоев во входящем эмульсионном потоке).

Жаровые трубы «двойного потока», находясь в нефтяной фазе, менее подвержены воздействию высоких температур.

- Коалесценция аппарата позволяет эффективно сепарировать воду и нефть за счет использования коалесценции отдельных типов: «очистное соединение» для нефтяной фазы и «разделительные/отбойные пластины» для водяной фазы.

Применение НГВРП представляет интерес для модернизации действующих и проектирования новых технологических схем подготовки промысловой нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Проектирование обустройства нефтяных месторождений / под ред. К.С. Каспарьянц. Самара: ПО Самвен, 1994. 415 с.

2. А.Н. Судыкин, Р.З. Сахабутдинов, Ф.Р. Губайрулин. Обезвоживание сверхвязкой нефти методом испарения воды // Журнал Технологии нефти и газа г.2013, №1. С. 28-38.
3. В.Г. Чекменёв, Ю.Н. Лебедев, И.Н. Клочков. Анализ работы пластинчатых коалесцеров для трехфазных сепараторов // Журнал: Химия и Технология топлив и масел. 2010г. С. 33-38.
4. Крылосов А.А., Савенок А.В., Кусов Г.В. Анализ применения установки «Хитер-Тритер» в системе подготовки скважинной продукции на месторождении Монги // Журнал Наука. Техника. Технологии (Политехнический Вестник). С. 145-163.
5. Желтов Ю.П. Разработка нефтяных месторождений: Учеб. для вузов. - М.: ОАО Издательство «Недра. 1998. 365 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

В.В. Чертыковцев

г. Самара

Аннотация

Нефтегазовые компании России придают большое значение повышению энергоэффективности своего оборудования. Находить наиболее оптимальный технологический режим работы и при этом рационально использовать электроэнергию на сегодняшний день – является важной задачей «нефтяников». В статье рассмотрен вопрос актуальности применения противотурбулентных присадок (далее - ПТП) на магистральных нефтепроводах.

Ключевые слова: трубопровод, нефтепровод, нефть, увеличение пропускной способности трубопроводов, турбулентность, коэффициент трения, гидравлическое сопротивление, противотурбулентные присадки.

Введение

В связи увеличением доли потребления нефти и нефтепродуктов возникает потребность в увеличении пропускной способности трубопроводов, при этом очень важным является поиск совершенно новых решений, не предусматривающих повышение давления на выходе из

нефтеперекачивающей станции. Кроме того, существуют задачи по оптимизации работы нефтепроводов, транспортирующих нефть с самих месторождений, так как после прохождения пиковой загрузки такие системы в большинстве своем случае работают с недогрузкой [1]. В создавшихся условиях применение ПТП является эффективным методом уменьшения гидравлического сопротивления за счет гашения турбулентных пульсаций [10].

Актуальность

Актуальность данного вопроса обусловлена опытом эксплуатации магистрального нефтепровода, который свидетельствует о том, что применение ПТП является одним из наиболее эффективных способов снижения энергопотребления при перекачке, однако важным на сегодняшний день является их стоимость, которая не всегда позволяет компаниям получить запланированную ими экономическую выгоду. Использование полимерных добавок не только ограничивает турбулентность потока, но и снижает износ магистральных насосных агрегатов, а также уменьшает интенсивность ремонтов линейной части и увеличивает срок службы трубопроводов [2].

Для уменьшения коэффициента трения и гидравлических сопротивлений в последние годы успешно применяются специализированные растворы полимеров, представляющие собой соединения с высокомолекулярной массой и линейной структурой молекул. Проведенные исследования в различных научных организациях, показали, что небольшое количество линейных высокомолекулярных полимеров – полиакриламида, полиэтиленоксида, полилюкса, гуаровой смолы, поливинилового спирта и т.п. – веществ, растворенных в жидкости, обладает способностью значительно снижать гидравлические сопротивления в турбулентных потоках. Достаточно нескольких миллионных долей полимера в жидкости, чтобы существенно уменьшить турбулентность потока и, соответственно, гидравлические сопротивления. Это явление известно под названием эффект Томса. В 1948 г. английский химик Томс установил, что при добавлении в воду полимерных соединений трение между турбулентным потоком и трубопроводом значительно снижается [6]. Для уменьшения гидравлических сопротивлений в нефтепроводах применяют ПТП содержание активного полимера в которых составляет до 25% [6].

Современные ПТП представляют собой в основном раствор или суспензию высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе. Они позволяют уменьшить турбулентность в нефтепроводе и увеличить пропускную способность магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов. Кроме этого, использование присадок

способствует снижению энергопотребления перекачивающих станций и повышению эксплуатационной надежности трубопровода [9].

Выявлено, что при наличии полимерных добавок коэффициент трения, а значит и потери давления в трубопроводе, зависят не только от числа Рейнольдса и шероховатости внутренней поверхности трубы, но и от вида вводимого полимера и его концентрации [6].

Практическая значимость, предложения и результаты внедрений, результаты экспериментальных исследований

В настоящее время в одной из крупнейших компаний Российской Федерации ПАО «Транснефть», оказывающей услуги в области транспортировки нефти и нефтепродуктов по системе магистральных трубопроводов в Российской Федерации и за ее пределы, задача оперативного увеличения производительности трубопроводов решается с применением ПТП. Недостатком их применения, как уже было сказано ранее, является их высокая стоимость [4]. ПАО «Транснефть» в 2019 г. открыло завод по выпуску противотурбулентных присадок «Транснефть-Синтез» в особой экономической зоне (ОЭЗ) Алабуга, находящейся в Республике Татарстан. Производство рассчитано на годовой выпуск до 3 тыс. тонн ПТП с учетом возможности увеличения мощности до 10 тыс. тонн в год [8].

Российские компании закупают ПТП у американского производителя, однако завод в Татарстане позволит отказаться от покупок за рубежом. «Транснефть» планирует полностью обеспечить себя необходимыми объемами, а также продавать продукт другим компаниям на внешнем рынке [9].

Из-за многообразия числа факторов, влияющих на эффективность ПТП, в настоящее время для определения фактического эффекта от применения определенной ПТП на конкретном нефтепроводе необходимо проведение опытно-промышленных испытаний этой присадки и именно на этом трубопроводе. Планирование опытно-промышленных испытаний на нефтепроводе зависит от их целей. Программа и методика испытаний позволяет предотвратить нештатные ситуации на нефтепроводе, сделать процесс более предсказуемым, в дальнейшем облегчить оценку эффективности ПТП для данного трубопровода, а также получить необходимую информацию о влиянии присадки на работу магистрального нефтепровода.

При оценке результатов опытно-промышленных испытаний рассчитывается эффективность присадки, погрешность определения эффективности и анализируется изменение эффективности ПТП по длине испытываемого участка. Для практического использования целесообразно

определение среднего значения эффективности ПТП по длине от начала участка [11].

В табл. 1 приведены результаты расчета эффективности по результатам испытаний на одном из магистральных нефтепроводов Ду 350 [11].

Эффективность растет с увеличением концентрации присадки в перекачиваемой жидкости (по крайней мере, это утверждение справедливо для диапазона концентраций ПТП, используемых при применении ПТП на магистральных нефтепроводах и нефтепродуктопроводах [11]).

Помимо концентрации присадки на ее эффективность влияет целый ряд других факторов: это характеристика трубопровода (его протяженность, диаметр, шероховатость стенки трубы), свойства перекачиваемой жидкости (температура, содержание асфальтенов, растворимость ПТП в перекачиваемой жидкости), режим течения (число Рейнольдса, напряжение сдвига на стенке трубопровода) и др. [11].

Таблица 1 - Расчет эффективности ПТП по результатам испытаний на МН Ду350

№	Концентрация ПТП, ppm	Разность высотных отметок z1-z2, м	Давление, мПа				Потери давления на трение, мПа		Расход, м.куб/ч		Эффективность, %
			Исходный режим (без ПТП)		Режим с ПТП		Исходный режим (без ПТП)	Режим с ПТП	Исходный режим (без ПТП)	Режим с ПТП	
			Выход НПС -1	Выход КП	Выход НПС -1	Выход КП					
1	5,4	-92,2	3,43	0,37	3,43	0,37	2,26	2,25	231,3	261,7	22,1
2	10,2	-92,2	3,43	0,37	3,43	0,34	2,26	2,29	231,3	293,2	36,9
3	16,3	-92,2	3,43	0,37	3,44	0,34	2,26	2,29	231,3	317,7	46,1

Вывод (заключение)

Используя ПТП, стоит брать во внимание экономические параметры, которые компенсируют затраты на стоимость присадки, такими являются:

- снижения энергопотребления после ввода присадок, так можно компенсировать затраты при колебании стоимости на электроэнергию;
- снижения интенсивности ремонтов линейной части;
- уменьшения износа магистральных насосных агрегатов;
- уменьшение амортизационных отчислений на линейную часть [5].

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Балабуха А.В, Иншаков Р.С., Анисимова Е.Ю., Яснюк Т.И., Панасенко Н.Л., Вязкова Е.А. Аналитические методы оценки эффективности применения противотурбулентных присадок // Вестник Евразийской науки, 2018 №3.
2. Добровинский Д.Л., Фудашкина М.В. Повышение энергоэффективности путем оптимизации программы ввода противотурбулентной присадки (статья).
3. (Разработка методов энергоэффективной эксплуатации магистральных нефтепроводов на основе оптимизации технологических режимов: сайт. URL: https://www.gubkin.ru/diss2/files/Dissertation_barkhatov_AF.pdf).
4. Сергаев А.А. Оптимизация выбора технических решений для обеспечения требуемой производительности нефте- и нефтепродуктопроводов (статья).
5. Фудашкина М.В., Добровинский Д.Л. Повышение энергоэффективности магистрального нефтепровода и насосных агрегатов (статья).
6. Зверева В.А., Балабуха А.В. Применение полимерных добавок для повышения эффективности магистральных нефтепроводов(Статья).
7. (URL: <https://discoverrussia.interfax.ru/wiki/83/>).
8. (URL: <https://www.transneft.ru/newsPress/view/id/23791>).
9. (URL: <https://alabuga.ru/ru/news/news-block/863/#863>).
10. Коршак А.А., Нечваль А.М. Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов. Учебник для вузов /. — СПб.: Недра, 2008. — 488 с.
11. Лисин Ю.В., к.т.н. первый вице-президент ОАО «АК «Транснефть», г. Москва, Семин С.Л. к.т.н. доцент начальник отдела технологических расчетов и оценки эффективности работы магистральных нефтепроводов ООО «НИИ ТНН», Зверев Ф.С., к.т.н. начальник службы оценки эффективности методов снижения гидравлического сопротивления ООО «НИИ ТНН», г. Москва. Оценка эффективности противотурбулентных присадок по результатам опытнопромышленных испытаний на магистральных нефтепроводах (статья).

УДК 662.276

**МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ К
ТРАНСПОРТУ НА НЕФТЕГОРСКОЙ ДНС***П.А. Головкин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова**СамГТУ, Самара, Российская
Федерация, NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами предложена реконструкция Нефтегорской ДНС путем внедрения блока БР-10-У1 для подачи противотурбулентных присадок

Ключевые слова: Технологическая схема установки, блок подачи реагентов, противотурбулентная присадка.

Повышение энергетической эффективности, рациональное использование энергетических ресурсов и их экономия, а также совершенствование процесса управления энергосбережением при осуществлении всех видов производственной деятельности, снижение уровня затрат за счет рационального использования энергоресурсов и внедрения передовых инновационных энергоэффективных технологий является одним из наиболее перспективных направлений развития топливно – энергетического комплекса РФ.

Установка на Нефтегорской ДНС блока дозирования реагента БР-10-У1 и применение противотурбулентных присадок (ПТП) позволит снизить энергопотребление дожимной насосной станции и увеличить пропускную способность трубопроводов внешнего транспорта.

Более того, становится возможным отключение одного насоса и уменьшение частоты вращения роторов других насосов.

Понижение давления в трубопроводах внешнего транспорта при сохранении пропускной способности позволит повысить их эксплуатационную надежность.

Установка БР-10-У1 предназначена для автоматизированного приготовления рабочих растворов и дозированного ввода целого ряда жидких реагентов, включая и ПТП.

Технические характеристики установки приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Технические характеристики установки БР-10-У1

Параметры	Значение
Производительность насоса дозатора, $\text{дм}^3/\text{ч}$, не более	10
Рабочее давление, МПа, не более	10
Кинематическая вязкость дозируемой среды, $\text{м}^2/\text{с}$, не более	0,00085
Температура дозируемого реагента, $^{\circ}\text{C}$	от +20 до +60
Температура окружающего воздуха при эксплуатации, $^{\circ}\text{C}$	от -40 до +40
Объем технологической ёмкости реагента, м^3 , не более	1,3
Электропитание: - ток/ - напряжение, В/ - частота, Гц	Переменный / 380 / 220/ 50
Максимальная потребляемая мощность, кВт	12
Количество операций «перемешивание реагента», раз/сут	4
Продолжительность одного перемешивания, мин	30
Габаритные размеры, мм, не более: - длина / - ширина / - высота	3280 / 2300 / 2420
Масса установки, кг, не более	2150

Внешний вид установки БР-10-У1 приведен на рис.1.

Противотурбулентные присадки – специальные реагенты, использование которых снижает турбулентность в пристенной области нефтепровода, в результате чего уменьшается гидравлическое сопротивление линейной части и потери напора на трение.

Современные ПТП представляют собой в основном раствор или суспензию высокомолекулярного углеводородного полимера в растворителе (носителе).

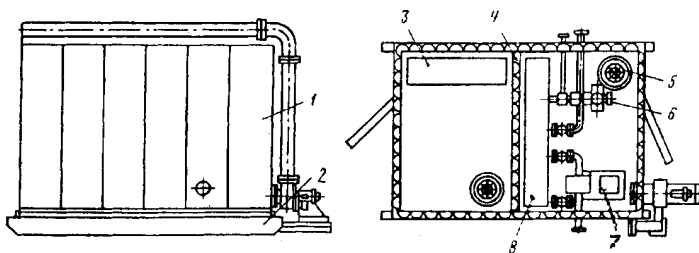


Рисунок 1 - Внешний вид установки БР-10-У1

1- Теплоизолированная будка, 2- Сварная рама, 3- Средства контроля и управления, 4- Герметичная перегородка, разделяющая блок на два отсека (технологическая и приборная), 5-Трубчатый электродвигатель, 6- Дозировочный насос, 7- Шестеренный насос, 8- Технологическая ёмкость.

В качестве реагента была выбрана присадка RTFLYDE-H, которая представляет собой полимер со сверхвысокой молекулярной массой, диспергированный в органических носителях.

Стандартный диапазон дозировок ПТП – от 5 до 50 г/т. Оптимальная дозировка устанавливается по результатам опытно-промысловых испытаний.

На Нефтегорской ДНС для привода насосов ЦНС 300-600 применяются электродвигатели ВАО 2-560 с характеристиками, представленными в таблице 2.

Параметры работы 2-х насосов без использования противотурбулентной присадки приведены в таблице 3.

Параметры работы 1 насоса с использованием противотурбулентной присадки приведены в таблице 4.

Таблица 2 - Характеристики электродвигателей ВАО 2-560

Тип двигателя	Мощность, кВт	Напряжение, В	Об/мин	КПД%
ВАО 2-560	800	6000	1500	95,7

Таблица 3 - Параметры работы насосных агрегатов без противотурбулентной присадки

Временной период	Потребление мощности, кВт
1 год	13 824 000,00

Таблица 4 - Параметры работы насосных агрегатов с противотурбулентной присадкой

Временной период	Потребление мощности, кВт
1 год	6 912 000,00

Технологическая схема Нефтегорской ДНС без БР-10 приведена на рисунке 2.

Технологическая схема Нефтегорской ДНС с БР-10 приведена на рисунке 3.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

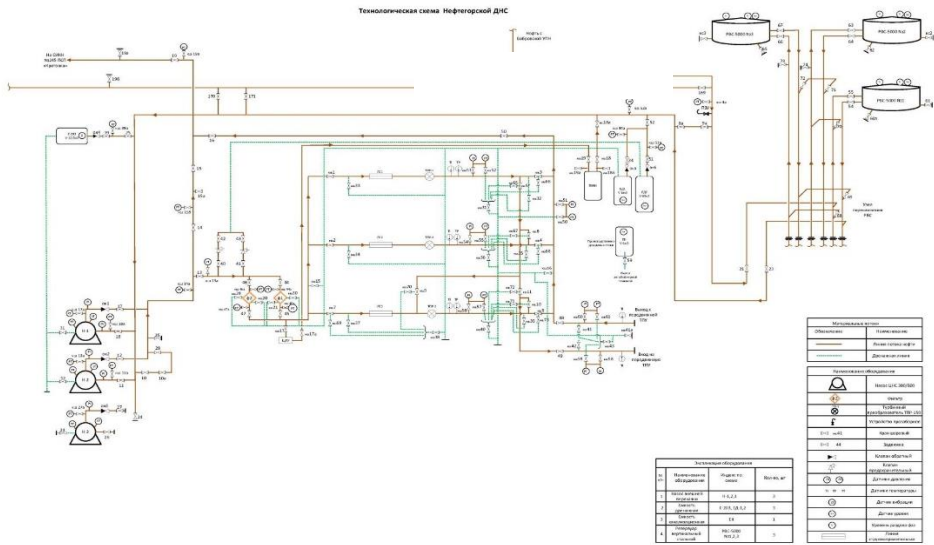


Рисунок 2 - Технологическая схема Нефтегорской ДНС без БР-10

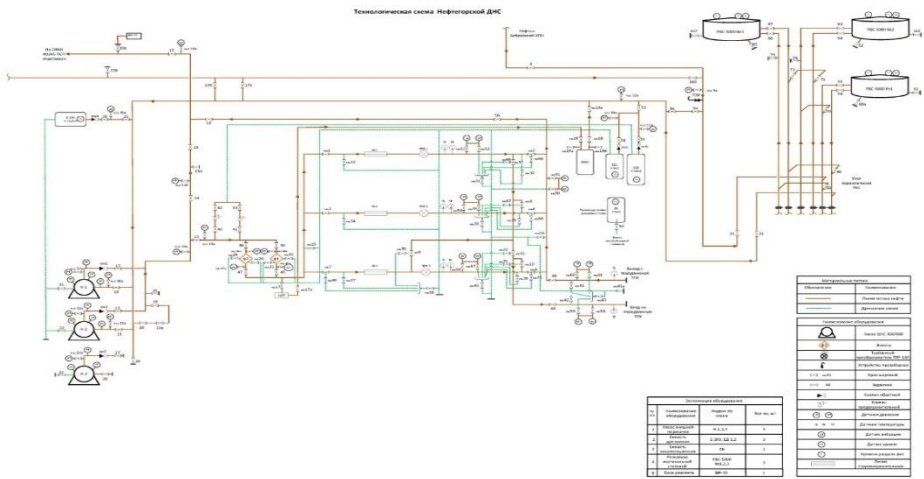


Рисунок 3 - Технологическая схема Нефтегорской ДНС с БР-10

УДК 662.276

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПО РЕКОНСТРУКЦИИ
РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКОВ НА ПРИМЕРЕ УПН РАДАЕВСКАЯ***А.А. Егармин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова**СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье проанализирована организация технической диагностики крупногабаритных РВС и предложен специализированный комплекс с программным обеспечением, позволяющий проводить полную диагностику без нарушения целостности защитного покрытия.

Ключевые слова: Техническая диагностика РВС, специализированный комплекс.

Большое значение для обеспечения надежной эксплуатации резервуаров, снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения имеет использование исправного резервуарного оборудования, правильного его монтажа и эксплуатации.

Особенностью работы стальных герметичных резервуаров является повышение давления в газовом пространстве от испарения нефтепродуктов при хранении и наполнении, а также увеличение вакуума при охлаждении и опорожнении [1, 2].

В случае неисправности дыхательных клапанов при повышении давления в газовом пространстве в верхних поясах и в крыше резервуаров часто образуются выпучены, а иногда и разрывы. При возникновении значительного вакуума в верхних поясах корпуса, перекрытиях и настилах крыши создаются значительные напряжения, которые могут привести к разрушению крыши и корпуса резервуара.

Экспериментальные и теоретические разработки научно-исследовательских и конструкторских организаций дали возможность создать и освоить выпуск новых более надежных в эксплуатации дыхательных и предохранительных клапанов, приемо-раздаточных устройств и другого резервуарного оборудования [3,4].

Для обеспечения условий надежной и безопасной работы системы трубопроводного транспорта нефти необходимо своевременное проведение и организация работ по технической диагностике её основных элементов [5, 6].

Крупногабаритные вертикальные стальные резервуары, являясь неотъемлемым звеном в технологической цепочке трубопроводного транспорта нефти, должны находиться в безотказном состоянии весь период эксплуатации.

Для этого в отечественных отраслевых регламентах определены сроки и объемы регулярного диагностического обследования РВС. В нормативно-технической документации (НТД) [1] определена периодичность (для РВС со сроком эксплуатации менее и более 20 лет) и объем (частичная, полная) проведения обязательной технической диагностики резервуаров.

В табл. 1 обобщены сведения о периодичности проведения диагностики РВС.

Анализируя требования НТД, можно сделать вывод, что проведение полной технической диагностики резервуара осуществляется с периодичностью не менее одного раза в десять лет, а частичной – одного раза в пять лет. Существующие объемы диагностирования резервуаров заставляют задуматься о технико-экономическом аспекте проведения данных работ [7].

Выполнение полной технической диагностики включает в себя: визуальный измерительный контроль (ВИК), ультразвуковую толщинометрию (УЗТ), ультразвуковое сканирование (УК), магнитный контроль (МК), радиографический контроль (РК), акустико-эмиссионный контроль (АЭК) и др.

Согласно [8], до 80 % затрат на проведение полного диагностического обследования РВС связано с работами по снятию и восстановлению антикоррозионного покрытия.

Однако развитие методов проведения неразрушающего контроля, привело к появлению современного оборудования с новейшим программным обеспечением позволяющем проводить диагностику резервуаров без снятия защитного покрытия с заданной точностью и качеством согласно НТД.

Таблица 1 - Периодичность проведения технической диагностики вертикальных стальных резервуаров.

Срок эксплуатации	Частичная техническая диагностика	Полная техническая диагностика
До 20 лет	Один раз в пять лет после строительства, последней диагностики или ремонта	Один раз в 10 лет после последнего ремонта или через пять лет после частичной технической диагностики
Более 20 лет	Один раз в четыре года после последней диагностики или ремонта	Один раз в восемь лет после последнего ремонта или через четыре года после частичной технической диагностики

На рис. 1 представлен резервуар с зачищенными участками околошовных зон.

Также на фотографии реального объекта – РВС-10000 Радаевской УПН, отражен процесс восстановления антикоррозионного покрытия (АКП).

Авторами предлагается технический комплекс, состоящий из специализированного оборудования и программного обеспечения, позволяющий проводить полную техническую диагностику вертикальных стальных резервуаров без нарушения целостности защитного покрытия.

В рамках данного комплекса интегрируются системы акустической эмиссии «Disp» и «Samos» с предусилителями и преобразователями «РАС», ультразвуковая измерительная установка с технологией фазированных апертурных решеток (ФАР) «OmniScan», магнитный диагностический комплекс Интрокор М150.



Рисунок 1 - PVC-10000 Радаевской УПН с зачищенными участками

Также используется стандартное оборудование, применяемое при диагностике PVC со снятием покрытия: толщиномер ультразвуковой NDT MG2/D799 «Panametrics», УЗ установка «Сканер», толщиномер магнитный MT2007, дефектоскоп электроискровой «Крона 2-И», рентген-аппарат «Арина-5».

Акустико-эмиссионный комплекс позволяет выявить наличие дефектов в металле стенки резервуара благодаря применению многоканальных систем, обеспечивающих одновременную регистрацию и обработку параметров АЭ сигналов и их форм. Метод регистрации звуковых импульсных волн, излучаемых металлическими конструкциями при нагружении, позволяет осуществлять локацию источников АЭ в местах стенки PVC, недоступных для традиционных методов контроля. Это позволяет определять дополнительные участки аномалий, которые необходимо проанализировать следующим этапом другими физическими методами для уточнения координат, оценки размеров дефектов и т.д.

Использование оборудования на основе технологии ФАР (УЗ–дефектоскоп «OmniScan MX2») позволяет производить управление амплитудой и фазой импульсов возбуждения отдельных пьезоэлементов в многоэлементном преобразователе. Возбуждение пьезоэлементов осуществляется таким образом, что дает возможность управлять параметрами ультразвукового луча: углом, фокусным расстоянием, размером фокусного пятна посредством компьютерной программы.

Применение технологии ФАР за счет плотного пучка УЗ-излучения позволяет обеспечить высокую точность поиска аномалий и дефектов в металле при наличии защитного покрытия.

На рис. 2–3 представлены схемы проведения УЗ-дефектоскопии с технологией ФАР, а также выходные сигналы при сканировании днища РВС.

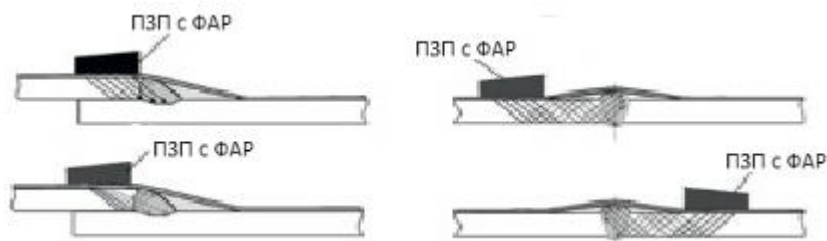


Рисунок 2 - Схема проведения УЗ-дефектоскопии с применением ФАР

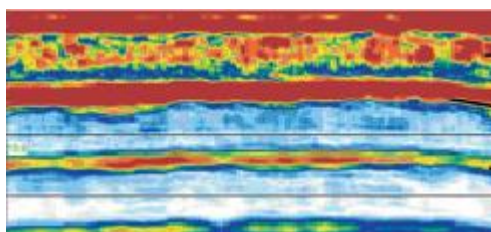


Рисунок 3 - УЗ-сканирование днища РВС с защитным покрытием методом фазированных апертурных решеток

Для выявления дефектов сплошности металла днища и окрайки, коррозионных и усталостных трещин, каверн, язв, питтинговых дефектов со стороны гидрофобного слоя предлагается использовать комплекс, состоящий из магнитного дефектоскопа ИНТРОКОР М150 и программного продукта Wintrosog, позволяющего проводить интерпретацию данных диагностирования [2]. В основе работы дефектоскопа заложен метод регистрации магнитных полей рассеяния от дефектов (MFL-метод) при намагничивании днища [3]. Считывание магнитного рельефа осуществляется путем сканирования магнитного поля с помощью многоэлементного преобразователя. Учитывая факт, что контроль осуществляется без снятия АКП, метод позволяет осуществлять 100 % контроль дефектов, остаточной толщины листов металла, а также защитного покрытия без пропусков и «мертвых зон». Также с применением

данного комплекса возможно определение местоположения, размера дефекта и нанесение на общую «карту» днища в автоматическом режиме.

В табл. 2 приведены возможности технологий АЭ, УЗК и магнитного контроля при диагностике РВС без снятия защитных покрытий. Интеграция данных методов в рамках одного комплекса позволит проводить техническую диагностику РВС в объеме, предписанном НТД [1], и с качеством, не уступающим традиционному методу с зачисткой резервуара.

Авторами на основе данных проведенного апробирования комплекса проанализирована экономическая эффективность использования метода диагностики без снятия защитного покрытия.

Для организации-заказчика стоимость выполнения технической диагностики снижается на величину от 5 до 9 раз в зависимости от типоразмера РВС. Это следствие того, что необходимость в выполнении наиболее затратных операций по снятию и восстановлению АКП с применением предложенного метода отсутствует.

Таблица 2 - Возможности различных физических методов при диагностировании РВС

№ п/п	Операция	АЭ	УЗК	МК
1	Контроль 100% площади стенки/днища	+	-	-
2	Выявление внутренних и наружных дефектов	+	+	+
3	Определение местоположения дефектов (внутр/наруж)	-	+	+
4	Определение координат дефектов	-	+	+
5	Оценка размеров дефектов	-	+	+
6	Определение остаточной толщины металла	-	+	+
7	Оценка толщины АКП	-	+	+

На рис. 4 приведена диаграмма сравнения стоимости проведения полного диагностического обследования традиционным (со снятием АКП) и инновационным (без снятия АКП) методом в ценах (2014 г.) для наиболее распространенных в РФ резервуаров: РВС-5000, 10000, 20000.



Рисунок 4 - Сравнение стоимости проведения комплексной диагностики РВС для заказчика традиционным и инновационным методами

Выводы

1. Предложен диагностический комплекс, позволяющий с использованием акустико-эмиссионного, магнитного и ультразвукового методов проводить комплексную диагностику металлоконструкций РВС различных типоразмеров без снятия защитного антикоррозионного покрытия в объеме и с точностью, предписанными действующей нормативной документацией.
2. Под руководством и при непосредственном участии авторов выполнена полная техническая диагностика резервуара РВСПК-100000. Опытно-производственная апробация комплекса позволила подтвердить эксплуатационную пригодность предложенного комплекса и методики для диагностирования реальных промышленных объектов.
3. Обоснована техническая и экономическая эффективность технологии проведения полной технической диагностики вертикальных стальных резервуаров без снятия антикоррозионного покрытия.
4. Представлено сравнение технико-экономических показателей проведения диагностики традиционным (со снятием защитного покрытия) и инновационным методами (без снятия защитного покрытия).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Аполонов И. В. Надежность и эффективность в технике: справочник в 10 т. Т.7. качество и надежность в производстве. – М.:Машиностроение, 1989.280 с.
2. Березин В. Л. Прочность и устойчивость резервуаров и трубопроводов/ Березин В. Л., Шутов В. Е. – М.:Недра, 1971. – 141 с.
3. Богданов Е. А. Основы технической диагностики нефтегазового оборудования. - М: Высшая школа, 2006 - 280 с.
4. Болотин В. В. Прогнозирование ресурса машин и конструкций/ Болотин В. В. – М.: машиностроение,1984. – 132 с.
5. Васильев Г. Г. Напряженно-деформированное состояние резервуаров, находящихся в эксплуатации/ Васильев Г. Г., Лежнев М. А., Леонович И. А., Сальников А. П.// Трубопроводный транспорт: теория и практика. – 2015. №6(52).с 41-44
6. Гайсин Э. Ш., Гайсин М. Ш. Современное состояние проблем обеспечения надежности резервуаров для нефти и нефтепродуктов. Обзор существующих в России решений задач обеспечения надежности резервуаров//Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья.-Уфа:2016
7. Гайсин Э. Ш. Обеспечение надежности технической системы РВС: дис. на соиск. уч. степ. канд. тех. наук.: защищена 2012 г./ Гайсин Эмиль Шамилевич.-Уфа:2012 – 146 с.
8. Галеев В.Б. Аварии резервуаров и способы их предупреждения/ В.Б. Галеев, Д.Ю. Гарин, О.А. Закиров, Ю.А. Фролов, Р.А. Байбурин, М.Р. Шарафиев. - Уфа: ГУП «Уфимский полиграфкомбинат». 2004. - 164 с.

УДК 662.276

**МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПОДГОТОВКИ ПРОДУКЦИИ
СКВАЖИН НА ПОКРОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ***Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, С.А. Канищев**СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обоснована и предложена модернизация технологической схемы Покровской УПСВ Самарской области с целью повышения её энергоэффективности и энергосбережения.

Ключевые слова: Технологическая схема, модернизация, энергосбережение, энергоэффективность.

На сегодняшний день на Покровском месторождении Самарской области особенно актуальна проблема модернизации технологических установок подготовки добытой продукции до требований нормативных документов.

К любой модернизации системы подготовки продукции скважин предъявляются жесткие требования повышения энергоэффективности и энергосбережения [1].

В настоящее время на Покровскую УПСВ поступает продукция, содержащая до 33 % масс. твердых парафинов, что при невысоких устьевых температурах (до 30 °С) доставляет немало дорогих стоящих проблем даже при обводненности свыше 90 % об.

Сброшенная вода (остаточная обводненность находится на уровне 10 – 15% об.) закачивается в продуктивные пласты для целей ППД целого ряда месторождений, а частично обезвоженная нефть откачивается для окончательной подготовки на ЦПС.

Модернизировать подобную схему можно двумя путями.

С одной стороны, в технологический процесс УПСВ предлагается внедрение двух теплообменников подогрева пластовой воды ТО-2/1 и ТО-2/2.

Проектируемые теплообменники ТО-2/1 и ТО-2/2 предназначены для нагрева пластовой воды после КНС-1,2 до температуры 55-60 °С, обеспечивающей повышение температуры пласта и снижение парафиноотложения в системе добычи и транспорта нефти.

С другой стороны, в технологический процесс УПСВ предлагается внедрение теплообменников подогрева водонефтяной эмульсии ТО-1/1 и ТО-1/2.

В настоящее время для подогрева выходящей из НО-1 нефти предусмотрена подача в поток острого пара. Данный метод является наиболее распространенным (пар подается непосредственно в продукт). Его отличает относительная простота и ряд недостатков:

- необходимость в больших человеческих и технологических ресурсах;
- отсутствие возможности регулировки температуры продукта;
- проблема возврата водяного конденсата, неизбежно образующегося при использовании пара;
- опасность высокой температуры для персонала;
- низкий коэффициент полезного действия;
- необходимость в получении большого количества пара (влечет дополнительные затраты).

Именно для устранения данных минусов вводятся в эксплуатацию теплообменники подогрева водонефтяной эмульсии ТО-1/1 и ТО-1/2.

Проектируемые теплообменники ТО-1/1 и ТО-1/2 предназначены для нагрева нефти обводненностью до 10%, поступающей со стадии предварительного сброса, до температуры 55 °С, обеспечивающей стадию глубокого обезвоживания в отстойнике НО-2.

Внедрение данного оборудования приведет к колоссальной экономии такого ценного ресурса, как производственный пар, к ускорению процессов, происходящих в НО-2 и, следовательно, к повышению КПД всего производства.

Соответствующие изменения в технологической схеме УПСВ приведены на рис. 1 и 2.

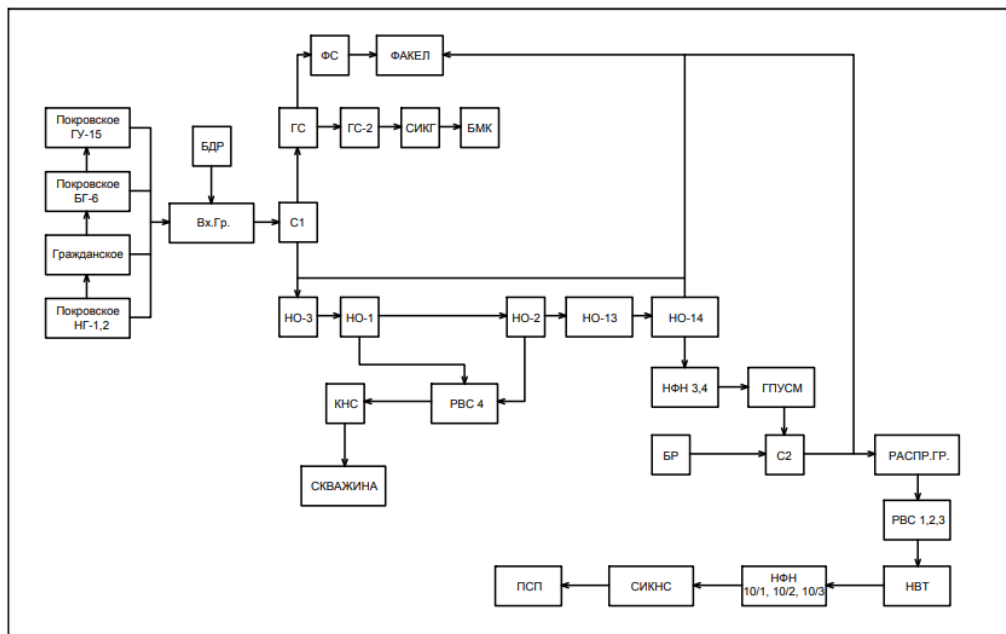


Рисунок 1 - Схема УПСВ до внедрения теплообменного оборудования.

1. Покровское: (ГУ-15, БГ-6, НГ-1,2) – Покровское месторождение;
 2. Гражданское – Гражданское месторождение; 3. БДР – Блок дозировки реагента;
 4. ВХ.ГР – Входная гребенка; 5. ГС / ГС2 – Газосепаратор; 6. СИКГ – Система измерения количества газа;

7. НО (3,1,2,13,14) – Нефтеотстойники; 8. Факел – Факельная система;
 9. БМК – Блочно-модульная котельная; 10. С1 / С2 – Нефтегазосепаратор;
 11. ПСП – Приема сдаточный пункт; 12. ГПУСМ – Гидроциклон;
 13. СИКНС – Система изменения количества качества сырой нефти;
 14. НФН – Насосы; 15. НВТ – Насосная внешнего транспорта.

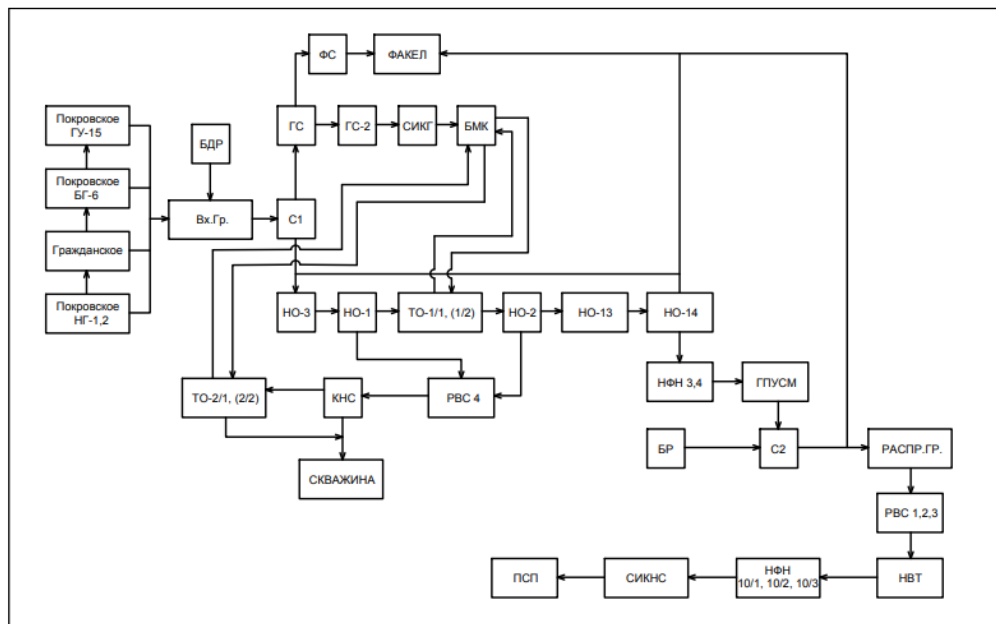


Рисунок 2 - Схема УПСВ после внедрения теплообменного оборудования

1. Покровское: (ГУ-15,БГ-6, НГ-1,2) – Покровское месторождение; 2. Гражданское – Гражданское месторождение; 3. БДР – Блок дозирования реагента; 4. ВХ.ГР – Входная гребенка; 5. ГС / ГС2 – Газосепаратор; 6. СИКГ – Система измерения количества газа;

7. НО(3,1,2,13,14) – Нефтеотстойники; 8. Факел – Факельная система; 9. БМК – Блочно-модульная котельная; 10. С1 / С2 – Нефтегазосепаратор; 11. ПСП – Приема сдаточный пункт; 12. ТО 1/1,1/2 – Теплообменники подогрева водонефтяной эмульсии; 13. ТО 2/1,2/2 – Теплообменники подогрева пластовой воды; 14. ГПУСМ – Гидроциклон; 15.СИКНС – Система изменения количества качества сырой нефти; 16. НФН – Насосы; 17. НВТ – Насосная внешнего транспорта.

Схемы предлагаемых к внедрению теплообменников приведены на рис.3 и 4.

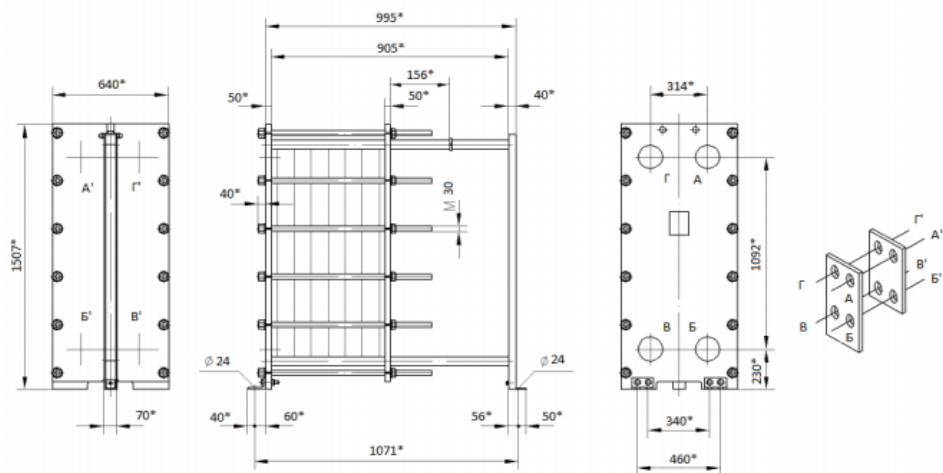


Рисунок 3 - Схема теплообменника для подогрева водонефтяной эмульсии.

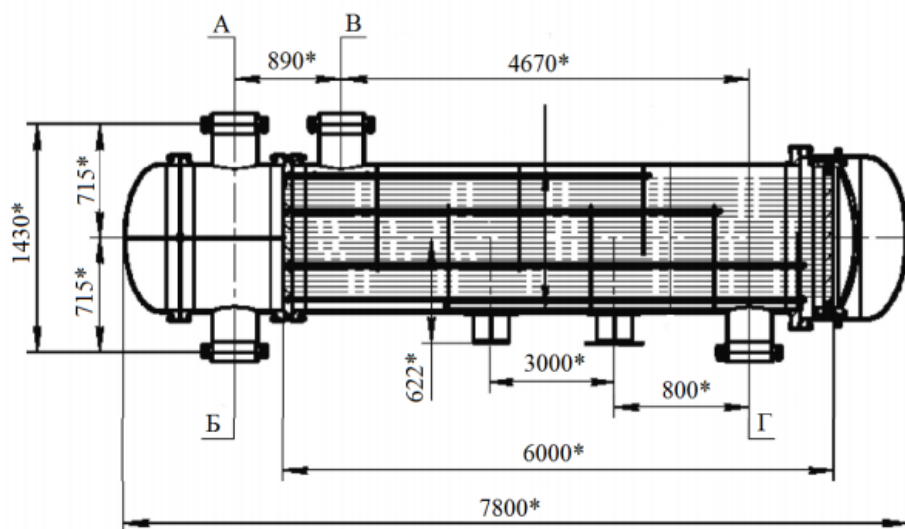


Рисунок 4 - Схема теплообменника для подогрева пластовой воды

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Г.С. Лутошкин. Сбор и подготовка нефти, газа и воды.- М.: Альянс, 2014г.- 320с.

УДК 662.276

**ВНЕДРЕНИЕ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ
РЕКОНСТРУКЦИИ ПОКРОВСКОЙ УПСВ САМАРСКОЙ
ОБЛАСТИ***М.В. Касьянов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова**СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обоснована и предложена к внедрению новая энергосберегающая технология при реконструкции Покровской УПСВ.

Ключевые слова: Шурф, предварительный сброс пластовых вод.

В настоящее время нерациональное сжигание нефтяных попутных газов (НПГ) в факелах является достаточно распространенным явлением в нефтяной промышленности.

Внедрение в жизнь Указа Президента РФ о 95 % полезной утилизации ПНГ продвигается недостаточно быстро.

Поэтому представляло интерес проанализировать состояние этой проблемы на одной из реконструируемых установок Самарской области.

В качестве объекта исследования была выбрана УПСВ Покровская, где строится рекуператорная установка.

После её запуска НПГ будут сжигаться не на факеле, а в рекуператоре; полученное при этом тепло совместно с теплом выработанным на БМК будет использоваться для подогрева продукции на УПСВ в нефтеотстойниках, РВС, сепараторах и т.д.

Это позволит уменьшить затраты и увеличить КПД производства.

На УПСВ «Покровское» сжигается в год до 7.3 миллион м³. Все это сжигается на факельной установке, не смотря на постановление Правительства РФ от 08.11.2012 N 1148 о выбросах в атмосферу сжигаемых газов.

Именно поэтому предлагается включить данное оборудование в технологический процесс УПСВ «Покровское».

Существующая схема Покровской УПСВ приведена на рис.1.

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

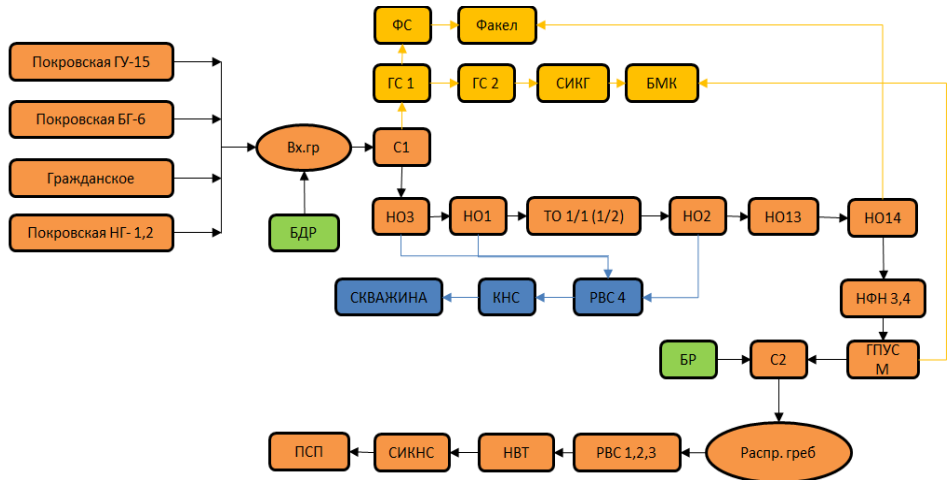


Рисунок 1 - Схема Покровской УПСВ до реконструкции

Нефтяная эмульсия приходит с «Покровского» и «Гражданского» месторождения.

Основное отделение газа поступает с ГОС-1, НО-14 и С-2. Часть идет на БМК, но основное количество направляется на факел. Именно поэтому на УПСВ «Покровское» предлагается построить рекуператор.

Реконструированная схема Покровской УПСВ приведена на рис.2.

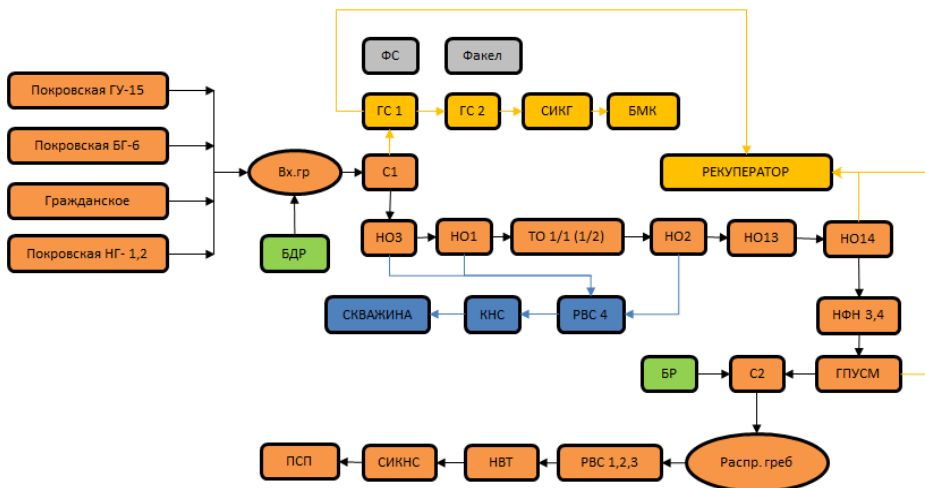


Рисунок 2 - Схема Покровской УПСВ после реконструкции

В технологическом процессе изменяется путь попутного газа и оборудование. Факельное хозяйство будет выведено в резерв. Рекуператор будет сжигать весь необходимый газ, и обеспечивать производство столь необходимым теплом.

УДК 662.276

**АНАЛИЗ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ В ОБОРУДОВАНИИ
СОФЬИНСКО – ДЗЕРЖИНСКОЙ УПСВ**

М.А. Нефедов, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье проанализированы причины осадконакопления в оборудовании Софьинско – Дзержинской УПСВ, определен их состав и намечены пути борьбы с этим явлением.

Ключевые слова: Осадконакопление, оборудование, УПСВ.

Осадкообразование - одна из главных проблем, которая встречается на нефтяных промыслах.

Многие нефтегазовые компании имеют хорошо развитую систему борьбы с тем или иным видом осадкообразования, но не все схемы и методы являются эффективными.

Неэффективность приемов связана с разнообразной природой отложений, которые зачастую являются уникальными.

Так на УПСВ «Софьинско-Дзержинская» ЦППН №6 УППН АО «Самаранефтегаз» с 2018 года существует проблема образования отложений твердого осадка, которая влечет за собой ряд крайне негативных последствий, как экономических, так и технологических, и экологических.

Данный осадок имеет кристаллическую структуру, в разрезе отчетливо просматриваются наслоения, при свете виднеется блеск кристаллов.

Внешний вид образцов осадка представлен на рис.1.

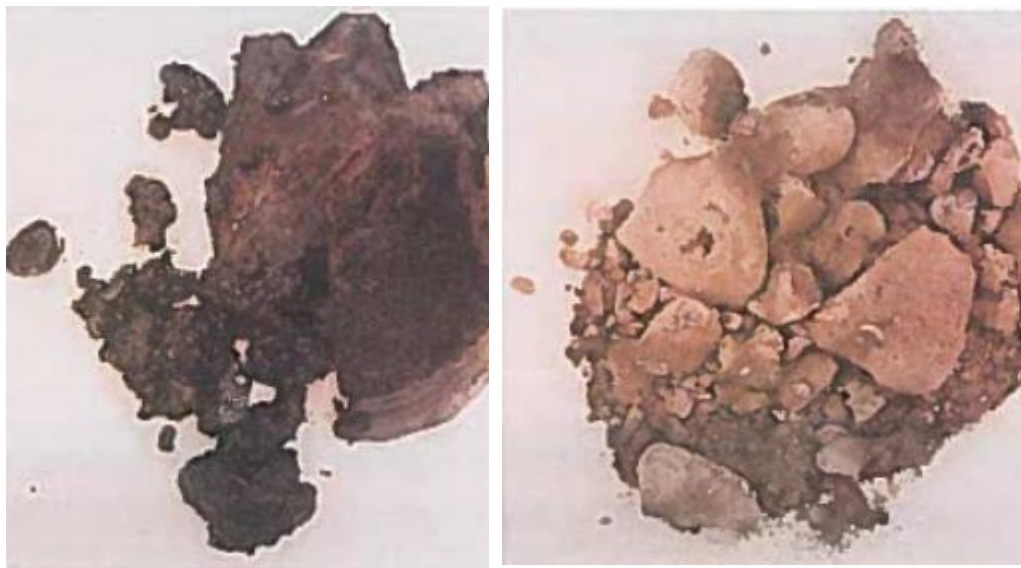


Рисунок 1 - Внешний вид образцов осадка с нагнетательной линии насосного агрегата

Были произведены лабораторные испытания (табл.1.) образца в соответствии с Методическими указаниями Компании «Химическая обработка призабойных зон пласта добывающих скважин» №П1-01,03 М-0016, приложение №2 «Определение состава кольманта и выбор реагента при планировании химической обработки скважины. Тесты на качество и совместимость кислот со скважинной жидкостью».

На УПСВ применяются центробежные насосы секционные различной производительности. Рабочие колеса насосных агрегатов полностью покрываются осадком, который снижает производительность насоса на 60-70% (рис.2).

И это насос, наработка которого составила всего 10 суток.

Был разработан перечень мероприятий, направленный на борьбу с образованием осадков:

1. Остановить скважину №302 Софинско-Дзержинского месторождения на срок 14 суток.
2. Организовать подачу реагента в затрубное пространство скважины №106 Софинско-Дзержинского месторождения с одновременной подачей хим. реагента в систему сбора.

3. Организовать покрытие рабочих органов насоса полимерным составом.
4. Монтаж турболизатора потока диаметром 150мм с фланцевым креплением
5. Монтаж БДР на УПСВ

Таблица 1 - Состав осадка с нагнетательной линии насосного агрегата

Содержание воды, %	АСПО, %	Карбонаты, %	Некарбонатные компоненты, %	Компоненты, растворимые в глинокислоте, %	Компоненты, не растворимые в кислотах и растворителях, %	Наличие полимеров
18,14	13,67	2,31	31,95	2,35	31,59	Отсутствует

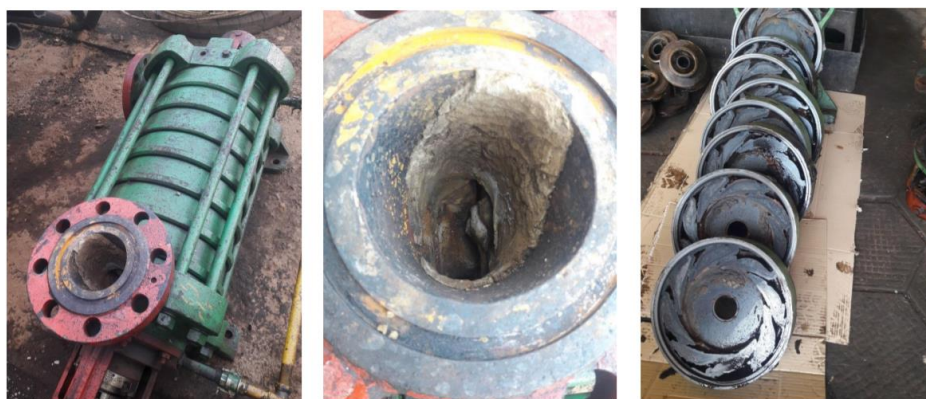


Рисунок 2 - Внешний вид разобранного насоса ЦНС 60х330

После анализа предлагаемых мероприятий было выбрано самое подходящее – покрытие рабочих органов насоса полимерным покрытием. Был произведен разбор рабочих органов насоса и рабочие колеса, направляющие аппараты, крышки были покрыты полимерным покрытием (рис.3).



Рисунок 3 - Внешний вид деталей насоса после нанесения полимерного покрытия

Наработка насосного агрегата увеличилась до 55 суток, разбор и осмотр внутренностей насоса показал, что рабочие органы чистые и имеют лишь незначительные отложения (рис.4), которые обладают низкой адгезией к поверхности покрытия.

Но основной причиной потери производительности является то, что напорная и всасывающая крышка не были покрыты полимерным покрытием (рис.5).



Рисунок 4 - Внешний вид деталей насоса с полимерным покрытием



Рисунок 5 - Отложения на напорной крышке насоса без полимерного покрытия

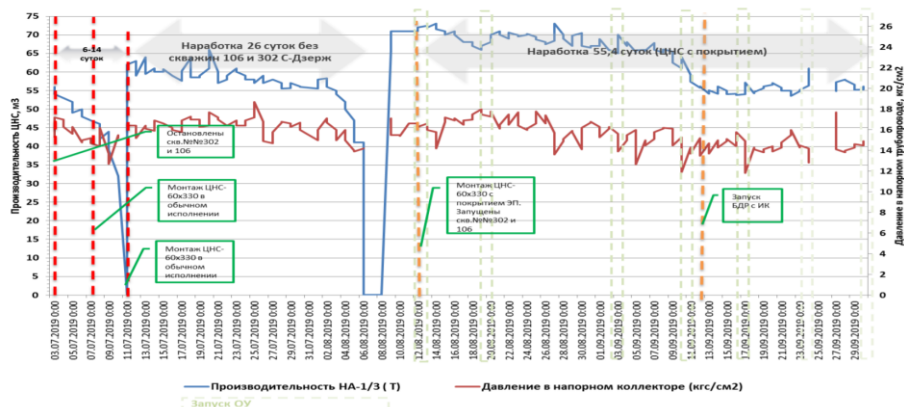


Рисунок 6 - Нарботка ЦНС 60x330(НА-1/3)

УДК 662.276

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА ПОПУТНОГО ГАЗА НА ВАХИТОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, А.Н. Полухин

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. Обоснована и предложена реконструкция схемы сбора попутного газа на Вахитовском месторождении с целью повышения её энергоэффективности и энергосбережения.

Ключевые слова: схема сбора, реконструкция, энергосбережение, энергоэффективность.

Вопросы, связанные с использованием и утилизацией ПНГ актуальны для всех нефтедобывающих стран, но в России эта проблема стоит наиболее серьезно, так как по данным Всемирного Банка она находится в числе лидеров среди стран с самыми высокими показателями сжигания ПНГ на факелах.

Существуют три наиболее распространенных способа использования попутного нефтяного газа, как альтернатива сжиганию на факелах.

Первый, это закачка ПНГ в нефтеносные пласты для повышения нефтеотдачи или для возможного сохранения его как ресурса на будущее.

Второй, это использование попутного нефтяного газа в качестве топлива для электрогенерации и нужд предприятия на местах нефтедобычи.

Третий, это переработка ПНГ т.е. его использование в качестве сырья для газонефтехимии.

Экологическая безопасность и охрана окружающей среды входят в число приоритетов и основных направлений работы АО «Оренбургнефть» и в рамках реализации целевой газовой программы, которая способствует снижению техногенной нагрузки на окружающую среду, улучшению экологической обстановки в регионах добычи, рациональному использованию ПНГ, была введена в эксплуатацию Вахитовская газокompрессорная станция (ГКС).

Назначение Вахитовской компрессорной станции - подготовка и транспорт попутного нефтяного газа Вахитоского месторождения с целью его дальнейшей переработки на Загорской установке комплексной подготовке нефти и газа (УКПНиГ).

Производительность ГКС - 284,7 млн. м³/год. Режим работы непрерывный, круглогодичный, не менее 360 дней в году.

На рисунке 1 приведена принципиальная схема Вахитовской ГКС.

Нефтяной газ 1 и 2 степени сепарации нефти с установки подготовки нефти (УПН) поступает на приём компрессоров, проходя через газовый сепаратор.

После компримирования, пройдя охлаждение посредством аппаратов воздушного охлаждения (АВО), газ поступает в газовый сепаратор.

Из сепаратора скомпримированный газ с давлением 2,5-2,8 МПа подаётся на Загорскую УКПНиГ по трубопроводу протяженностью 105 км.

Такая схема сбора и компримирования ПНГ не требует специфического дорогостоящего оборудования так как основана на классических технологических решениях. В то же время у данной схемы есть существенные недостатки, ибо качество подготовки газа и объем выработки жидких углеводородов зависит от температуры окружающей среды в связи с недостаточным охлаждением на ГКС (особенно в летний период). Конденсация паров легких углеводородов продолжается в трубопроводе. Выпавший жидкий конденсат ШФЛУ (широкая фракция лёгких углеводородов) образует пробки, снижая пропускную способность трубопровода. Для освобождения внутренней полости трубопровода от ШФЛУ проводят поршневание.

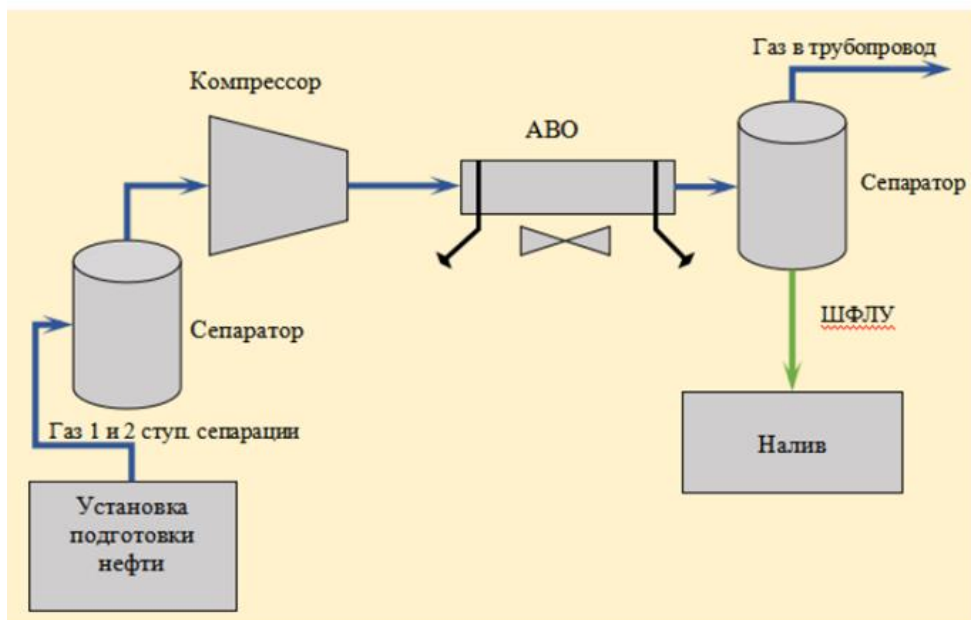


Рисунок 1 - Принципиальная схема Вахитовской ГКС

Для ухода от обозначенной проблемы, предлагается провести реконструкцию охлаждения компримированного газа, путём включения в схему (рис.2) подготовки аппарата охлаждения попутного газа.

Функционирование системы с применением АОПГ не зависит от сезона и позволяет в летний период существенно улучшить качество подготовки газа для транспортировки по газопроводу, снизить потери ШФЛУ и уменьшить загрязнение воздушной среды.

Принципиальная схема АОПГ приведена на рисунке 3.

На АВО хладоносителем служит окружающий воздух, а в теплообменнике - этиленгликоль, который охлаждается в блок-боксе компрессорно-испарительного агрегата холодильной машины с помощью драйкуллеров до минус 5°C и переносит холод через Т-2 на подготавливаемый газ.

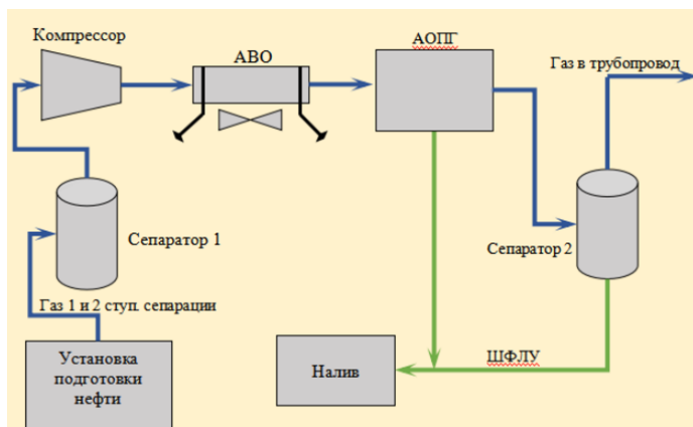


Рисунок 2 - Принципиальная схема Вахитовской ГКС после реконструкции

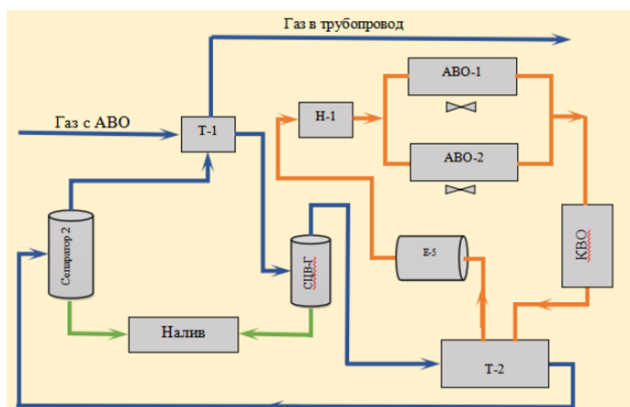


Рисунок 3 - Принципиальная схема АООГ

— линия ШФЛУ; — попутный нефтяной газ (ПНГ);

— линия этиленгликоля; Т-1 - Теплообменник кожухопластинчатый «газ-газ» SVEGA SHELL; Т-2 - Теплообменник кожухопластинчатый «газ-гликоль» SVEGA SHELL; Е-5 - Блок емкостного аппарата промежуточного теплоносителя; КВО - Блок-бокс компрессорно –испарительный GSE D 6125 07 SP EEX; АВО-1,2 - аппарат воздушного охлаждения АВО-28; СЦВГ- вертикальный центробежный газовый сепаратор.

Для предотвращения образования гидратов на установке применяются ингибиторы гидратообразования (метанол, сангит и др.)

После охлаждения теплообменнике газ поступает в газовый сепаратор, где происходит разделение потока ШФЛУ и газ. Газ направляется в трубопровод, а ШФЛУ – на налив, для перевозки

автотранспортом, для переработки на Шкаповское газоперерабатывающее предприятие (ГПП), где из него получают сжиженный углеводородный газ и газовый бензин. Доставка ШФЛУ с ГКС на ГПП автомобильным транспортом давно освоена и не зависит от погодных условий.

Работа установки позволит решить проблему выпадения углеводородов при транспортировке ПНГ в газопроводе «Вахитовская ГКС – Загорская УКПНГ» и способствует снижению затрат на обслуживание газопровода, экономический эффект при этом с учетом роста производственных мощностей за 15 лет составит более 322 млн рублей. Производительность установки — более 250 млн. м³/год. С ее помощью удастся увеличить выработку ШФЛУ с 8 тонн в сутки до 20-22 т/сутки.

Это позволит в 2-2,5 раза увеличить уровень использования попутного нефтяного газа на Вахитовском месторождении, даст возможность загрузить мощности Шкаповского ГПП на 8 тысяч тонн ШФЛУ в год.

УДК 662.276

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН НА МУХАНОВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Д.А. Пономарев, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обоснована и предложена замена старых стальных труб системы сбора Мухановского месторождения Самарской области на ГПМТ с целью резкого увеличения сроков их эксплуатации и снижения потерь давления на трение.

Ключевые слова: Стальные трубопроводы, система сбора, ГПМТ.

Принятая на сегодняшний классификация допустимых сроков эксплуатации трубопроводов системы сбора продукции скважин жестко регламентирует временные интервалы, согласно которых трубопроводы, прослужившие до трех лет, считаются новыми, прослужившие от трех до десяти лет считаются коммуникациями со средним сроком эксплуатации, трубопроводы, прослужившие более десяти лет, считаются старыми и подлежащими замене [1].

В качестве примера в таблице 1 представлен типичный перечень трубопроводов системы сбора продукции скважин Мухановского месторождения Самарской области, подлежащих замене.

Таблица 1 - Сведения о трубопроводах

Наименование трубопровода или участка	Назначение объекта	Параметры трубопроводов		Материал трубы	Год ввода в эксплуатацию
		Диаметр, толщина стенки, мм	Длина, м		
Скв.283 - АГЗУ-38С	Выкидная линия	114х6	440	Ст.20	1993
Скв.817 - АГЗУ-15С	Выкидная линия	114х7	402	Ст.20	1989
Скв. 86 – врезка АГЗУ-51	Выкидная линия	114х7	1542	Ст.10	1987

Таким образом, на Мухановском месторождении наблюдается существенное превышение сроков эксплуатации целого ряда действующих трубопроводов.

Подобная ситуация определяется целым набором факторов начиная от естественного износа труб, приводящего к уменьшению толщины стенки трубопровода, кончая снижением прочностных характеристик и усталостного разрушения.

Таким образом, на ежегодный контроль реального состояния трубопроводов системы сбора продукции скважин, отслуживших свой нормативный срок, тратятся существенные финансовые, материальные и людские ресурсы.

Поэтому вопрос о продлении сроков эксплуатации промысловых трубопроводов на Мухановском месторождении приобрел крайне актуальное значение.

Было решено заменить стальные отслужившие свой нормативный срок трубопроводы системы сбора продукции скважин на ГПМТ [2,3].

В Самарской области накоплено немало отличных примеров применения ГПМТ для транспортирования продукции скважин с высоких процентов обводненности, что как раз актуально для Мухановского месторождения.

На принятие подобного решения существенно повлияло резкое увеличение затрат на ремонтные работы стальных трубопроводов с продленным сроком эксплуатации.

Более того, в трубопроводах с продленным сроком эксплуатации наблюдается существенное уменьшение свободного просвета в следствии многочисленных отложений на внутренних стенках самой различной природы. В результате, потери давления резко возросли, а пропускная способность упала до критических величин.

Поэтому представляло особый интерес сопоставить потери давления на трение в старых стальных трубопроводах и новых ГПМТ, идущих им на замену.

Для этого был выполнен гидравлический расчет старой стальной выкидной линии со следующими параметрами:

1. Длина участка трубопровода, $L=1500\text{м}$;
2. Внутренний диаметр трубопровода, $D_{\text{вн}}=0,14\text{м}$;
3. Расход смеси на участке, $Q=24,07 \times 10^{-4} \text{м}^3/\text{с}$;
4. Абсолютная шероховатость, $\ell = 1,5 \times 10^{-3} \text{м}$;

В трубопроводе движется водонефтяная эмульсия и газ. Течение раздельного типа. Поэтому при осуществлении расчета газовой фазой можно пренебречь.

Экспериментально найденные параметры вязкости и плотности эмульсии типа нефть-вода указаны в таблице 2.

Таблица 2 - Параметры эмульсии

Динамическая вязкость протекающей эмульсии, Па · с	$1,15 \cdot 10^{-2}$
Плотность эмульсии, кг/м ³	1171,5
Кинематическая вязкость эмульсии, м ² /с	0,0000098

Средняя скорость эмульсии в трубопроводе:

$$V = \frac{4Q}{S}$$

Средняя скорость движения в трубе равна 0,156 м/с.

Режим движения потока в трубопроводе определяется числом Рейнольдса по формуле

$$Re = \frac{V * d}{\vartheta}$$

Число Рейнольдса текущей эмульсии равно $3935 > 2300$ – турбулентный режим.

Для определения зоны трения необходимо определить переходные числа Рейнольда с учетом шероховатости труб

$$\varepsilon = \frac{K\varepsilon}{d} = 0.0035$$

$$Re_1 = \frac{10}{\varepsilon} ; Re_2 = \frac{500}{\varepsilon}$$

$$Re_1 < Re < Re_2$$

$$2857 < 3935 < 142857$$

Коэффициент гидравлического сопротивления определяется по Формуле Альтшуля:

$$\lambda = 0,11 * \left(\varepsilon + \frac{68}{Re} \right)^{0.25} = 0.379$$

Потери напора определяют по формуле Дарси-Вейсбаха:

$$h = \lambda \frac{L * v^2}{d * 2g} = 5.04 \text{ м}$$

Потери давления составляют 0,58 атм. и считаются незначительными.

В случае с ГПМ трубами эквивалентная шероховатость на 30% ниже, чем у стальной трубы [3], поэтому при расчете относительной шероховатости труб применяет коэффициент равный 0,3. Диаметр гибкой трубы примем 0,1 м согласно сортаменту труб [3]. Из расчета получаем зону гладких труб и потери на трение составят 0,005 атм, что на два порядка меньше стальных труб.

Исходя из вышеизложенного расчета, можно сделать выводы о том, что предлагаемая реконструкция полностью снимет проблему с пропускной способностью выкидных линий.

Говоря о недостатках ГПМТ, то они связаны с несоблюдением температурного режима. Повышенная стоимость гибких труб компенсируется за счет снижения затрат на ремонт, строительство и увеличенный срок службы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Васильев Г.Г. Трубопроводный транспорт нефти / Г.Е. Коробков, А.А. Коршак. – М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2002. – 211 с
2. Статья «Технологии и проблемы транспортировки углеводородов»/ web-site: <http://enesave.ru/>, Технологии энергосбережения. 77 с.
3. Гибкие полимерно металлические трубы: инновационные решения <http://трубопровод.рф>

УДК 662.276

**АНАЛИЗ РАБОТЫ УЗЛА РЕГЕНЕРАЦИИ АБСОРБЕНТА
УСТАНОВКИ ОСУШКИ ГАЗА НА ЯМБУРГСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ**

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, Е.А. Симакова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: в статье авторами обоснована и предложена реконструкция узла регенерации ДЭГ с его последующей заменой на ТЭГ на установке осушки газа.

Ключевые слова: осушка газа, узел регенерации, ДЭГ, ТЭГ.

Наиболее применяемым в мировой практике процессом осушки газа при подготовке его к транспорту является абсорбционный метод. В России более 70 % общего объема добываемого природного газа подготавливается к транспортировке с применением этой технологии [1].

Для достижения нормативных показателей осушки газа на дожимной компрессорной станции на входе в УКПГ рассмотрим варианты применения ДЭГ и замены его на ТЭГ.

Технологический процесс идентичен в обоих случаях. Реконструкция необходима только на узле регенерации абсорбента. В схеме после реконструкции предлагается исключить вакуум-насос.

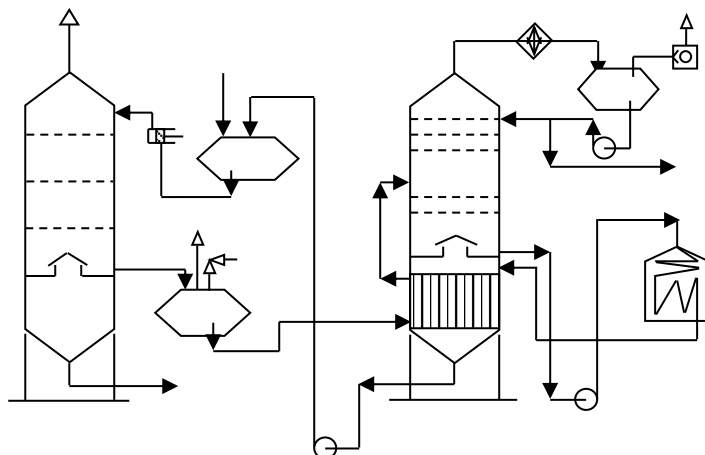


Рисунок 1 - Технологическая схема узла регенерации ДЭГ на установке осушки газа до реконструкции

Насыщенный водой и метанолом ДЭГ с концентрацией 95-97% масс. с полуглухой тарелки абсорберов через регулятор уровня по общему сборному коллектору НДЭГа Ду 150 мм через дроссельную шайбу поступает в блок разделителя Р-1, где происходит выделение газа, поглощенного ДЭГом в абсорберах. Выветренный газ используется на собственные нужды.

Давление в Р-1 (0,4 - 0,6 МПа) поддерживается клапаном-регулятором, показания выведены на стойку с сигнализацией P_{\max} в операторную. Для защиты аппарата от превышения давления установлены ППК со сбросом на свечу.

Из Р-1 НДЭГ под избыточным давлением подается в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника блока регенерации ДЭГа К-1 (1,2), где подогревается за счет тепла горячего РДЭГа до 110°C и по выносному трубопроводу поступает в массообменную часть колонны К-1 (1,2) для отпарки воды, при этом НДЭГ стекает сверху вниз по насадке, контактирует с потоком паров, идущих из-под полуглухой тарелки К-1 (1,2). НДЭГ нагревается до 110 - 130°C и собирается на полуглухой тарелке.

С полуглухой тарелки К-1 (1,2) НДЭГ насосом Н-4 (1-3) через клапан-регулятор уровня, установленный в арматурном блоке колонны К-1, подается в печь огневого подогрева ДЭГа П-1 (1-3). На линиях входа и выхода ДЭГа из печи установлены электродвигатели.

Подача ДЭГа в печь осуществляется по схеме: зона конвекции - зона радиации – К-1.

На входе в печь замеряется температура, давление, расход ДЭГа. На выходе из печи - температура, давление.

Для повышения надежности работы печей П-1 (1-3) и с целью получения однофазного потока в змеевиках печей и коллекторе ДЭГа перед колонные регенерации К-1 (1,2) установлена клапанная сборка для регулирования давления «до себя» Ду 80.

Расход ДЭГа через печь должен быть 40 - 50 м³/ч. Для обеспечения необходимого расхода предусмотрена подпитка печи подачей ДЭГа от колонны К-1 (1,2) или насосов Н-8 (1-3).

В печи НДЭГ нагревается до 160 - 164°С. Температура ДЭГа на выходе из печи регулируется подачей газа на горелку с корректировкой по расходу ДЭГа в печь. Для защиты от превышения давления на выходе из печи установлен предохранительный клапан со сбросом в емкость Е-8а.

Из печи П-1 (1-3) НДЭГ поступает в сепарационную часть колонны К-1 (1,2) (между полуглухой тарелкой и теплообменником), где происходит отделение паровой фазы от раствора ДЭГа. Для более полного отделения паровой фазы в сепарационную часть подается отдувочный газ на границу раздела фаз. Отдувочный газ снижает парциальное давление водяных паров над раствором абсорбента. Пары через полуглухую тарелку поступают в массообменную часть колонны, РДЭГ - в теплообменную.

РДЭГ проходит трубную часть рекуперативного теплообменника К-1 (1,2), охлаждается НДЭГом до температуры 50 - 80°С и насосами Н-8 (1-3) через клапан-регулятор уровня в кубовой части подается на охлаждение в ВХ-3 (1-4), после чего с температурой 20 - 40°С поступает в емкость РДЭГа - Е-4. Уровень РДЭГа в Е-4 контролируется прибором с выводом сигнализации Нмин и Нмах в операторную. Из Е-4 РДЭГ насосами Н-10 (1-10) подается на установку осушки газа. Показание давления на выкиде Н-10 (1-10) выведено на стойку в операторную.

Разрежение в блоке регенерации К-1 создается за счет работы вакуумных водяных насосов Н-6-1-5 по схеме:

К-1-ВХ-2-Р-2-Н-6-атмосфера. Пары с верха К-1 (1,2) с температурой 65 - 75°С поступают в аэрохолодильники ВХ-2 (1,2), где охлаждаются до 20 - 30°С, конденсируются и поступают в рефлюксную емкость Р-2 (1,2). Часть сконденсированного раствора (рефлюкс) из Р-2 (1,2) подается насосами Н-7 (1,2) через ротаметр и клапан-регулятор температуры К-1 (1,2) на орошение верха колонны для поддержания температуры 70 - 75°С и уменьшения потерь ДЭГа с парами воды. Остальная часть рефлюкса подается в емкость Е-3 на ДКС или в емкость Е-12 и затем на ГФУ насосом Н-3а.

Контроль давления в системе осуществляется по месту с помощью вакуумметра на Р-2 (1,2) и на стойке насосов Н-6.

При понижении давления уплотнительной жидкости ниже 0,2 МПа на насосе Н-7 (1,2) срабатывает блокировка по остановке насоса.

Вода с выхода вакуумного насоса Н-6 (1,5) поступает в емкость Е-3, где предусмотрена также подпитка. Вода из Е-3 насосами Н-5(1,2) прокачивается через аэрохолодильники ВХ-4 (1,2), охлаждается и поступает в полость насосов Н-6 (1,5) для создания водяного кольца. Для охлаждения насосов Н-4, Н-4а, Н-10, Н-10а используется вода.

Нагретая вода от насосов поступает в емкость Е-3, откуда забирается насосами Н-5-1-2, прокачивается через аэрохолодильники ВХ-5 (1,2), охлаждается до 20 С и далее поступает на охлаждение насосов. Все воздушные холодильники оборудованы камерами рециркуляции воздуха и воздушными клапанами типа КВР, что позволяет регулировать температуру охлаждаемых продуктов. Для уплотнения насосов Н-4, Н-10 используется РДЭГ, забираемый из емкости Е-4 и подаваемый в систему насосами Н-1(1,2).

Подпитка системы свежим ДЭГом производится по уровню в емкости Е-4 со склада или емкости Е-8.

Очистка ДЭГа от механических примесей осуществляется в двух, последовательно соединенных, песчаных фильтрах, на которые РДЭГ подается из емкости Е-4 насосом Н-17. После очистки РДЭГ возвращается в Е-4.

Насыщенный водой и метанолом ТЭГ с концентрацией 95-97% весовых с полуглухой тарелки абсорберов через регулятор уровня по общему сборному коллектору НТЭГа Ду 150 через дроссельную шайбу поступает в блок разделителя Р-1, где происходит выделение газа, поглощенного ДЭГом в абсорберах. Выветренный газ используется на собственные нужды.

Давление в Р-1 (0,4 - 0,6 МПа) поддерживается клапаном-регулятором, показания выведены на стойку с сигнализацией P_{\max} в операторную. Для защиты аппарата от превышения давления установлены ППК со сбросом на свечу. Из Р-1 НТЭГ под избыточным давлением подается в межтрубное пространство рекуперативного теплообменника блока регенерации ТЭГа К-1 (1,2), где подогревается за счет тепла горячего РДЭГа до 180°С и по выносному трубопроводу поступает в массообменную часть колонны К-1 (1,2) для отпарки воды, при этом НТЭГ стекает сверху вниз по насадке, контактирует с потоком паров, идущих из-под полуглухой

тарелки К-1 (1,2). НТЭГ нагревается до 180 - 190°C и собирается на полуглухой тарелке.

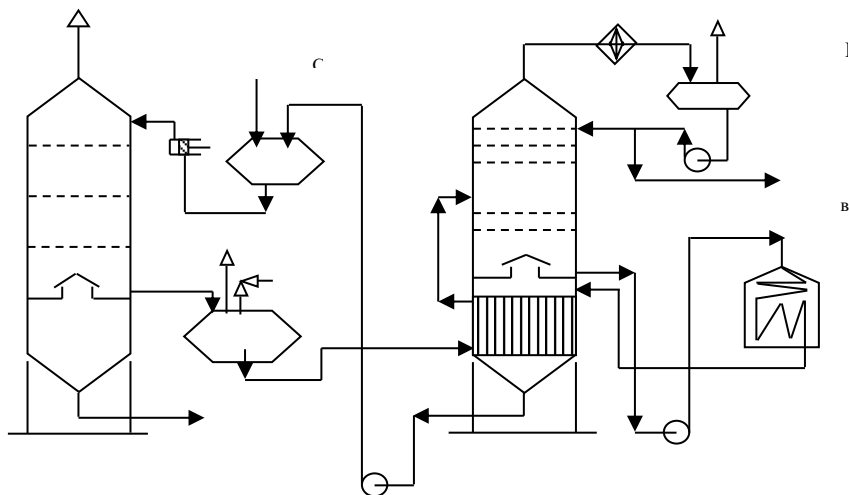


Рисунок 2 - Технологическая схема узла регенерации ДЭГ на установке осушки газа после реконструкции

С полуглухой тарелки К-1 (1,2) НТЭГ насосом Н-4 (1-3) через клапан-регулятор уровня, установленный в арматурном блоке колонны К-1, подается в печь огневого подогрева ТЭГа П-1 (1-3). На линиях входа и выхода ТЭГа из печи установлены электродвигжки.

На входе в печь замеряется температура, давление, расход ТЭГа. На выходе из печи - температура, давление.

Для повышения надежности работы печей П-1 (1-3) и с целью получения однофазного потока в змеевиках печей и коллекторе ТЭГа перед колонны регенерации К-1 (1,2) установлена клапанная сборка для регулирования давления «до себя» Ду 80.

Расход ТЭГа через печь должен быть 40 - 50 м³/ч. Для обеспечения необходимого расхода предусмотрена подпитка печи подачей ТЭГа от колонны К-1 (1,2) или насосов Н-8 (1-3).

В печи НТЭГ нагревается до 200 – 205 °С. Температура ТЭГа на выходе из печи регулируется подачей газа на горелку с корректировкой по расходу ТЭГа в печь. Для защиты от превышения давления на выходе из печи установлен предохранительный клапан со сбросом в емкость Е-8а.

Из печи П-1 (1-3) НТЭГ поступает в сепарационную часть колонны К-1 (1,2) (между полуглухой тарелкой и теплообменником), где происходит

отделение паровой фазы от раствора ТЭГа. Пары через полуглухую тарелку поступают в массообменную часть колонны, РТЭГ - в теплообменную.

РТЭГ проходит трубную часть рекуперативного теплообменника К-1 (1,2), охлаждается НТЭГом до температуры 50 – 70 °С и насосами Н-8 (1-3) через клапан-регулятор уровня в кубовой части подается на охлаждение в ВХ-3 (1-4), после чего с температурой 20 - 40°С поступает в емкость РТЭГа - Е-4. Уровень РТЭГа в Е-4 контролируется прибором с выводом сигнализации Нмин и Нмах в операторную. Из Е-4 РТЭГ насосами Н-10 (1-10) подается на установку осушки газа. Показание давления на выкиде Н-10 (1-10) выведено на стойку в операторную.

Пары с верха К-1 (1,2) с температурой 100 - 110 °С поступают в аэрохолодильники ВХ-2 (1,2), где охлаждаются до 30 - 40°С, конденсируются и поступают в рефлюксную емкость Р-2 (1,2). Часть сконденсированного раствора (рефлюкс) из Р-2 (1,2) подается насосами Н-7 (1,2) через ротаметр и клапан-регулятор температуры К-1 (1,2) на орошение верха колонны для поддержания температуры 100 - 110°С и уменьшения потерь ДЭГа с парами воды. Остальная часть рефлюкса подается в емкость Е-3 на ДКС или в емкость Е-12 и затем на ГФУ насосом Н-3а.

Подпитка системы свежим ТЭГом производится по уровню в емкости Е-4 со склада или емкости Е-8.

Технологический расчет. Расчет произведен при помощи программы "ГазКондНефть", предназначенной для компьютерного моделирования технологий промышленной обработки нефти и природного газа, газоразделения и фракционирования нефти и конденсата.

Используя данные расчетов технологических параметров проводим поверочный расчет основных размеров аппаратов.

В результате проведенного поверочного расчета получаем данные, приведенные в таблице 1.

Таблица 1 - Расчетные параметры основного оборудования

Показатель	Ед. изм.	Абсорбент	
		ДЭГ	ТЭГ
Диаметр колонны	м	0,66	0,48
Высоты колонны	м	19,1	19,1
Поверхность теплообмена встроенного теплообменника	м ²	249	688
Тепловая мощность печи	кВт	607	877

Фактические характеристики аппаратов на базовой установке регенерации гликоля приведены в таблице 2.

Таблица 2 - Фактические параметры основного оборудования

Аппарат	Ед. изм.	Значение
Колонна: Высота	м	20
Диаметр	м	1,6
Теплообменник (ТН-1400-869): Длина труб	м	6
Диаметр кожуха	м	1,4
Поверхность теплообмена	м ²	865
<u>31</u>		
Печь (ЦС1 ⁴): Тепловая мощность	кВт	900
Поверхность нагрева радиантных труб	м ²	31
Рабочая длина радиантных труб	м	4
Внутренний диаметр печи	м	2,4

* число печей на базовой установке равно 3.

Сопоставляя таблицу 1. и таблицу 2 можно сделать вывод о том, что оборудование, которое предлагается для использования в технологической схеме производства после реконструкции можно использовать, так как их технические характеристики, полученные при расчетах, находятся в допустимых пределах.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. О.Н. Дымент, К.С. Казанский, А.М. Мирошников. Гликоли и другие производные окисей этилена и пропилена, Москва, Издательство «Химия», 1976, 252с.

УДК 662.276

ВНЕДРЕНИЕ МЕТОДОВ НЕРАЗРУШАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НА ЦЕНТРАЛЬНОЙ ТРУБНОЙ БАЗЕ ПАО «СУРГУТНЕФТЕГАЗ»

Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова, М.Б. Смоленцев

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация: Авторами проанализирована и предложена к внедрению ультразвуковая установка неразрушающего контроля качества поступающих труб на центральной трубной базе ПАО «Сургутнефтегаз».

Ключевые слова: трубы, неразрушающий контроль, ультразвук.

Обеспечение безопасной эксплуатации нефтепромысловых трубопроводов, повышение их надежности во многом зависит не только от качества строительства, но и от качества применяемых материалов – труб [1,2]. Поступающая на нефтегазодобывающее предприятие трубная продукция нередко имеет немалый процент брака и поэтому вынуждена проходить входной контроль с целью минимизации рисков отказов трубопроводов в процессе их строительства и ввода в эксплуатацию.

В настоящее время в цехах по подготовке к ремонту и эксплуатации нефтепроводных труб Центральной трубной базы ПАО «Сургутнефтегаз» осуществляется визуально-измерительный контроль трубы и гидравлические испытания на соответствующем оборудовании.

Однако, как показывает практика, данные методы контроля не позволяют выявлять все виды дефектов, возникающих в теле трубы при ее изготовлении.

Наиболее типичные дефекты незамеченные при визуально измерительном контроле приведены на рисунках 1 и 2. Для решения данной проблемы в условиях Центральной трубной базы предлагается применить дополнительные методы контроля путем внедрения в действующие технологические линии соответствующих автоматизированных установок неразрушающего контроля труб [3].

В настоящее время существует ряд методов и средств неразрушающего контроля построенных трубопроводов и труб применяемых для их строительства [4].

Наибольшее применение получили такие методы, как магнитные (магнитной анизотропии, магнитной памяти металла, магнитной проницаемости), акустические (импульсные ультразвуковые, волн Лэмба, фазовые, акустической эмиссии), электрические и оптические (визуальные - эндоскопические, лазерные, голографические). Такие методы применяются для выявления различных дефектов: нарушения герметичности, контроля напряженного состояния, контроля качества и состояния сварных соединений, контроля протечек и других параметров, ответственных за эксплуатационную надежность трубопроводов. При этом программы, методы и средства контроля трубопроводов различного назначения (теплопроводов, газопроводов, нефтепроводов, продуктопроводов, водопроводов) незначительно отличается друг от друга [5].



Рисунок 1 - Дефекты на внутренней поверхности трубы



Рисунок 2 - Дефекты на внешней поверхности трубы

После детального изучения вопроса, для повышения качества контроля труб в условиях ЦТБ проработан вопрос внедрения установки автоматизированного ультразвукового контроля.

Выбор данного направления обусловлен тем, что проведение подобного неразрушающего контроля труб, обеспечивает выявление

наиболее опасных видов дефектов труб в том числе скрытых в автоматическом режиме. Неразрушающий контроль (поиск дефектов в материале изделия) труб будет производиться ультразвуковым методом, то есть путем излучения и принятия отраженных ультразвуковых колебаний и последующего анализа их амплитуды, времени прихода, формы и пр. с помощью специального оборудования - ультразвукового дефектоскопа [6].

Выбор данного метода обусловлен наличием ряда преимуществ:

1. Ультразвуковые волны реагируют непосредственно на причину нарушения прочности. Другие методы неразрушающего контроля реагируют на дефекты косвенно. Сам факт распространения ультразвуковой волны основан на упругих связях в контролируемом объекте. Дефекты нарушают эти связи, понижая прочность изделия, и вызывают отражение УЗ волны, что и регистрируется специальными приборами. Таким образом, ультразвуковым методом можно выявить плены, раковины, мельчайшие дефекты такие как трещины, а также расслоения, которые при ВИК выявить невозможно [7].
2. Возможность автоматизации.
3. Возможность контроля изделий из различных материалов в том числе имеющих наружное или внутреннее антикоррозионное покрытие.
4. Возможность выявления как внутренних, так и поверхностных дефектов.
5. Сравнительно небольшие затраты на проведения контроля.
6. Безопасность для дефектоскописта.

Ультразвуковые волны отражаются от мельчайших воздушных зазоров. Поэтому чтобы ввести их в объект контроля, необходимо принимать меры для обеспечения стабильного акустического контакта в процессе контроля. В установке ультразвуковые колебания вводятся в объект контроля иммерсионным способом. Данный способ подразумевает наличие между преобразователем и объектом контроля толстого слоя жидкости, толщина которого превышает длину волны во много раз. В данном случае используется одна из разновидностей иммерсионного способа ввод ультразвуковых колебаний через струю воды - струйный контакт.

Иммерсионный способ ввода ультразвука обеспечивает меньшую чувствительность акустической системы. При таком методе обеспечения акустического контакта отсутствует износ датчиков от трения о

поверхность трубы, что немаловажно в условиях потокового высокопроизводительного контроля.

Из существующих методов ультразвукового контроля наибольшее применение при контроле труб нашел эхо-импульсный метод. Данный метод позволяет установить наличие несплошностей, дефектов на наружной и внутренней поверхностях и проводить измерение остаточной толщины стенок с целью оценки совокупного износа.

В ходе анализа рынка ультразвуковых дефектоскопических систем промышленного назначения принято решение использовать сертифицированный многоканальный дефектоскоп «Фазус-2008» в составе установки ультразвукового контроля U-UZK. Данный дефектоскоп позволит осуществлять контроль одновременно по нескольким каналам. Подобный подход необходим для сокращения общего времени проведения контроля и как следствие, повышение производительности установки.

Установка (рис.3.) обеспечивает все необходимые условия для проведения ультразвукового контроля труб эхо-импульсным методом, включает в себя ультразвуковые блоки (сборки датчиков), механизмы позиционирования ультразвуковых блоков на поверхности трубы, транспортная система, обеспечивающая необходимые перемещения ультразвуковых блоков и система водообеспечения.

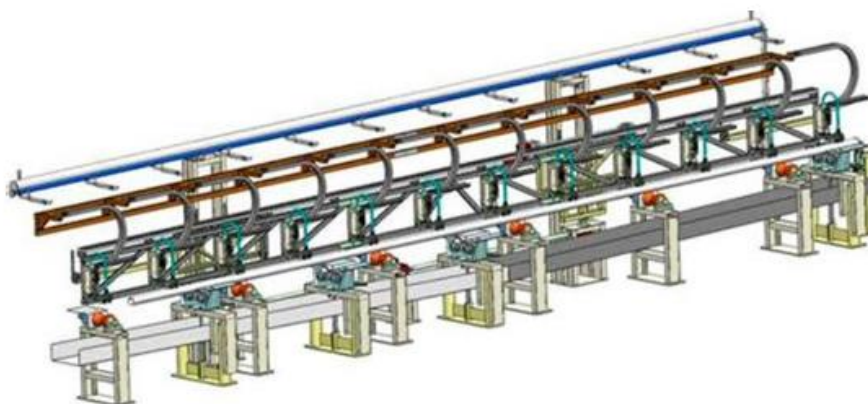


Рисунок 3 - Общий вид установки

Проведение контроля трубы будет осуществляться несколькими сборками датчиков (пьезоэлектрических преобразователей), перемещаемых вдоль оси вращающейся трубы. Для обеспечения заданной производительности контроля зона контроля разделена на 12 участков протяженностью 1100 мм (длина новой нефтегазопроводной трубы составляет от 11 до 13 м), это позволяет контролировать каждый участок своим ультразвуковым блоком. Таким образом, каждая сборка датчиков

перемещается на расстояние (1100 мм) от ее исходной позиции до исходной позиции соседней сборки. Затем полученные показания по участкам при помощи ПЭВМ «сшиваются» в общую дефектограмму (рис.4,5).

Ультразвуковой блок является центральной частью системы контроля и предназначен для установки в него пьезоэлектрических преобразователей (датчиков). В блок входят центральный прямой толщиномерный датчик для измерения остаточной толщины стенки трубы и наклонные датчики для поиска дефектов в теле трубы. Для позиционирования ультразвукового блока на поверхности объекта контроля используется специальный механизм подъема-опускания. Для получения четкого акустического сигнала максимальной амплитуды необходимо выставить ультразвуковой блок по нормали к сканируемой поверхности. Для этого механизм позиционирования имеет возможность контроля труб различных типоразмеров. Происходит это за счет механической регулировки его составных частей относительно трубы. Подъем ультразвукового блока к поверхности трубы (перевод в положение работа), а также опускание, т.е. перевод в положение ожидания, осуществляется за счет электродвигателя, понижающего редуктора, ремня, системы рычагов и шарниров. В ультразвуковой блок через установленный на нем штуцера в процессе контроля непрерывно подается вода. Струя воды, проходя ультразвуковой блок, формирует стабильный ламинарный поток.

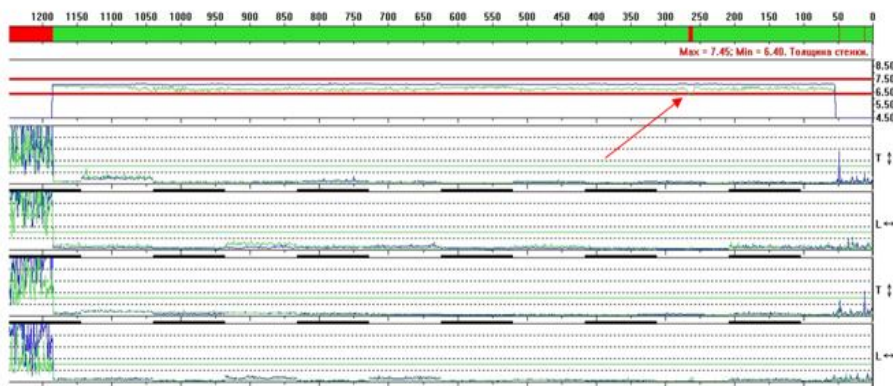


Рисунок 4 - Пример дефектограммы при обнаружении утончения стенки трубы

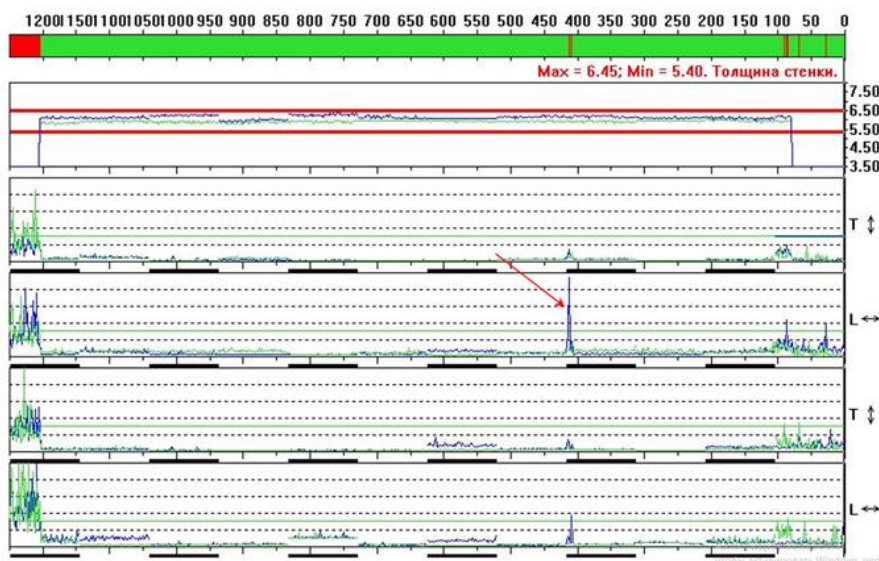


Рисунок 5 - Пример дефектограммы при обнаружении продольного дефекта

Так как применяемая установка не проходит обязательную сертификацию она является автоматизированным высокопроизводительным сигнализатором (индикатором) дефектов. Предъявление претензий поставщику труб на основании дефектограмм, полученных с помощью установки не представляется возможным.

По результатам полученной дефектограммы дефектоскопист принимает решение о отбраковке трубы. Труба отправляется на браковочный стеллаж, после чего специалист, обладающий соответствующей квалификацией, при помощи ручного сертифицированного прибора, проводит повторное сканирование участков трубы, на которых предполагается наличие дефекта. В случае подтверждения, оформляется соответствующая документация и труба отправляется на рекламацию.

Автоматизированная установка ультразвукового контроля обеспечивает сплошной контроль труб со скоростью, позволяющей встраивать установку в существующие транспортные линии без снижения общей производительности цеха. Применяемый метод контроля позволит выявлять наиболее опасные типы дефектов, возникающие в теле трубы при их производстве и эксплуатации.

Таким образом, предложенная общецеховая система неразрушающего входного контроля труб в составе участка визуально-

измерительного контроля и участка УЗК позволит осуществлять высокопроизводительный сплошной контроль труб и выявлять все свойственные данному типу труб дефекты, тем самым снизить риски отказов трубопроводов при запуске их в работу и в процессе эксплуатации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Г.Г. Улиг, Р.У. Ревя Коррозия и борьба с ней. Введение в коррозионную науку и технику.1989, Л.- Химия, 456 с.
2. А.С. Неверов, Д.А. Радченко, М.И. Цирлин Коррозия и защита материалов. 2007, Высшэйшая школа, Минск, 223 с.
3. В.А. Пилуй Ультразвуковой контроль объектов трубопроводного транспорта. 2008, Машиностроение,М.: 320 с.
4. Ключев В. В. Неразрушающий контроль и диагностика. Справочник. -2003.-656 с.
5. Потапов И. А. Акустические методы и средства неразрушающего контроля и дистанционной диагностики трубопроводов: автореф. дис. канд. техн. наук 05.02.11/ Потапов Иван Анатольевич. — Санкт-Петербург, 2007. — 229 с.
6. ГОСТ 17410-78. Контроль неразрушающий. Трубы металлические бесшовные цилиндрические.
7. Крауткремер Й., Крауткремер Г. Ультразвуковой контроль материалов. Справочник. - М.: Металлургия, 1991. - 752 с.

УДК 662.276

ПРИМЕНЕНИЕ ПЛОСКО СВРАЧИВАЕМОГО РУКАВА БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА ПРИ АВАРИЙНЫХ И ПЛАНОВЫХ РАБОТАХ НА НЕФТЕПРОВОДАХ

А.А. Ташлин, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье проанализирована новая технология для аварийных и плановых ремонтов нефтепроводов, основанная на применении плоско сворачиваемых рукавов большого диаметра.

Ключевые слова: плоско сворачиваемый рукав, ремонт трубопроводов.

Ежегодно на объектах трубопроводного транспорта возникают случаи, когда необходимо провести ремонт, замену дефектного участка трубопровода или реконструкцию действующей сети трубопроводов, а лупинги и резервные нитки на данных линиях отсутствуют.

В этом случае, при ремонте трубопроводов системы нефтесбора приходится останавливать нефтедобывающий фонд.

При ремонте нефтесборов большого диаметра (Ду 400 мм.и выше), потери от остановки фонда могут достигать до 1000 т. нефти, что существенно влияет на выполнение показателей бизнес плана организации и приводит к существенным финансовым потерям от нереализованной нефти.

Для ремонта дефектов трубопроводов могут применяться следующие методы ремонта:

- Вырезка дефектного участка, замена участка (с остановкой перекачки);

- Применение технологии компании T.D. Williamson (замена дефектного участка без остановки перекачки);

- Строительство параллельно проложенного трубопровода (байпасная линия).

Каждый из рассмотренных методов ремонта трубопроводов имеет свои недостатки:

- Требует полной остановки действующего добывающего фонда через дефектный участок трубопровода;

- Занимает длительное время монтажа;

- Требуют больших денежных затрат.

Применение же полимерного плоско сворачиваемого рукава большого диаметра (Ду 300 мм)в качестве мобильной байпасной линии, для ведения ремонтных работ без остановки или с частичным ограничением работы добывающего фонда в нефтесборных коллекторах большого диаметра с рабочим давлением до 1,6 МПа лишено указанных недостатков.

Преимущества плоско сворачиваемого рукава большого диаметра (ДУ 300 мм):

- Высокая износостойкость;
- Сокращение времени монтажа;
- Минимальное количество трудозатрат;
- Скорость свертывания и транспортировки;
- Малый вес;
- Высокая прочность на растяжение;
- Высокое рабочее давление.

Пример применения плоско сворачиваемого рукава большого диаметра при ремонтах нефтепроводов приведен на рисунке 1.

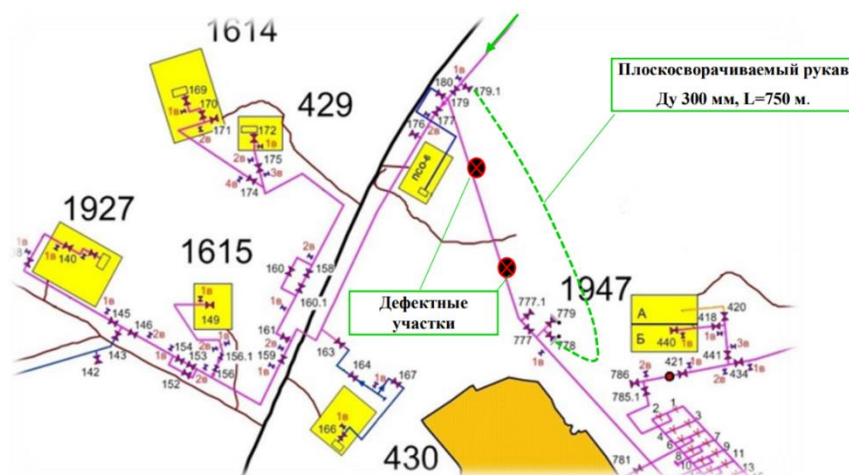


Рисунок 1 - Схема применения плоско сворачиваемого рукава большого диаметра при ремонтных работах на нефтепроводе

Ремонт проводился на 2-х дефектных участках нефтесборной сети от куста 1959 (на схеме не показано) Ø 530 мм. с применением плоско сворачиваемого рукава Ду 300 мм.

Методом холодной врезки была врезана вантузная задвижка Ду200 № 179.1. и проложена временная байпасная линия до существующей вантузной задвижки Ду200 №779.

В результате, было достигнуто снижение трудозатрат и человеческих ресурсов и получен солидный экономический эффект.

УДК 662.276

ОРГАНИЗАЦИЯ РАННЕГО СБРОСА ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ

*А.В. Трофимова, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова**СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обоснована и предложена к внедрению новая технология предварительного сброса пластовых вод – ШПСВ.

Ключевые слова: Шурф, предварительный сброс пластовых вод.

Большинство нефтяных месторождений Самарской области находятся на 4 стадии разработки, которая характеризуется очень высокой обводненностью добываемой продукции.

В результате, для избежания критической перегруженности системы сбора и подготовки продукции скважин приходится организовывать предварительный сброс пластовых вод.

Наиболее распространенным подходом на объектах АОО «Самаранефтегаз» является строительство УПСВ (ТВО).

Их высокая технологическая эффективность сомнений не вызывает, но данная технология отличается дороговизной и длительным циклом строительства.

Поэтому представляло интерес рассмотреть иную технологию организации предварительного сброса пластовых вод – ШПСВ (шурф предварительного сброса вод), которая отличается гораздо меньшей стоимостью и низкой металлоемкостью, не говоря уже незначительном времени сооружения. ШПСВ предназначен для осуществления предварительного сброса части балластной воды из высоко обводненной скважинной продукции, добываемой из одной или более нефтяных скважин непосредственно вблизи кустовых площадок, групп нефтяных скважин или на выходе с АГЗУ, что является наиболее целесообразным вариантом ввиду того, что сброс осуществляется после замера скважинной жидкости на АГЗУ.

Поступающая в ШПСВ продукция скважин на выходе из неё делится на сброшенную воду, частично обезвоженную сырую нефть и газ.

Сброшенная вода направляется в систему поддержания пластового давления (ППД) либо утилизируется в поглощающий водоносный горизонт. Предварительно опроверяется совместимость сбрасываемой с ШПСВ воды

с критериями проектно-технической документации на предмет возможности размещения воды в продуктивных горизонтах. Необходимое для закачки давление создается насосом перевернутого типа, либо при помощи УЭЦН спущенного в стендовую скважину.

Выходящая из ШПСВ частично обезвоженная нефть с газом направляется в сборный коллектор.

Принцип действия ШПСВ:

Сепарация продукции скважин осуществляется под действием гравитационной и центробежной сил.

Недостаток данной установки в том, что существует риск необеспечения достаточного качества сбрасываемой воды, что может привести к снижению приемистости скважин ППД и поглощения. Данный факт приведет к снижению сброса воды на источниках закачки, (объектах подготовки), следствием чего станет перегруз (затоваривание) емкостного оборудования, непрокачка объема жидкости в системе трубопроводов и последующая остановка действующего фонда скважин [1].

Чтобы повысить качество подготавливаемой воды, специалисты АО «Самаранефтегаз» предложили технологическое решение, изложенное в статье [2], способное повысить качество подготавливаемой воды.

Опытно-промышленные испытания, проводимые на Утевском месторождении АО «Самаранефтегаз», показали, что подготовленная вода имеет периодическое превышение по остаточным нефтепродуктам и механическим примесям.

Одной из причин превышения является недостаток времени для гравитационного отстоя поступающей жидкости и продолжительное время поднятия капель нефти до зоны успокоения в ШПСВ или ВНК (водонефтяной контакт).

С целью увеличения эффективности работы ШПСВ, в данной работе предлагается расположить шурф не вертикально, а под углом 45° от вертикали (рис. 1).

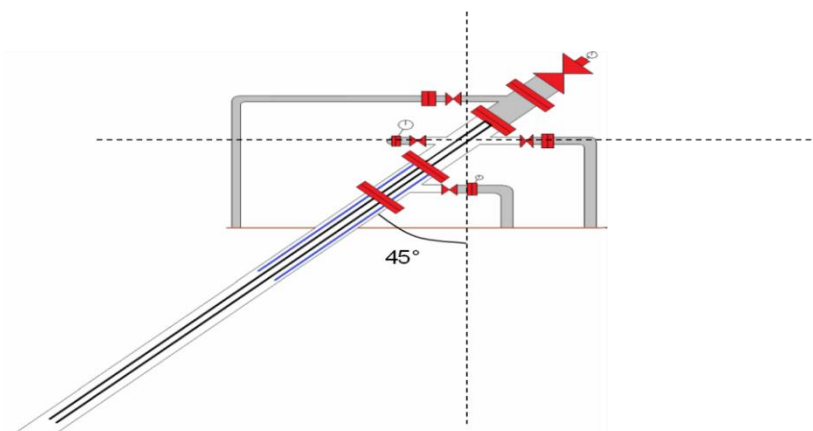


Рисунок 1 - Схема пространственного расположения ШПСВ

Такое расположение НШПСВ (наклонный шурф предварительного сброса воды) обеспечит увеличение скорости движения капель нефти и сокращение времени отстоя эмульсии.

Чтобы обосновать эффективность такого решения, были произведены математические расчеты скорости поднятия капли нефти к ВНК. По результатам подсчетов стало ясно, что время движения капли нефти от нижней стенки эксплуатационной колонны, до верхней значительно меньше, чем время движения потока эмульсии от точки ввода в НШПСВ, до приема насосно-компрессорной трубы, в связи с этим предполагается минимальное содержание нефтепродуктов в сбрасываемой воде.

Таким образом, очевиден факт, что на зрелых активах возникает острая потребность в новых, эффективных технических решениях по раннему сбросу пластовой воды, реализация которых позволит обеспечить стабильную работу наземной инфраструктуры и инженерных сетей, повысить качество подготовки нефти и минимизировать риски недостижения товарных кондиций при подготовке нефти для коммерческой сдачи.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пат. 2531310 Российская федерация МПК В01D17/00. Способ сброса попутно-добываемой воды на кустах нефтедобывающих скважин. Валеев М.Д., Голубев И.А.; патентообладатели: Валеев М.Д., Голубев И.А. - №2013121847/05 заявл. 13.05.2013; опубл. 20.10.2014 Бюл. №29.

2. Научно-технический журнал (ВАК) Нефть. Газ. Новации. №9/2018// Стр. 70-73 //«Новый способ организации кустового сброса и утилизации пластовой воды»

УДК 662.276

ОПТИМИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ КОРРОЗИИ ШЛЕМОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ И ОБОРУДОВАНИЯ КОЛОНН К-1 И К-2 НА ЭЛОУ-АВТ-6

А.С. Янковский, Ю.П. Борисевич, Н.Ю. Хохлова

*СамГТУ, Самара, Российская Федерация,
NataliX99@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами предложена оптимизация контроля коррозии оборудования ЭЛОУ-АВТ-6 путем внедрения поточного анализатора концентрации ионов железа в дренажной воде емкостей Е-1 и Е-2 типа АКВАТОС-К и разработана система автоматической подачи ингибитора в колонны К-1 и К-2.

Ключевые слова: Технологическая схема, защита от коррозии.

Коррозия шлемовых трубопроводов и оборудования колонн К-1 и К-2 на ЭЛОУ–АВТ -6 является одной из основных причин аварийных ситуаций на установке.

Существует несколько подходов к повышению надежности работы соответствующего оборудования начиная от более качественной подготовки сырья АВТ и заканчивая изготовлением узлов из коррозионно стойкой нержавеющей стали.

Но, в любом случае, оптимизация контроля за процессами коррозии остается актуальной, т.к. позволяет при минимальных затратах прогнозировать возникновение аварийных ситуаций.

Одним из путей оптимизации контроля за процессами коррозия является резкое увеличение числа анализов содержания ионов железа в дренажной воде без увеличения количества отобранных проб и увеличения штата лаборатории. Для этого предлагается установить в технологическую схему установки поточный колориметрический анализатор концентрации железа АКВАТОКС-К.

Анализаторы АКВАТОС-К предназначены для непрерывных измерений с программируемым временным циклом без участия оператора и оснащены устройствами автоматического отбора анализируемой пробы.

На верхней панели анализатора расположены вводы для подключения электроэнергии и сигнальные вводы/выводы. На боковой правой панели расположены порты для подачи пробы и воды для опционального разбавления, на нижней панели вводы для реагентов и слива пробы.

На дисплее анализаторов отображается текущая информация: условия и режимы измерений, результаты измерений и обработки данных в целях мониторинга. Общий вид анализатора представлен на рисунке 7.

Цикл анализа (на рис. 8) состоит из двух измерений:

1. Измерение поглощения неподготовленного образца на определенной длине волны, с компенсацией его цвета, мутности и загрязнения измерительной ячейки;
2. Измерение поглощения образца после добавки к нему специального реагента. Расчет концентрации производится по разнице измерений значений поглощения в соответствии с калибровочными параметрами.



Рисунок 7 - Внешний вид анализатора АКВАТОС-К



Рисунок 8 - Цикл работы поточного анализатора

Измерения можно проводить в широком диапазоне (мкг/л, мг/л, доли %).

Преимущества и особенности данного анализатора:

- продолжительная автономная работа;
- высокая точность измерений даже при низких концентрациях (от 0,009 мг/л);
- высокий уровень надёжности электронных, механических и гидравлических компонентов;
- управление при помощи сенсорного экрана;
- анализ двух или более потоков на одном приборе;
- применение модулей разбавления для расширения диапазона измеряемых концентраций;
- сигнал о низком уровне реагента образца;
- термостатирование измерительной ячейки.

Анализатор оснащен программным обеспечением, позволяющим осуществлять контроль процесса измерений, сохранять результаты измерений, проводить их статическую обработку и архивирование. Конструкция прибора исключает возможность несанкционированного влияния на ПО и измерительную информацию.

Применение данного анализатора АКВАТОС-К позволяет измерять концентрацию железа в дренажной воде с заданным интервалом времени, который может начинаться от 1 раза в 10 минут.

За счет увеличения количества результатов анализов содержания железа появится возможность оптимизации процесса контроля коррозии шлемовых трубопроводов и оборудования колонн К-1 и К-2 установки ЭЛОУ-АВТ-6 путем регулирования подачи ингибитора.

Для автоматически регулируемой подачи ингибитора и нейтрализатора из емкостей Е-29/1 и Е-29/2 соответственно в трубопроводы колонн К-1 и К-2 предлагается вариант дооснащения имеющейся схемы подачи реагентов.

Модернизированная схема представлена на рисунке 3.

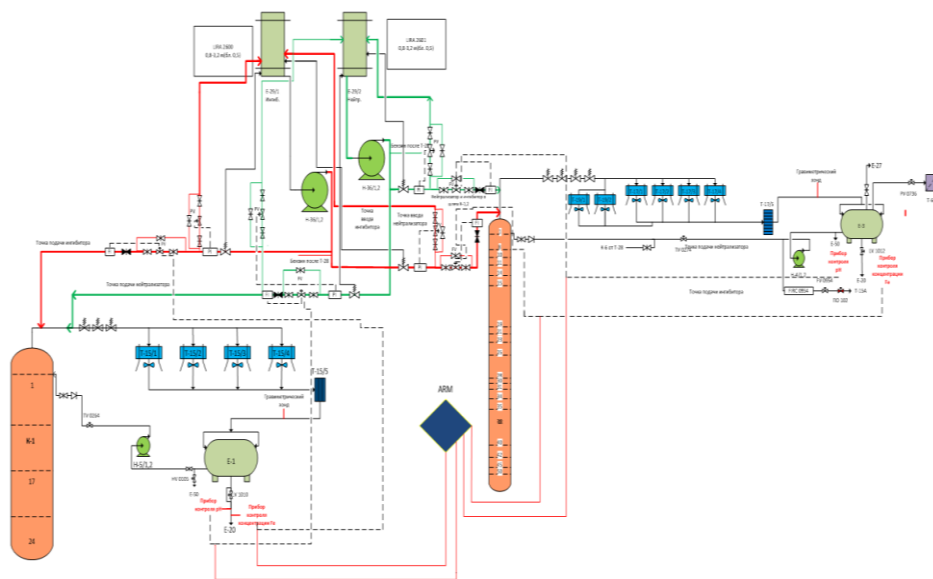


Рисунок 3 - Схема автоматической подачи реагентов

Данная схема предусматривает дозированную подкачку ингибитора и нейтрализатора из емкостей Е-29/1 и Е-29/2 насосами Н-36/1,2 в шлемовые трубопроводы колонн К-1, К-2 установки ЭЛОУ-АВТ-6.

На выкиде у насосов будет устанавливаться сбросные пружинно – предохранительные клапаны, которые будут отводить избыточное давление в емкости.

Контроль за давлением осуществляется прибором поз. Р1, который устанавливается после СППК. Регулировка избыточного давления

производится клапаном-регулятором поз. PV, управление которого выведено на ARM оператора в операторной установке.

Контроль за расходом реагентов осуществляется прибором поз. FI. Регулировка расхода нейтрализатора и ингибитора зависит от показаний поточных анализаторов на pH и концентрацию железа, в колонны производится клапаном-регулятором поз. FV, управление которого выведено на ARM оператора в операторной установке.

Далее на схеме устанавливаются обратные клапана, которые обеспечивают недопущение изменения направления потока среды из колонн К-1 и К-2. Эта технологическая схема устанавливается в 4 местах подачи нейтрализатора и ингибитора в шлемовые трубопроводы колонн К-1 и К-2.

Выводы

1. Установка данных анализаторов на установках ЭЛОУ-АВТ поможет оптимизировать расход реагентов, снизить расходы на дополнительные анализы содержания железа.

2. Установив систему автоматической подачи реагентов и оптимизировав подачу ингибитора, можно стабилизировать скорость коррозии, так как появляется возможность видеть начальные ее этапы, а не бороться с последствиями, подавая шоковые дозировки реагента.

УДК 620.197

ВАРИАНТЫ РЕШЕНИЯ ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИОННОЙ ЗАЩИТЫ РЕЗЕРВУАРОВ

Н.Г. Кац, В.В. Живаева, С.Н. Парфенова

*Самарский государственный технический университет
(СамГТУ)*

443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская. 244.

*E-mail: kats.nickolai@yandex.ru, bngssamgtu@mail.ru,
parfenova.samgtu@yandex.ru*

Ключевые слова: нефть; коррозия внутренней поверхности резервуаров; протекторная защита; характеристики и виды протекторных сплавов; минерализация подтоварных вод.

Добытая нефть содержит как саму нефть, так и эмульгированную в ней минерализованную воду, растворимые газы и твердые частицы и хранится в резервуарах, которые предназначены для проведения некоторых технологических операций, таких, например, как отстаивание нефти от воды и механических примесей, смешения и т.д. Резервуары изготавливают из углеродистой стали марок Ст.0, Ст.2, Ст.3, Ст.3кп и более качественных сталей таких как НЛ1, НЛ2, МХГС, 19ГС и др. Их изготавливают вертикальными, горизонтальными и шарообразными (каплеобразными). Наибольшее распространения получили вертикальные резервуары объемом 100 – 120000 м³ [1-3].

Основной причиной выхода резервуаров из строя является коррозия внутренней поверхности, в местах контакта с подтоварной водой [3,4]. Для защиты от коррозионного разрушения используется протекторная защита, схема которой представлена на рис. 1 [1,2].

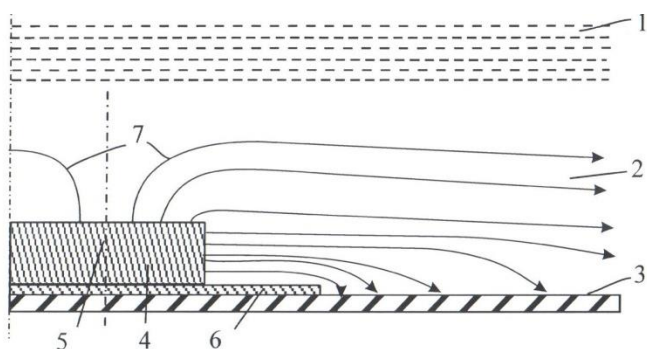


Рисунок 1 - Схема действия протекторной защиты стальных резервуаров

- 1 – нефть; 2 – подтоварная вода; 3 – днище резервуара; 4 – протектор;
- 5 – соединение протектора с днищем; 6 – изолирующий слой;
- 7 – силовые линии тока протектора

Для полной защиты металла от коррозии его потенциал в результате работы системы протекторной защиты должен достигнуть равновесного значения. Однако такое большое смещение потенциала экономически не целесообразно, т.к. идущее с большой скоростью выделение водорода требует повышенного расхода протектора. Кроме того, выделяющийся водород способствует охрупчиванию металла и отслоению защитных покрытий. Катодное смещение потенциала защищаемого сооружения выбирают в интервале от -0,1 до -0,3 В [1].

Значение защитного потенциала зависит от состояния поверхности металла, химического состава коррозионной среды, температуры, скорости

движения среды и т.д. Химический состав отечественных протекторных сплавов приведен в табл. 1, а на рис.2 представлен внешний вид выпускаемых протекторов марки ПМР, П-КОА и П-КОЦ-1. В таблице 2 представлены их основные типоразмеры [1-3].

Химический состав отечественных протекторов

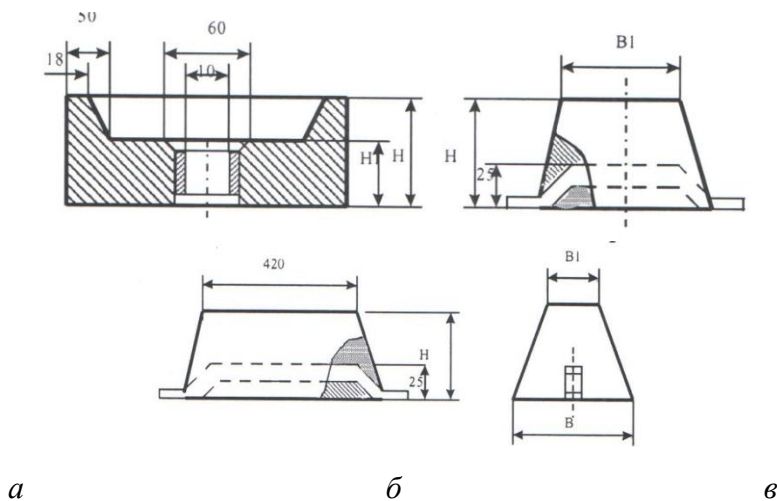


Рисунок 2 - Виды протекторных сплавов ПМР (а), П-КОА (б) и П-КОЦ-1 (в)

Таблица 2 - Типоразмеры протекторов

Тип протектора	Марка сплава	Размер протекторов, мм						Масса, кг	Поверхность, м ²
		Д	В	В1	Н	Н1	L		
ПМР-10	МП1, МП2	400	-	-	70	40	-	10	0,12
Пмр-20	МП1, МП2	400	-	-	140	80	-	20	0,16
П-КОА-12	АП1, АП2	-	240	130	120	-	310	12	0,11
П-КОА-20	АП1, АП2	-	280	160	140	-	350	20	0,15
П-КОЦ-18	ЦП1, ЦП2	-	100	85	60	-	600	18	0,15
П-КОЦ-36	ЦП1, ЦП2	-	130	110	90	-	600	36	0,21

Эффективность протекторной защиты во многом зависит от степени минерализации подтоварной воды. Установлено [1,2,4,5], что удельное электрическое сопротивление подтоварных вод колеблется от 0,03 до 1,5

Ом·м, в расчетах принимают значение 0,7 Ом·м, при общей минерализации от 5 до 200 г/л, для расчетов принимают значение 10 г/л.

Области применения протекторных сплавов зависят от физико-химических свойств подтоварной воды и условий эксплуатации резервуаров [4,5]. В электролитах с низкой щелочностью, не содержащих CO_2 и H_2S , могут использоваться все сплавы. Для подтоварных вод с минерализацией более 15 г/л оптимальными являются алюминиевые протекторные сплавы. Для подтоварных вод с низкой щелочностью применимы цинковые сплавы. Магниевого сплавы могут использоваться в самом широком спектре подтоварных вод, их применение ограничено только низкими значениями коэффициента полезного действия. В подтоварных водах, насыщенных CO_2 и H_2S , использование протекторных сплавов значительно ухудшается [1,2,4].

Расчет протекторной защиты для любого резервуара определяется его типом, вида применяемого протектора и методом расположения протекторов внутри резервуара, а основными параметрами, по которым можно определить эффективность протекторной защиты являются скорость саморастворения протектора, коэффициент полезного действия и радиус защитного действия [6].

На рис. 3 представлена зависимость массового показателя скорости коррозии от степени минерализации подтоварной воды. Из представленных данных видно, что скорость саморастворения протекторного сплава увеличивается с ростом минерализации воды, что хорошо согласуется с полученными экспериментальными данными.

Для определения коэффициента полезного действия (к.п.д.) протекторных сплавов использовался потенциостат марки IPS. С его помощью протекторный сплав поляризовался при анодной плотности тока $1,0 \text{ A/m}^2$, в агрессивной среде минерализацией 22,3 г/л. Полученные данные представлены на рис. 4, из которых видно, что коэффициент полезного действия магниевых сплавов, равный 64% и намного ниже, чем для алюминиевых, равный 95%.

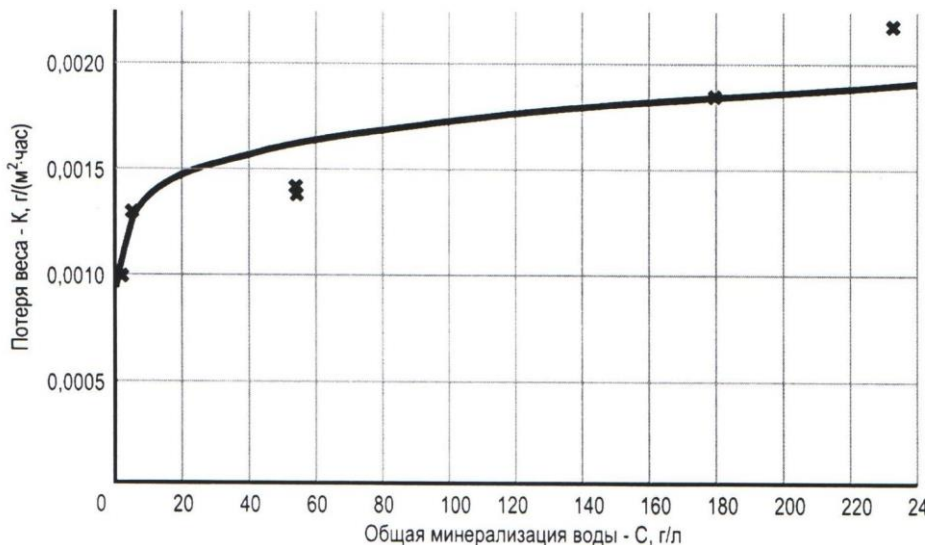


Рисунок 3 - Зависимость скорости саморастворения алюминиевого протектора от общей минерализации подтоварной воды

X – экспериментальные данные; ---- – расчетные данные

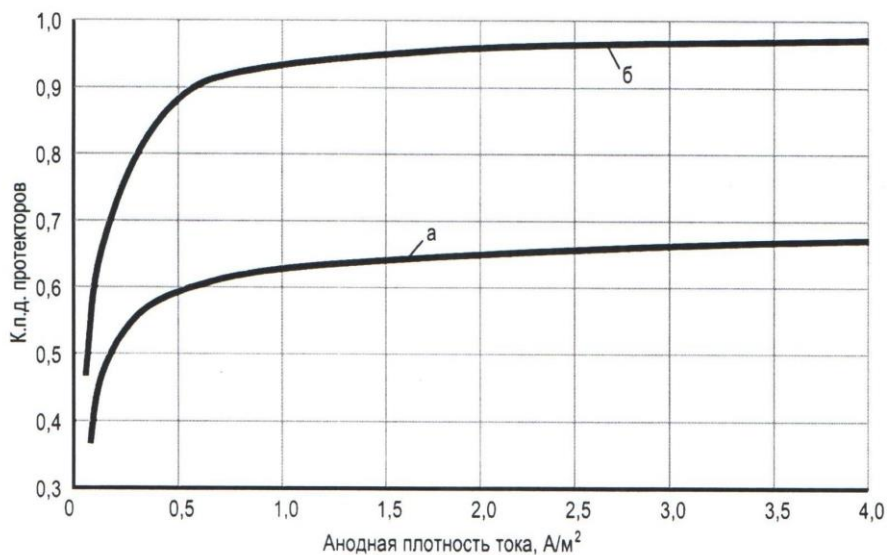


Рисунок 4 - Зависимость к.п.д. от анодной плотности тока для магниевых (а) и алюминиевых (б) протекторов

Из представленных данных (рис. 4) видно, что с увеличением общей минерализации подтоварной воды коэффициент полезного действия

рассмотренных протекторов снижается, что связано с увеличением скорости саморастворения рассмотренных сплавов протекторов.

Радиус защитного действия протектора увеличивается с увеличением высоты подтоварной воды, удельного поляризационного сопротивления и с уменьшением удельного сопротивления электролита и зависит от материального исполнения протектора.

Обычно используются такие материалы как алюминий, магний, цинк и их сплавы. Алюминий легко пассивируется, магний быстро растворяется, цинк быстро окисляется. Были проведены исследования наиболее часто используемых металлов для изготовления протекторов, таких как алюминий и магний [7]. Результаты представлены на рис. 5.

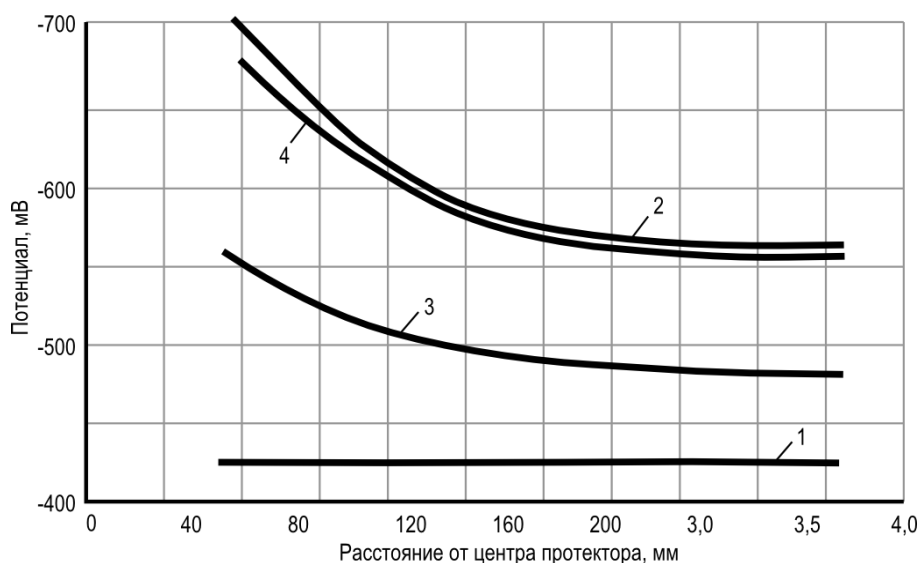


Рисунок 5 - Зависимость изменения потенциала дна модельного резервуара (1 – без протектора; 2 – с магниевым протектором; 3 – с алюминиевым протектором; 4 – с алюминиевым и магниевым протекторами одновременно)

Установлено, что радиус защитного действия магниевых протекторов выше, чем алюминиевых, а совместное использование алюминиевых и магниевых протекторов повышает степень защиты. Это можно объяснить тем, что при совместном использовании наблюдается большее смещение потенциала, чем при одиночном (см. рис.5). Установлено [7], что совместное использование протекторов применимо при концентрации

солей от 10 до 40 г/л, при более низких концентрациях использовать магниевые протекторы, а при более высоких –алюминиевые.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методы, алгоритмы и примеры коррозионных расчетов: Учеб. пособие/Р.А. Кайдриков, Б.Л. Журавлев; Казан. гос. технол. ун-т. Казань, 2006. – 207с.
2. Кац Н.Г. Защита оборудования нефтегазопереработки от коррозии: Учебное пособие / Н.Г. Кац. – Самара, Самар. гос. техн. ун-т, 2018. – 103 с.
3. Кац Н.Г., Васильев С.В. Опыт эксплуатации протекторов для защиты нефтяных резервуаров, изготовленных из вторичных алюминиевых сплавов. Вестник Самарского гос. техн. ун-та. Серия «технические науки». № 4 (44), 2014. с. 170-176.
4. Зиневич А.М. Защита трубопроводов и резервуаров от коррозии / А.М. Зиневич, В.П. Глазков, В.Г. Котик. – М.: Недра. 1975. – 288 с.
5. Кац Н.Г., Васильев С.В., Каменсков А.А. Свойства подтоварных вод и коэффициент полезного действия сплавов. Сборник трудов X Международной научно – практической конференции Ашировские чтения. Туапсе. Россия, Самара, 2013. – с. 133-135.
6. Кац Н.Г., Васильев С.В. Эффективность протекторных сплавов. Сборник научных трудов Международной научно – практической конференции «Современное общество, образование и наука». Россия, Тамбов 30 июня. 2014.
7. Кац Н.Г., Васильев С.В. Радиус защитного действия протекторных сплавов. Сборник научных трудов Международной научно – практической конференции «Современное общество, образование и наука». Россия, Тамбов 30 июня, часть 6, 2014.

**ПРИМЕНЕНИЯ ПОЖАРОТУШЕНИЯ НА ОСНОВЕ
УГЛЕКИСЛОТЫ НА ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ
РЕЗЕРВУАРАХ**

А.Д. Свистунов; А.А. Гончаров; К.С. Ценкова

*Самарский Государственный Технический Университет,
кафедра «Трубопроводный Транспорт», г. Самара, Россия. E-
mail: neega99@mail.ru*

Газовое пожаротушение — это вид пожаротушения, при котором для тушения возгораний и пожаров применяются газовые огнетушащие вещества (ГОТВ). Газовые системы пожаротушения по праву занимают своё место наряду с другим пожарным оборудованием, призванным ликвидировать возгорание с максимальной эффективностью и при этом минимизировать ущерб. В ряде случаев газ, по большинству показателей, не находит замены в сравнении с другими видами огнетушащих веществ (ОТВ). Газовое пожаротушение требует внимательности и точности в расчётах, так как от любой, даже самой маленькой, ошибки напрямую зависит эффективность локализации пожара и жизнь множества людей. Согласно статистике основными причинами пожаров на производственных объектах являлись: тепловое проявление электрической энергии, воздействие атмосферного электричества, отбор проб, ремонтные работы, самовозгорание пирофорных отложений [1]. Газовые системы пожаротушения по праву занимают своё место наряду с другим пожарным оборудованием. В ряде случаев газ, по большинству показателей, не находит замены в сравнении с другими видами огнетушащих веществ (ОТВ).

В большинстве случаев на объектах нефтяной промышленности причинами пожаров являются короткие замыкания и перегрузки сети и электрооборудования. Возникновение пожара в резервуаре, начинается либо со взрыва паровоздушной смеси в объеме резервуара, не занятом продуктом, либо с возникновения факельного горения в местах выхода из резервуара в атмосферу паров, хранимого в нем продукта. В зависимости от конструктивных особенностей резервуара возможен отрыв крыши или днища резервуара с последующим разливом всей массы хранимого продукта в обвалование или с выходом за его границы. При возникновении горения на свободной поверхности продукта пламя быстро распространяется по зеркалу продукта, а само горение на свободной поверхности при неограниченном доступе воздуха происходит в условиях естественной конвекции.

Проанализировав опыт применения и выполнив анализ систем автоматического газового пожаротушения на объектах магистрального

трубопроводного транспорта на основе жидкого CO_2 , предложили использование систем автоматической установки газового пожаротушения на НПС, находящихся на особо отдалённых/ответственных территориях, включая районы крайнего севера, прибрежные зоны или зоны расположенные в городской черте.

Механизм тушения пожара двуокисью углерода основывается на прекращении доступа окислителя в зону горения и резком понижении температуры. Газообразный диоксид углерода, используемый при тушении пожара, – это наименее токсичный загрязнитель воздуха. В зависимости от типа газового агента время тушения составляет до 60-ти секунд. Автоматическая Установка газового пожаротушения должна обеспечивать инерционность не более 15 сек.

Применение огнетушащих газов может обеспечить тушение всех видов нефтепродуктов и существенно повысить быстродействие автоматических установок пожаротушения. В настоящее время газовое пожаротушение на базе изотермического модуля для жидкого диоксида углерода CO_2 (МИЖУ) получило довольно широкое распространение. Оборудование необходимо устанавливать в отапливаемое помещение или блок-контейнер. Диапазон температур эксплуатации от -50 до $+50$ градусов Цельсия [2].

Использование автоматического газового пожаротушения на основе жидкого CO_2 может быть обосновано для объектов, которые находятся в удаленных районах, а так же районов где рядом с территорией станции имеется гражданская застройка. В пример рассмотрения были взяты Комплекс «Шесхарис» расположен в г. Новороссийск (представленный на фотографии ниже) и ГНПС-1 «Заполярье-Пурпе».



Рисунок 1 - Перевалочный комплекс «Шесхарис» с обозначением опасных зон

Комплекс «Шесхарис» расположен в г. Новороссийск, вблизи акватории Черного моря с одной стороны, а так же вблизи с жилой зоной.

Авария на данной станции может привести к колоссальной экологической и экономической катастрофе, с множеством человеческих жертв (см. рис.1) [3].

Ещё одним примером применения АУГП на основе жидкого CO_2 является ГНПС-1 «Заполярье-Пурпе», расположенная на крайнем севере. Промышленный объект курируется компанией ПАО «Транснефть». Температура достигает до достаточно низких показателей, ввиду чего применение ГОТВ на ТС «Заполярье-Пурпе» связано с труднодоступностью и отсутствием инфраструктуры доставки пенного ОТВ, поэтому при реализации этого проекта компанией «Транснефть» был выбран способ пожаротушения в РП путем применения газового огнетушащего вещества [4].

РП НПС является опасным производственным объектом и входит в состав сооружений магистрального нефтепродуктопровода. Несмотря на высокую стоимость наиболее эффективными при тушении пожара на производственных объектах являются автоматические установки газового пожаротушения (АГПТ). Поэтому для объектов, которые находятся в удаленных районах, а также для снижения степени риска на станциях с РП, предлагается использовать Установки автоматического пожаротушения на основе газового или твердого CO_2 .

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Пожары резервуаров с нефтью и нефтепродуктами / В.П. Сучков [и др.]. М.: ЦНИИТ Энефтехим, 1992. 100 с.
2. Применение изотермических модулей низкого давления (МИЖУ) для тушения пожаров на производственных объектах с прокатными станами. // Технос – М : статья – 2018г. – URL : <http://www.technos-m.ru/new/index.php/articles/165-izoterm2018> (дата обращения : 14.03.2021)
3. Транснефть: Нефтяная компания: [сайт]. URL:https://chernomor.transneft.ru/about/struktur_podr/shesharis/ (дата обращения: 15.03.2021). – Текст : электронный
4. Транснефть: Нефтяная компания: [сайт]. – URL : http://transneft.tass.ru/#video_zapolyarie/ (дата обращения: 15.03.2021). – Текст: электронный, видео

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

М.С. Коновалов, Ю.В. Великанова

*Самарский государственный технический университет,
Самара*

В статье проведено исследование способов повышения надежности эксплуатации магистральных насосов, оценка способов в повышении эффективности работы насосного оборудования, показана формула, по которой можно определить минимальный натяг при установке подшипника.

Ключевые слова: насос магистральный, повышение надежности, подшипник радиально-упорный SKF, минимальный натяг, наработка.

Самый дешевый и экологически безопасный способ транспортировки нефти - трубопроводы. Протяженность действующих трубопроводов компании "Транснефть" составляет более 72 тыс. км, из которых более 19 тыс. км приходятся на нефтепродуктопроводы. Компания транспортирует около 90% добываемой в России нефти и около 25% производимых в стране нефтепродуктов, а также значительные объемы углеводородного сырья стран СНГ. Во всей системе "Транснефти" почти 500 нефтеперекачивающих станций, основными элементами которых являются магистральные насосы [7].

Применение магистральных насосов центробежного типа различных модификации, мощностей и производительности, продолжительность функционирования которых во многом зависит от своевременного проведения планово-предупредительных ремонтов (ППР) и ремонта в ходе их эксплуатации, показывает, что большая его часть теряет работоспособность не вследствие поломок, а в результате износа отдельных деталей.

Проведенный анализ дефектов и выявления причины повышенной вибрации центробежных насосов и износа подшипниковых узлов, показал, что основными факторами являются: несоосность и дисбаланс, в результате чего выходит из строя узел радиально упорного подшипника.

Существует гипотеза, утверждающая, что при работе механизмов и машин осуществляется два процесса: схватывание металлического сплава и окисление пластически деформированных поверхностных слоев с образованием растворов и химических соединений кислорода с

материалами деталей по поверхности их взаимного контакта. Допуская, что изнашивание всей поверхности детали происходит равномерно, число циклов до разрушения, необходимое для аналитической оценки интенсивности износа, может быть определено из уравнения [3]

$$J = \xi \frac{b\varepsilon^{v+1}h_{max}}{(v+1)nd} n_c, \quad (1)$$

где: b, v — параметры кривой опорной поверхности;

ε - относительное сближение поверхностей;

h_{max} - высота максимального выступа истирающей поверхности;

ξ — коэффициент, учитывающий влияние на величину площади фактического контакта упругих деформаций ($0,5 < \xi < 1$);

n_c ,- относительная контурная площадь, участвующая в процессе трения;

d - средний диаметр единичного пятна контакта;

n — число циклов до разрушения.

В ряде случаев считают, что понятие усталостного износа как вида разрушения, при котором материал подвергается повторному действию сил, приводящих к накоплению в нем повреждений, может быть использовано и для анализа процесса, который классифицируется как адгезионный износ [3]. При упругом насыщенном контакте все микронеровности, которые расположены на контурной площади контакта, образуют зоны контакта. Условие реализации упругого насыщенного контакта имеет вид:

$$\left(\frac{8 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta z^{\frac{1}{2}} \cdot E}{(b^{0,5} \cdot v)^{2v-1} \cdot (1-\mu^2)} \right) \leq P_{CH} < \frac{(a_t \cdot HB)}{(b^{1/v} \cdot v)^{1/(v-1)}}, \quad (2)$$

где : P_{CH} — упругость насыщенного контакта; E -модуль упругости

v, b — параметры, зависящие от вида обработки;

μ — коэффициент Пуассона;

a_t — коэффициент, учитывающий напряженное состояние в зоне контакта и кинематические особенности взаимодействия твердых тел. При упругом контакте ($\alpha t = 0,5$);

HB — твердость материала.

Относительное сближение при насыщенном упругом контакте можно определить по формуле:

$$\varepsilon = \left(\frac{3Pc^{\frac{2}{3}} \cdot (1-\mu^2)^{2/3}}{E^{\frac{2}{3}} \cdot b^{\frac{1}{3v}} \cdot \Delta^{\frac{1}{3}} + \frac{(v-1)}{(b \cdot v^v)^{1/(v-1)}}} \right), \quad (3)$$

Подставим в формулу (2) вместо РС левую часть выражения P_{CH} получим формулу для определения относительного сближения:

$$\varepsilon = \frac{\left(\frac{8 \cdot 10^{-2} \cdot \Delta^2 \cdot E}{2v+1} \right)^{2/3} \cdot (1-\mu^2)^{2/3}}{E^{\frac{2}{3}} \cdot b^{\frac{1}{3v}} \cdot \Delta^{\frac{1}{3}}} + \frac{(v-1)}{(b \cdot v^v)^{1/(v-1)}} = (1,114/b^{1/v} \cdot (b^{\frac{1}{v}} \cdot v)^{\frac{2v+1}{2v-1} \cdot \frac{2}{3}}) + \left(\frac{v-1}{(b \cdot v^v)^{v-1}} \right) \quad (4)$$

Деформация в вертикальном направлении определяется из выражения [4]:

$$\varepsilon = h = N/2, \quad (5)$$

где N — натяг.

Относительное сближение ε определяют по формуле [3]:

$$\varepsilon = h/R_{max}, \quad (6)$$

где h — глубина внедрения неровности;

ε — относительное сближение при насыщенном упругом контакте.

С учетом формул (5) и (6) получим выражение для определения натяга:

$$N = 2h = 2\varepsilon R_{max}. \quad (7)$$

Минимальный натяг, обеспечивающий упругий насыщенный контакт определим по формуле:

$$N_{упр.нас.min} = 2R_{max} \left(1,114/b^{1/3v} \cdot (b^{\frac{1}{3v}} \cdot (b^{\frac{1}{v}} \cdot v)^{\frac{2v+1}{2v-1} \cdot \frac{2}{3}}) + \left(\frac{v-1}{(b \cdot v^v)^{v-1}} \right) \right). \quad (8)$$

Из полученной формулы (8) следует, что величина натяга, обеспечивающая упругий насыщенный контакт, зависит только от параметров обработки b , v и шероховатости поверхности R_{max} подшипникового узла центробежного насоса. Рост фактической площади контакта снизит контактные напряжения при ее нагружении.

Нагруженное состояние подшипников складывается из осевой и радиальной нагрузки, допуск перемещения вала (люфт) согласно РД-75.200.00-КТН-119-16, составляет 0,03 мм (и в осевом и в радиальном направлении). Поэтому для компенсации осевого и радиального усилия предлагается следующее решение: установка языка в подводящем патрубке ведет к снижению радиальных нагрузок путем разделения потока пополам.

К такому решению пришли зарубежные производители насосов: Sulzer, Flowserve, KSB.

Анализ актов расследований отказов по причине работы насоса вне рабочего диапазона показал, что наиболее частой причиной отказов является превышение допустимого значения радиальной силы, действующей на опорные подшипниковые узлы. Так в магистральном насосе НМ 1250-260 классической конструкции (применение двухзавиткового отвода), работающем в режиме 0,5 номинального с ротором на номинальную подачу, значение радиальной силы возрастает более чем в 2 раза. Это снижает наработку на отказ подшипника в среднем в 2 раза. В связи с этим предлагается усилить узел радиально-упорных подшипников путем замены на подшипники марки SKF [8].

Таким образом, установка языка в подводящем патрубке и усиление узла радиально-упорных подшипников путем замены на подшипники марки SKF в магистральном насосе НМ 1250-260 классической конструкции позволит увеличить наработку на отказ с 8000 до 40000 часов.

Самый уязвимый узел, согласно статистике, является торцевое уплотнение. Магистральный насос двухстороннего входа содержит торцевые уплотнения вала.

Торцевые уплотнения выполняют роль герметизации рабочей камеры насоса. В качестве этих уплотнений применяются торцевые уплотнения типа ТМ (динамические), как показано на (Рис.1а).

В качестве усиления уплотняющего узла предлагается вместо динамического типа уплотнения использовать статический (Рис.1б). Согласно паспорту завода-изготовителя, ресурс уплотнений составляет 24000ч.

Основной производитель насосного парка и комплектующих ООО «KSB» провел работу по приведению конструкции насосов типа НМ к требованиям мировых стандартов, в том числе - API 610.

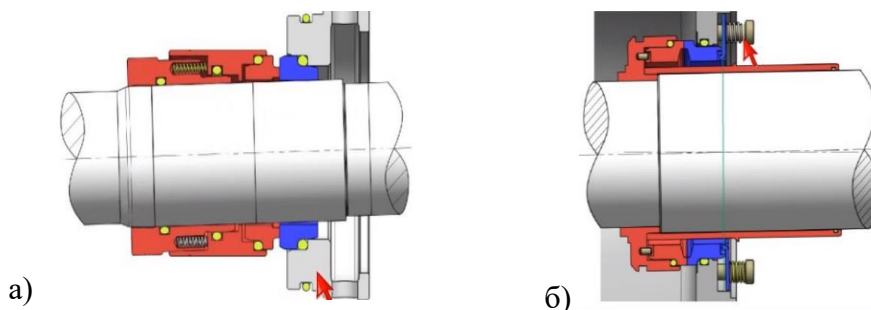


Рисунок 1 - Динамический тип уплотнения и статический тип уплотнения

Основываясь на требованиях о промывке, охлаждении и минимизации влияния перекоса вала торцевых уплотнений этого международного стандарта, на насосах НМ всего номенклатурного ряда предлагается применение торцевых уплотнений (установка по схеме «ТАНДЕМ») статического типа.

Имея большой положительный опыт изготовления и материалов, производитель в настоящее время предлагает модернизацию всего ряда насосов типа НМ-1250...НМ-10000, находящихся в рабочем состоянии.

Такая модернизация может осуществляться двумя способами:

- 1) Установка обвязки затворной жидкости
- 2) Установка торцевых уплотнений статического типа, которые представляют собой патронный узел с аварийной (резервной) парой.

Торцевые уплотнения статического типа – механические, двойные с частичной гидравлической разгрузкой и резервным уплотнением.

Конструкция торцевого уплотнения позволяет обеспечить блочную установку и снятие их с вала насоса без демонтажа крышки и корпусов подшипников.

Контакт между рабочими поверхностями колец пары трения, обеспечивающих герметичность внутренней полости насоса, создается за счет усилия пружин и гидростатического давления уплотняемой жидкости.

Все места сопряжений, по которым возможна утечка, уплотнены резиновыми кольцами круглого сечения.

Резервное уплотнение выполнено в виде самоустанавливающегося в радиальном направлении кольца сальниковой набивки.

Охлаждение уплотнений обеспечивается за счет циркуляции перекачиваемой насосом жидкости через камеры уплотнений. При этом жидкость, подводимая в камеры уплотнений, очищается от механических примесей в циклонных сепараторах, установленных в линиях циркуляции.

Жидкость забирается из напорной полости крышки насоса в зоне установки колец уплотнительных и по входному трубопроводу подается на вход циклонного сепаратора.

Очищенная жидкость по напорному трубопроводу подается на торцевое уплотнение, а затем через щель сбрасывается в подвод в сторону рабочего колеса.

Нефть с примесями из циклонного сепаратора сбрасывается во всасывающую полость корпуса насоса (в подвод).

Торцевое уплотнение статического типа устанавливают в насос и демонтируют единым блоком, поэтому не требуется подгонка торцевых уплотнений «по месту», они допускают промывку горячим паром без остановки насоса и имеют повышенную надежность и долговечность.

Преимуществами торцевых уплотнений статического типа по сравнению с торцевыми уплотнениями типа ТМ-М также являются:

- конструктивное исполнение – патронного типа, которое позволяет производить разборку и сборку без демонтажа крышки насоса, а также снижает трудоемкость установки-снятия торцевого уплотнения;
- увеличение срока службы и надежности работы торцевого уплотнения при работе на очищенной нефти;
- конструкция торцевого уплотнения позволяет организованно отводить утечку уплотняемой жидкости, при этом значительно снижается загазованность в обслуживаемом помещении;
- возможность продувки уплотнений горячим паром для очистки их от отложений парафина и тяжелых фракций нефти без демонтажа и разборки торцевого уплотнения.

Для выполнения данных работ по модернизации требуется незначительная доработка корпусных деталей насоса, которая может осуществляться на месте эксплуатации.

В связи с тем, что в проекте проводится исследование влияния процесса деградации МНА, при расчете параметров функции надежности далее мы будем рассматривать отказы и вынужденные остановки насосного оборудования.

Насос марки НМ 1250-260 – центробежный, двух опорный, с одним рабочим колесом двустороннего всаса, с приводом от электродвигателя предназначен для подачи кубового продукта (вакуумного газойля) на установку каталитического крекинга.

В ходе выполнения исследования насосного оборудования на площадке АО «Нк НПЗ», узла подачи кубового продукта на установку каталитического крекинга были получены данные с момента последнего проведенного ремонта насосного агрегата.

Согласно данным технического журнала, формуляра, экспертизы промышленной безопасности результаты визуального измерительного контроля узлов и деталей агрегата, результаты капиллярного контроля, результаты ультразвуковой толщинометрии и измерения твердости, результаты вибрационного контроля получены в соответствии ГОСТ

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

22761-77, УО 38.12.018-94, ГОСТ Р ИСО 10816-1-97, ГОСТ 18442-80, РД 13-06-2006 и используются в настоящей работе.

Для оценки фактического технического состояния и контроля надежности оборудования (его основных узлов) производится анализ данных по временным понятиям надежности оборудования - ресурсу, сроку службы, наработке (суммарной - с начала эксплуатации; с момента проведения последнего капитального ремонта).

Таблица 1 - График проведения ремонта по РД 119-16

ТС (текущий), ч	СР (средний), ч	КР (капитальный), ч
6000	12000	36000
График проведения ремонта принятый		
4200	8400	36000
Продолжительности ремонта		
49	160	336

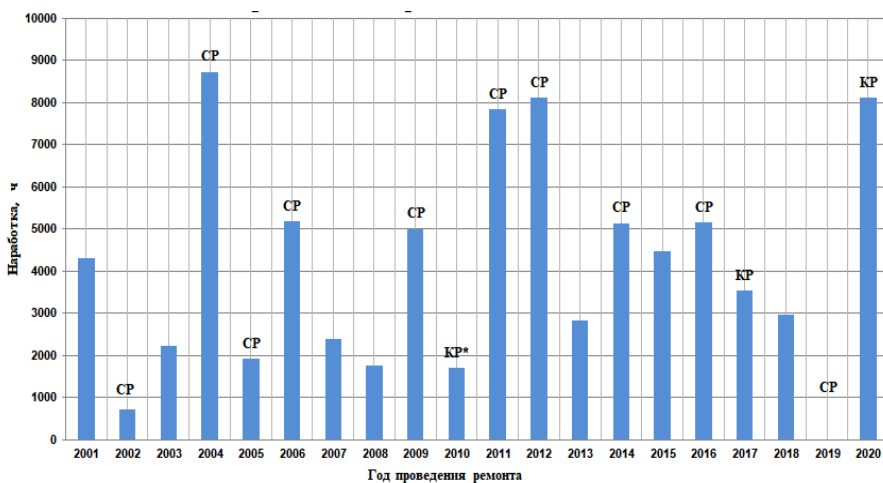


Рисунок 2 – Межремонтный пробег насоса НМ 1250-260 (А)

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

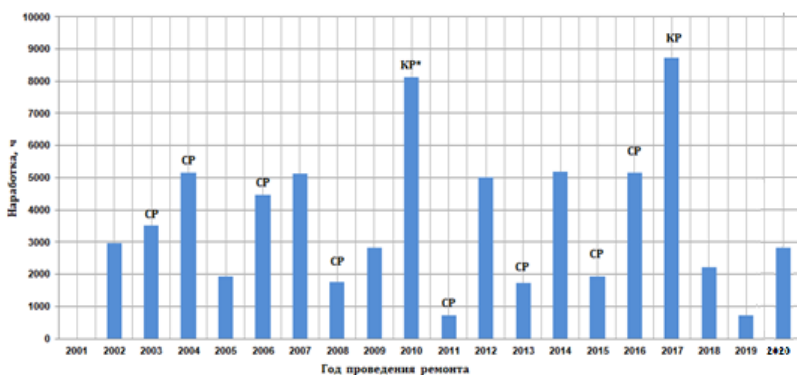


Рисунок 3 – Межремонтный пробег насоса НМ 1250-260 (В)

Исходной информацией для оценки показателей надежности являются результаты эксплуатации насосов, преобразованные в графики, их комплектующих элементов, узлов, деталей.

Таблица 2 - Исходные данные, необходимые для расчета – насос (А)

№ п/п	Технические данные	Размерность	Величина
1	Год изготовления насоса	-	2000
2	Год ввода в эксплуатацию	-	2001
3	Общий пробег за все время эксплуатации	ч	77760
4	Ежегодный пробег	ч	4320
6	Число ремонтов (отказов) за все время эксплуатации	-	14
7	Число ремонтов (отказов) торцевых уплотнений	-	9
8	Число ремонтов (отказов) подшипников	-	4
9	Число ремонтов (отказов) корпуса и деталей ротора	-	1
10	Наработка на отказ торцевых уплотнений	ч	8300; 8500; 8600; 8900; 9200; 9300; 11000; 11000

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

11	Наработка на отказ подшипников	ч	17200;16600; 22000;22000
12	Наработка на отказ корпусных деталей	ч	40654
13	Наработка на отказ деталей ротора	ч	40654

- средняя наработка на отказ (наработка на отказ) T ;

- средний ресурс (средний срок службы) D ;

- среднее время внепланового восстановления (ремонта) T_d ;

- среднее время планового восстановления (ремонта) $T_{ппр}$;

- коэффициент технического использования $K_{тн}$.

Таблица 3 - Исходные данные, необходимые для расчета – насос (В)

N п/п	Технические данные	Размерность	Величина
1	Год изготовления насоса	-	2000
2	Год ввода в эксплуатацию	-	2001
3	Общий пробег за все время эксплуатации	ч	69000
4	Ежегодный пробег	ч	4320
6	Число ремонтов (отказов) за все время эксплуатации	-	13
7	Число ремонтов (отказов) торцевых уплотнений	-	8
8	Число ремонтов (отказов) подшипников	-	4
9	Число ремонтов (отказов) корпуса и деталей ротора	-	1

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

10	Наработка на отказ торцевых уплотнений	ч	8200; 8300; 8300; 8600; 8800; 9100; 9200
11	Наработка на отказ подшипников	ч	16400;16600; 16600;16700
12	Наработка на отказ корпусных деталей	ч	39760
13	Наработка на отказ деталей ротора	ч	39760

Таблица 4 - Расчет статистических оценок показателей надежности оборудования

Условное обозначение показателя по ГОСТ 27.002	Насос А	Насос В
$T = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^r t_i$	Для корпуса: 39760 Для подшипников: 17200 Для торцевых уплотнений: 8600 Для деталей ротора: 39760	Для корпуса: 40654 Для подшипников: 16700 Для торцевых уплотнений: 8600 Для деталей ротора: 40654
$D = \frac{1}{n} \cdot \sum_{i=1}^n t_{\text{рес. } j}$	Для корпуса: 39760 Для подшипников: 17200 Для торцевых уплотнений: 8600 Для деталей ротора: 39760	Для корпуса: 40654 Для подшипников: 16700 Для торцевых уплотнений: 8600 Для деталей ротора: 40654
$T_d = \frac{1}{r} \cdot \sum_{i=1}^r t_{di}$	0	0

ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ

$T_{\text{ппр}} = \frac{1}{N_{\text{ппр}}} \cdot \sum_{i=1}^{N_{\text{ппр}}} t_{\text{ппр}}$	185	165
$K_{\Gamma} = \frac{T}{T + T_d + T_{\text{ппр}}}$	0,98	0,98
$K_{\text{ти}} = \frac{8640 - T_{\text{ппр}}}{8640} \cdot K_{\Gamma}$	0,96	0,97

Примечание

r - число отказов, произошедших за период наблюдений t ;

t_i - наработка между двумя последовательными отказами;

n - число объектов, работоспособных в начальный момент времени (эксплуатационных наблюдений) - при $t=0$;

$t_{\text{рес.}j}$ - наработка каждого из объектов от начала эксплуатации;

t_{ei} - продолжительность внепланового восстановления после i -го отказа оборудования;

$t_{\text{ппр}i}$ - продолжительность i -го планового восстановления оборудования;

$N_{\text{ппр}}$ - число плановых ремонтов оборудования за период наблюдений t ;

$n(t)$ - число объектов (оборудования), отказавших на отрезке времени от 0 до t .

При сравнении рассчитанных показателей надежности с паспортными установлено, что торцевые уплотнения работают на 400 ч меньше, подшипники на 2800 ч меньше, детали ротора и корпусные детали на 645 ч. больше.

Применяя модернизацию узлов рассматриваемого насоса, можно изменить нормативы межремонтных пробегов. В таблице 5 приведено итоговое сравнение показателей наработки на отказ.

Таблица 5

Обозначение насоса	Средняя наработка на отказ торцевого уплотнения, ч.	Нарработка на отказ по паспорту завода-изготовителя, ч.
Насос А	24100	25000
Насос В	61000	60000

Таким образом, после модернизации, время до ТР можно увеличить с 4200 до 8000 ч., СР – с 8400 до 24000, КР- с 36000 до 40000ч, а ресурс можно увеличить на 6 лет. (с 10 до 16)

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Гумеров А.Г. Эксплуатация оборудования нефтеперекачивающих станций/.: ООО «Недра Бизнесцентр», 2001. – 475 с.
2. Колпаков Л.Г. Центробежные насосы магистральных нефтепроводов – М.: Недра, 1985. – 184 с.
3. Крагельский И. В., Добычин М. Н., Комбалов В. С. Основы расчетов на трение и износ. М.: Машиностроение, — 1977. —525 с.
4. Ли Р. И. Восстановление неподвижных соединений подшипников качения. Дисс... докт. техн... наук. Москва. —2001 г. —250 с.
5. Ломакин В.О. Разработка комплексного методов расчета проточных частей центробежных насосов с оптимизацией параметров. дис.на соиск./д-ра техн. наук – Москва: московский государственный технический университет им. Н.Э. Баумана, Москва, 2017 г.
6. Ржебаева Н.К. Расчет и конструирование центробежных насосов/ Н.К. Ржебаева, Э.Е. Ржебаев Учебное пособие. – Сумы: Изд-во СумГУ, 2009. - 220с.
7. Как и куда течет нефть [<https://www.transneft.ru/pressroom/rg11>].
8. Сборник статей IX Международной научно-практической конференции «Организационно-экономические и инновационно-

- технологические проблемы модернизации экономики России» Пенза, 2019 г. «Повышение показателей надежности магистральных насосов» И.Р. Курмаев, — 2019г. —111 с.
9. Подшипники качения. Государственные стандарты РФ.(ГОСТ ИСО 4378-1-2001 ГОСТ 520-89) (ИСО 49286, ИСО 199-79, СТ СЭВ 774-85)
 10. ГОСТ Р 27.002 – 2015 «Надежность в технике»
 11. ГОСТ Р 55435-2013 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Эксплуатация и техническое обслуживание. Основные положения.
 12. ГОСТ 32600-2013 Насосы. Уплотнительные системы вала для центробежных и роторных насосов. – М., Стандартинформ. 2013. - 184 с.
 13. ГОСТ Р 53675-2009 Насосы нефтяные для магистральных трубопроводов. Общие требования. – М.: Стандартинформ, 2010. – 16 с.
 14. ГОСТ 12124-87 Насосы центробежные нефтяные для магистральных трубопроводов. – М.: Издательство стандартов, 2003. – 6 с.
 15. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности: Общие правила взрывобезопасности для взрывопожароопасных химических, нефтехимических и нефтеперерабатывающих производств. Сер. 09. Вып. 37. 2-е изд., доп. – М.: ЗАО«Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности». – 2013. 126 с.
 16. Ящура, А.И. Система технического обслуживания и ремонта техники / А.И. Ящура. – М.: Оборониздат, 1973. – 127 с.
 17. УО 38.12.018-94 Общие технические условия по ремонту центробежных насосов ISBN-5-88-462-028-4. ВНИКТИнефтехимоборудование, 1995.
 18. РД-39-023-2000. Методика определения и оценки эксплуатационных параметров насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов. – Уфа, 2000. -45 с.
 19. РД- 75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС.

20. РД- 23.080.00-КТН-169-13 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Капитальный ремонт центробежных подпорных насосов для перекачки нефти. Требования к организации и проведению.
21. РД-19.100.00-КТН-036-13 Правила технического диагностирования и освидетельствования механо-технологического оборудования. Методики технического диагностирования механо-технологического оборудования.
22. РД-35.240.00-КТН-173-17 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Автоматизированные системы управления технологическими процессами. Порядок создания и ввода в эксплуатацию.
23. РД 26.260.005-91 Методические указания. Оборудование химическое. Номенклатура. Показателей и методы оценки надёжности.
24. РД- 75.200.00-КТН-119-16 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Техническое обслуживание и ремонт механо-технологического оборудования и сооружений НПС.
25. ОР-29.160.30-КТН-185-14 Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Капитальный ремонт электродвигателей для насосных агрегатов. Порядок планирования и организации работ 25.11.2014

**МАШИНЫ И ОБОРУДОВАНИЕ
НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ**

УТОЧНЕННЫЙ РАСЧЕТ ВАЛОВ С УЧЕТОМ СОЧЕТАНИЯ КОНЦЕНТРАТОРОВ НАПРЯЖЕНИЙ

И. А. Кокорев

*Самарский государственный технический университет,
Самара, Россия ig.kokorev52@yandex.ru*

В данной статье рассматривается выбор конструктивной формы вала с учетом сочетания концентраторов напряжений. Выбор проверяется расчетом напряженно-деформированного состояния в системе ANSYS Workbench модели узла вала, построенной в системе КОМПАС - 3D. В качестве примера выполнен расчет узла вала косозубого цилиндрического редуктора. Получено деформированное состояние модели в целом, распределение эквивалентных напряжений, контактного давления, напряжения трения и относительного проскальзывания в областях контакта. Рассчитан запас усталостной прочности. Развитие данного подхода позволит совершенствовать выбор конструктивной формы валов с более точным учетом условий их работы.

Ключевые слова: выбор, уточненный расчет, вал, концентраторы напряжений, запас усталостной прочности.

Современные компьютерные технологии позволяют совершенствовать уточненные расчеты деталей машин, повышая их долговечность и прочность.

Основной причиной выхода валов машин из строя являются усталостные разрушения. Повысить сопротивление усталости валов на стадии проектирования можно за счет удачного выбора конструктивной формы и правильной оценки влияния концентрации напряжений.

В данной работе предлагается выбор конструктивной формы вала проверять расчетом напряженно-деформированного состояния модели узла, состоящего из вала с установленными на него деталями и узлами (зубчатые колеса, муфта, подшипники, шпонки и т.д.). Для расчета используется система ANSYS Workbench. Геометрическая модель узла строится в системе КОМПАС - 3D.

В качестве примера выполнен уточненный расчет тихоходного вала косозубого цилиндрического редуктора Ц2-125, нагруженного вращающим моментом $T=311,4\text{Нм}$.

Твердотельная модель тихоходной передачи показана на рис.1. Модель узла вала состоит из: соединения с колесом призматической шпонкой (Шпонка 14×9×36 ГОСТ 23360-78) и посадкой с натягом

$\delta_1=0,03$ мм с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 50 и 40мм; соединения с муфтой шпонкой (Шпонка 12×8×100 ГОСТ 23360-78) и посадкой с натягом $\delta_2=0,015$ мм с диаметром и длиной посадочной поверхности соответственно 40 и 110мм; двух соединений с подшипниками (Подшипник 309 ГОСТ 8338-75) с натягом $\delta_3=0,015$ мм; двух мазеудерживающих колец. Шпонки устанавливались в пазы с натягом $\delta_4=0,0004$ мм.

Исходные данные для построения моделей колес: число зубьев шестерни – 24, колеса – 73; модуль – 2,5мм; межосевое расстояние – 125мм; степень точности передачи – 9В; коэффициент смещения – 0; угол наклона зубьев – 14° 4' 11"; ширина зубчатого венца шестерни – 45мм, колеса – 40мм. Модель узла передачи получена из твердотельной модели всего редуктора.

Материал деталей и узлов: вал и шестерня из стали 40Х (предел текучести $\sigma_T=750$ МПа, предел прочности $\sigma_B=900$ МПа); колесо из стали 40Х ($\sigma_T=640$ МПа, $\sigma_B=790$ МПа); подшипники из стали ШХ15 ($\sigma_T=420$ МПа, $\sigma_B=730$ МПа); шпонки и мазеудерживающие кольца из стали 45 ($\sigma_T=320$ МПа, $\sigma_B=600$ МПа); муфта из стали 30 ($\sigma_T=300$ МПа, $\sigma_B=500$ МПа).

В ходе работы программы получено напряженно-деформированное состояние узла передачи в целом распределение эквивалентных напряжений в деталях, контактного давления, напряжения трения и относительного проскальзывания в областях контакта.

На рис. 1 показаны основные этапы подготовки решения задачи: твердотельная и конечно-элементная модель передачи; конечно-элементная модель вала; заделка – фиксация на внутренней цилиндрической поверхности шестерни, цилиндрическое закрепление внутренних колец подшипников и равенство нулю нормального перемещения на торце вала; нагрузка - вращающий момент, приложенный на грани торца выходного конца вала.

На рис. 2 показаны результаты решения задачи: распределение эквивалентных напряжений (von- Mises) в вале и опасная точка (узловая точка конечно-элементной модели) с максимальным значением эквивалентного напряжения $\sigma_{\text{эКВ}}=235,91$ МПа. Опасная точка находится на ступени вала под колесо, где имеет место сочетание конструктивных источников концентрации напряжений: галтели, шпоночного соединения и соединения с натягом.

На рис. 3 и 4 показано распределение контактного давления, напряжения трения и относительного проскальзывания в области контакта вала с колесом и области контакта вала со шпонкой. Компоненты тензора местных напряжений в опасной точке: $\sigma_x=-282,7$ МПа, $\sigma_y=-47,663$ МПа, $\sigma_z=-59,64$ МПа, $\tau_{xy}=28,376$ МПа, $\tau_{yz}=-0,40004$ МПа, $\tau_{zx}=14,913$ МПа.

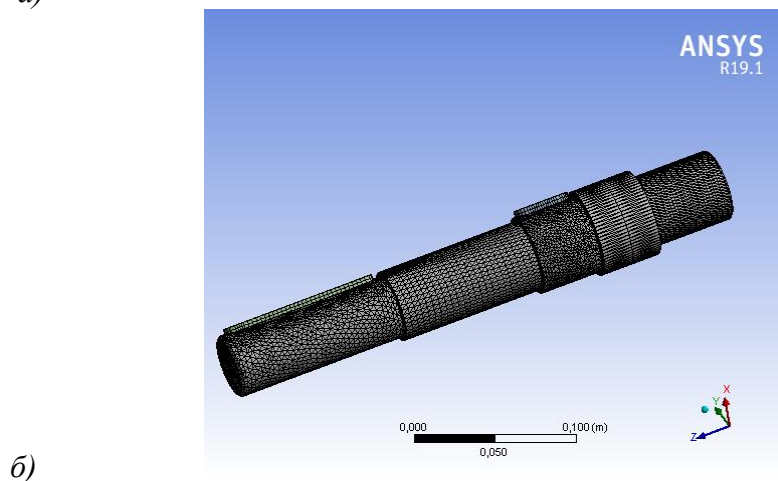
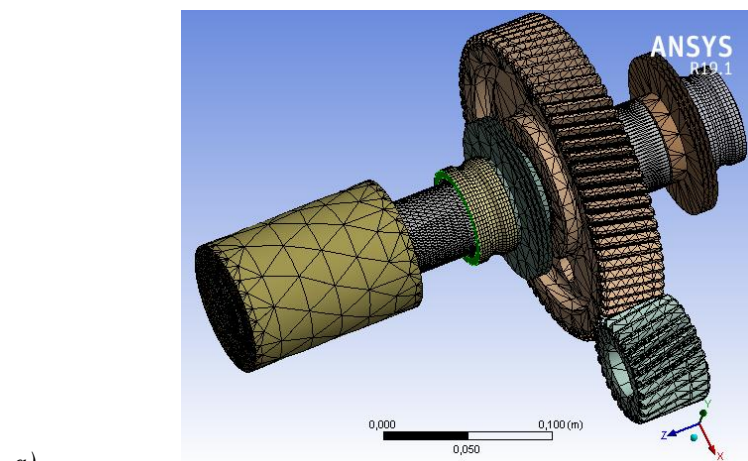
Запас усталостной прочности определяем с использованием модели усталостного разрушения при сложном напряженном состоянии [1]:

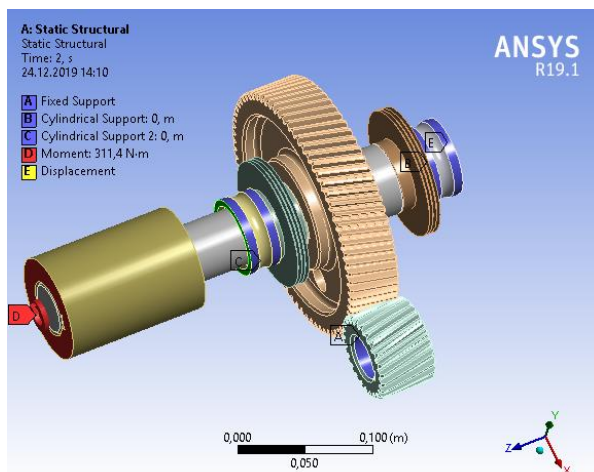
$$S = \frac{\sigma_{-1}}{\sigma_{\text{ЭКВ}}} \geq [S],$$

где σ_{-1} – предел выносливости при симметричном цикле изгиба; S – расчетный запас прочности; $[S] = 1,5 \dots 2,5$ – допускаемые значения.

Для определения эквивалентного напряжения используем зависимость

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \frac{\sigma_{\text{ЭКВ}a}}{qK_d K_F} + \psi_{\sigma} \sigma_{\text{ЭКВ}m}, \quad (1)$$

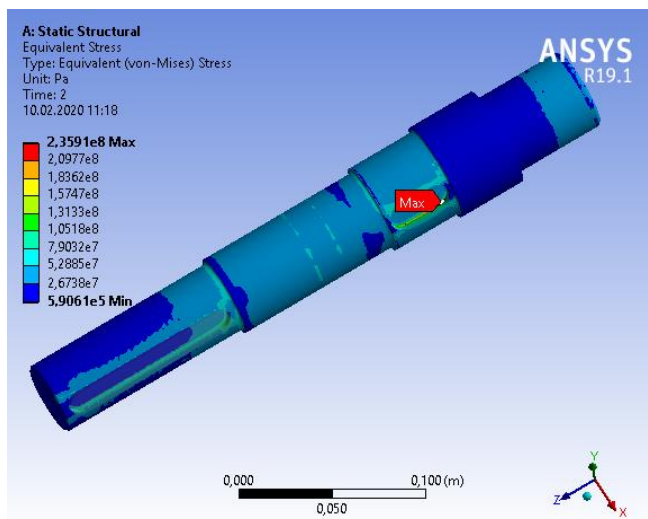




в)

Рисунок 1 - Конечно-элементная модель передачи (а) и вала (б), заделка и нагрузка модели передачи (в)

а)



б)

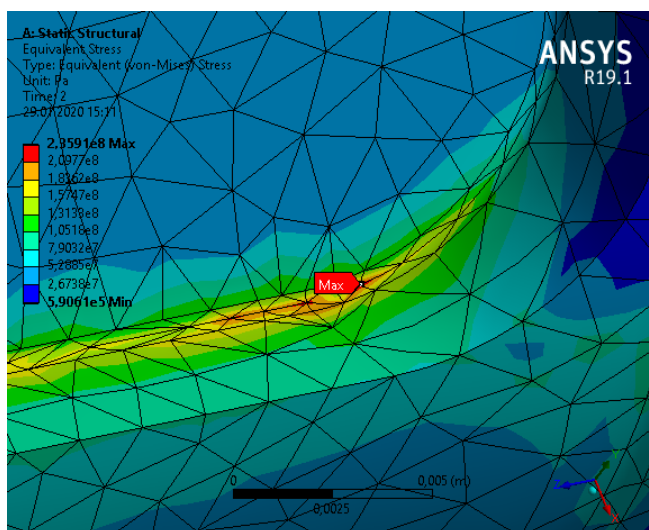
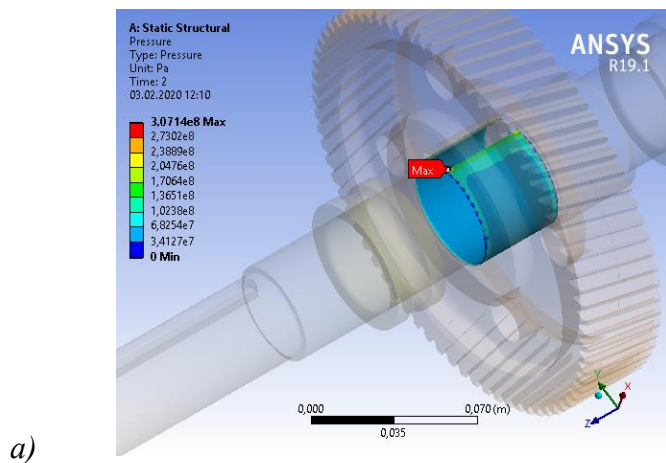


Рисунок 2 - Эквивалентные напряжения в вале (а) и опасная точка с максимальным значением эквивалентного напряжения (б)



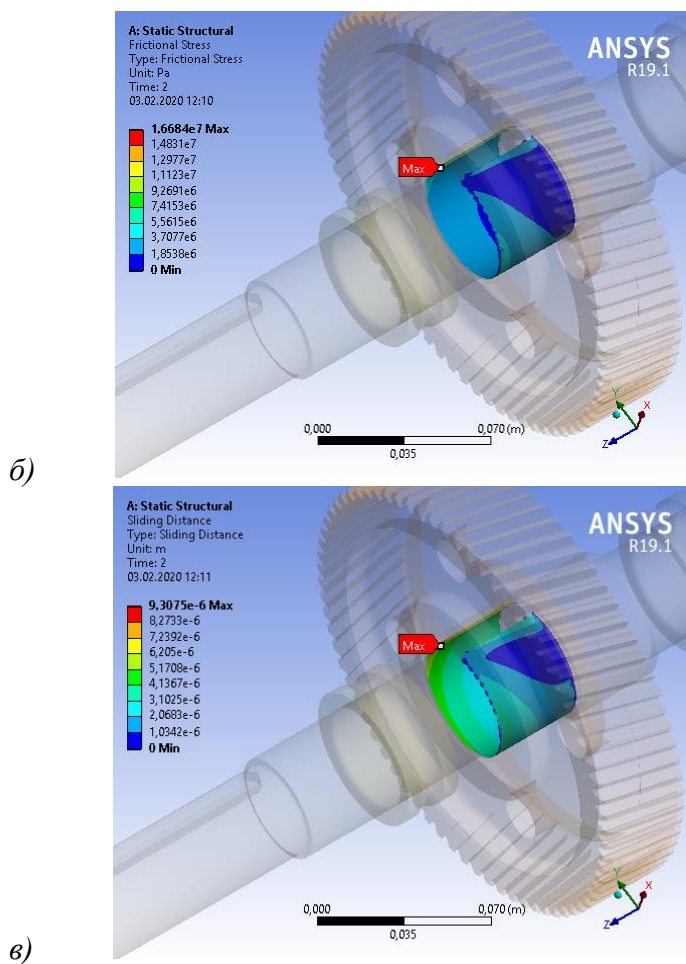
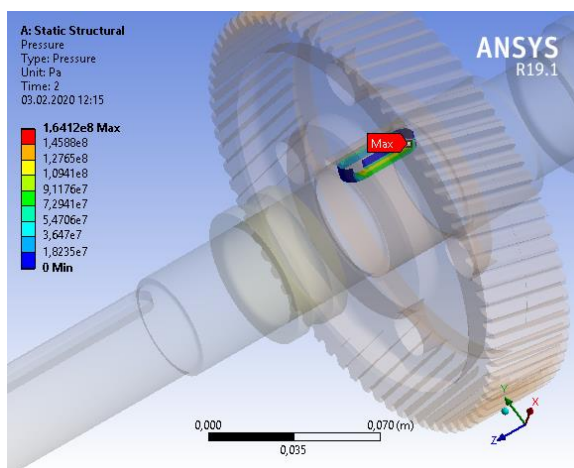
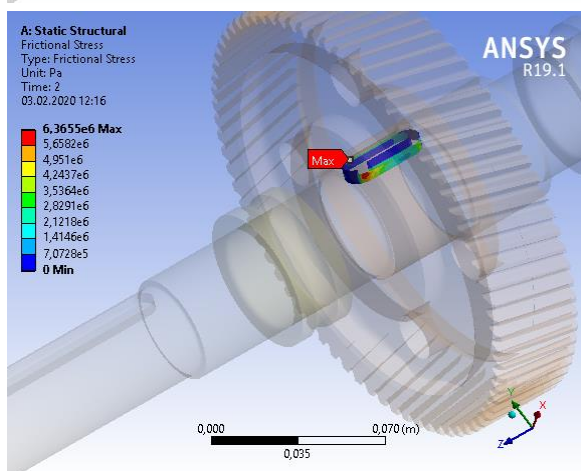


Рисунок 3 - Контактное давление (а), напряжение трения (б) и относительное проскальзывание (в) в области контакта вала с колесом

а)



б)



в)

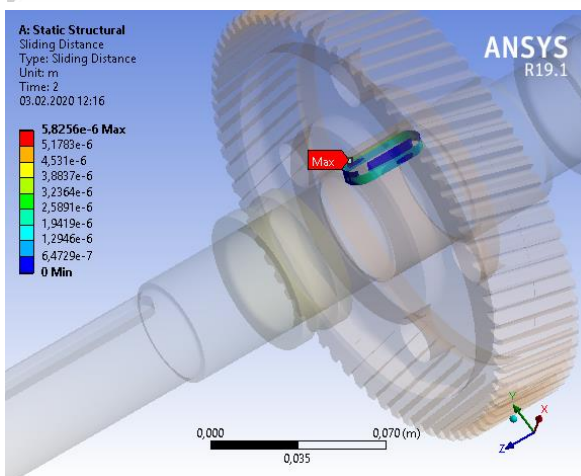


Рисунок 4 - Контактное давление (а), напряжение трения (б) и относительное проскальзывание (в) в области контакта вала со шпонкой

где эквивалентное переменное напряжение

$$\sigma_{\text{ЭКВ}} = \frac{1}{\sqrt{2}} \sqrt{(\sigma_{xa} - \sigma_{ya})^2 + (\sigma_{ya} - \sigma_{za})^2 + (\sigma_{za} - \sigma_{xa})^2 + 6(\tau_{xya}^2 + \tau_{yza}^2 + \tau_{zxa}^2)}$$

– интенсивность амплитуд местных переменных напряжений; эквивалентное постоянное напряжение $\sigma_{\text{ЭКВ}} = \sigma_{1m}$ – наибольшее нормальное напряжение; ψ_σ – коэффициент влияния постоянных напряжений; σ_{xa} , σ_{ya} , σ_{za} , τ_{xya} , τ_{yza} , τ_{zxa} – амплитуды местных переменных напряжений в опасной точке; K_d – коэффициент, учитывающий масштабный фактор; K_F – коэффициент, учитывающий влияние состояния поверхности; q – коэффициент чувствительности материала к концентрации напряжений.

Для расчета запаса усталостной прочности использовались следующие исходные данные: $K_d=0,7$; $K_F=1$; $q=1,25$; $\sigma_{-1}=435\text{МПа}$ [1]. При расчете учитывалось, что постоянные по величине и направлению силы передачи вызывают во вращающихся валах напряжения, изменяющиеся по симметричному циклу.

Расчетный запас усталостной прочности $S=1,613$. Вал можно считать работоспособным.

Применение модели (1) позволяет повысить надежность уточненных расчетов деталей машин и обеспечить их прочность и долговечность.

Развитие данного подхода позволит совершенствовать выбор конструктивной формы валов с более точным учетом условий их работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Биргер И.А. Расчет на прочность деталей машин: Справочник / И.А. Биргер, Б.Ф. Шорр, Г.Б. Иосилевич. – М.: Машиностроение, 1993 – 640 с.

**ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
ОБЕСПЕЧЕНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО
КОМПЛЕКСА**

УДК 621.3.078

**ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СТАНЦИЙ УПРАВЛЕНИЯ ПОГРУЖНЫМИ НАСОСАМИ С
ЧАСТОТНЫМИ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЯМИ**

А.В. Стариков, О.С. Беляева, В.А. Курдюшев

**САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

САМАРА, РОССИЯ

E-MAIL: STAR58@MAIL.RU

Повышение энергетической эффективности электротехнических комплексов добывающих скважин является актуальной задачей, позволяющей снизить удельные затраты электроэнергии при добыче нефти. Решение этой проблемы можно осуществлять различными способами: энергоэффективным дизайном скважины [1, 2], выбором оптимального уровня напряжения промысловой подстанции [3], установкой конденсаторных батарей для компенсации потребляемой реактивной мощности [4] и использованием других общеизвестных мероприятий. Перечисленные методы не затрагивают вопросы совершенствования станций управления погружными насосами, оснащенных частотными преобразователями, которые решают важную технологическую задачу поддержания требуемого динамического уровня жидкости в скважине и увеличения межремонтного периода.

Один из подходов к повышению энергетической эффективности станций управления с частотными преобразователями заключается в снижении коммутационных потерь в силовых транзисторах [5], что приводит к повышению коэффициента полезного действия, собственно инвертора. Другим направлением снижения потерь во всем электротехническом комплексе добывающей скважины является уменьшение амплитуд высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя станции управления. Исследования различных авторов показывают, что при традиционной синусоидальной модуляции, применяемой при управлении силовыми транзисторами частотного преобразователя, в выходном напряжении инвертора наблюдаются большие амплитуды высших гармоник. Действительно, натурные эксперименты показывают, что при максимальном напряжении амплитуда третьей гармоники достигает 8% от амплитуды первой, пятая гармоника составляет 12%, а седьмая – 5% [6]. Наличие высших гармоник с большими амплитудами приводит к дополнительным потерям в повышающем

трансформаторе, соединительном кабеле и погружном электродвигателе. Например, имеются сведения, что действие высших гармоник приводит к снижению коэффициента полезного действия двигателя на 5 – 17 % [7, 8]. Поэтому снижение амплитуд высших гармоник в выходном напряжении частотных преобразователей станций управления является большим ресурсом повышения энергетической эффективности механизированной добычи нефти.

Целью проводимого исследования является разработка способа коммутации силовых транзисторов частотного преобразователя, обеспечивающего улучшение гармонического состава выходного напряжения.

Для достижения поставленной цели, прежде всего, необходимо определить причины появления больших амплитуд высших гармоник в выходном сигнале частотного преобразователя при традиционной синусоидальной модуляции. Обзор литературных источников показывает, что основной причиной плохого гармонического состава напряжения инвертора является введение так называемого «мертвого» времени при переключении силовых транзисторов полумостов на каждом периоде широтно-импульсной модуляции [9]. Поэтому необходимо разработать такой способ коммутации силовых транзисторов частотного преобразователя, который обеспечивает синусоидальную модуляцию без введения «мертвого» времени.

Предлагается реализовать в инверторе (рис. 1) следующие режимы функционирования силовых транзисторов (таблица 1)[10].

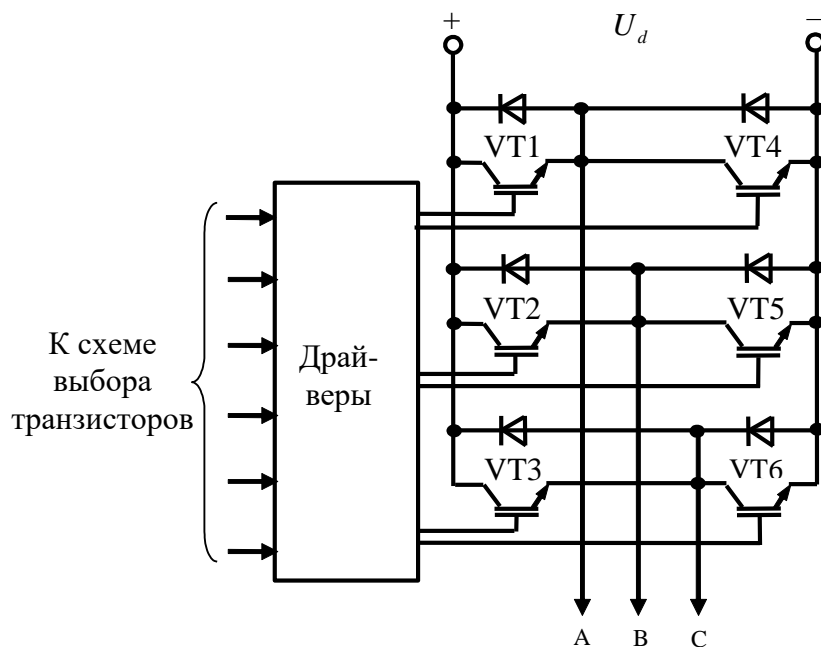


Рисунок 1 - Упрощенная силовая схема частотного преобразователя станции управления погружными насосами

Таблица 1 – Предлагаемые режимы функционирования силовых ключей частотного преобразователя

θ , рад	$0 - \frac{\pi}{3}$	$\frac{\pi}{3} - \frac{2\pi}{3}$	$\frac{2\pi}{3} - \pi$	$\pi - \frac{4\pi}{3}$	$\frac{4\pi}{3} - \frac{5\pi}{3}$	$\frac{5\pi}{3} - 2\pi$
Режим VT1	γ_A	γ_A	γ_A	Выкл.	Выкл.	Выкл.
Режим VT2	Выкл.	Выкл.	γ_B	γ_B	γ_B	Выкл.
Режим VT3	γ_C	Выкл.	Выкл.	Выкл.	γ_C	γ_C
Режим VT4	Выкл.	Выкл.	Выкл.	γ_A	γ_A	γ_A
Режим VT5	γ_B	γ_B	Выкл.	Выкл.	Выкл.	γ_B
Режим VT6	Выкл.	γ_C	γ_C	γ_C	Выкл.	Выкл.

Для этого необходимо период выходного напряжения разделить на 6 частей длительностью $\frac{\pi}{3}$. При этом скважность открытого состояния транзисторов $VT1$ и $VT4$ определяется по формуле[10]

$$\gamma_A = \frac{N_U \sin \theta}{T_{ШИМ}}, \quad (1)$$

где N_U – сигнал, определяющий величину (амплитуду) фазного напряжения; $\theta = 2\pi f_1 t$ – угол поворота вектора напряжения; f_1 – заданная частота напряжения на выходе инвертора; $T_{ШИМ}$ – период широтно-импульсной модуляции.

Скважность широтно-импульсной модуляции транзисторов $VT2$ и $VT5$ должна быть равна

$$\gamma_B = \frac{N_U \sin\left(\theta - \frac{2\pi}{3}\right)}{T_{ШИМ}}, \quad (2)$$

а скважность открытого состояния транзисторов $VT3$ и $VT6$ определяется выражением

$$\gamma_C = \frac{N_U \sin\left(\theta + \frac{2\pi}{3}\right)}{T_{ШИМ}}. \quad (3)$$

Анализ таблицы 1 показывает, что силовые транзисторы каждого полумоста переключаются всего 2 раза за период выходного напряжения, причем в момент переключения скважность открывающегося транзистора должна быть равна нулю. Поэтому при частотах широтно-импульсной модуляции до 20 кГц введения «мертвого» времени либо не требуется, либо задержка на включение должна работать всего 6 раз за период синусоиды[10].

Кроме того, уравнения (1) – (3) показывают, что при $0 \leq \theta \leq \frac{\pi}{3}$ всегда соблюдается условие

$$\gamma_B = \gamma_A + \gamma_C.$$

Аналогичные соотношения могут быть получены для любого значения угла θ . Поэтому предлагается в диапазоне углов $0 \leq \theta \leq \frac{\pi}{3}$ импульс на открытие транзистора $VT3$ подавать при выключении транзистора $VT1$ (рис. 2).

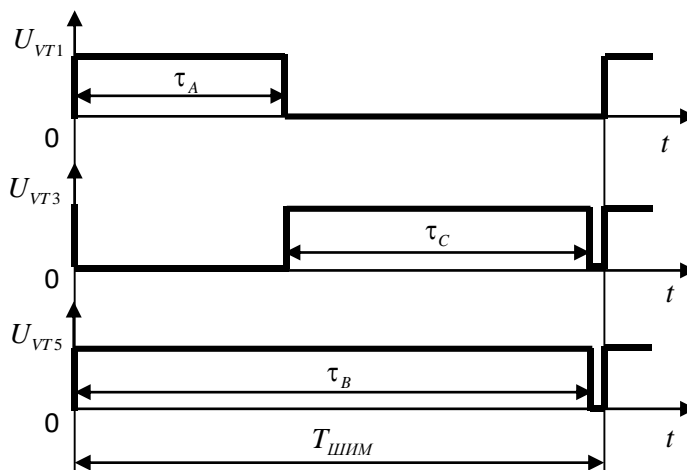


Рисунок 2 - Предлагаемый способ коммутации силовых транзисторов при

$$\theta = \frac{\pi}{8}$$

На рисунке символами τ_A , τ_B и τ_C обозначены длительности открытого состояния соответствующих силовых транзисторов. При таком способе коммутации транзисторов фазное напряжение представляет собой кусочно-постоянную функцию $f(\theta)$, принимающую только два значения

0 и $U_m = \frac{U_d}{2}$, где U_d – напряжение постоянного тока на входе транзисторного моста (рис. 3)[10].

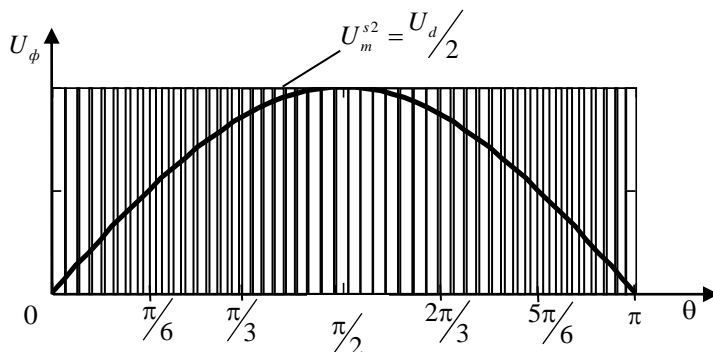


Рисунок 3 - Форма фазного напряжения на выходе инвертора при предлагаемом способе коммутации силовых транзисторов

Анализ формы фазного напряжения, представленного на рис. 3, позволяет найти формулу для определения его среднеквадратического значения [10]

$$U_{rms.max} = \frac{U_d}{2} \sqrt{\frac{1}{v} \sum_h^{v-1} \sin^2(h\theta_1)}, \quad (4)$$

где $\theta_1 = \frac{2\pi f_1}{f_{ШИМ}}$; f_1 – частота напряжения на выходе инвертора;

$f_{ШИМ} = \frac{1}{T_{ШИМ}}$ – частота широтно-импульсной модуляции; $v = \frac{f_{ШИМ}}{2f_1}$.

Следует отметить, что на рисунке 3 отражен случай, соответствующий максимальной величине амплитуды напряжения и $f_1 = 50$ Гц, $f_{ШИМ} = 4,8$ кГц, $v = 48$.

Подсчет по формуле (4) показывает, что при $U_d = 515$ В максимальная величина действующего значения фазного напряжения, которая может быть получена при предлагаемом способе коммутации силовых транзисторов, составляет $U_{rms.max} = 215$ В [10].

Рис. 3 позволяет также определить аналитическое выражение для расчета нечетных коэффициентов ряда Фурье, которые характеризуют гармонический состав фазного напряжения частотного преобразователя, при предлагаемом способе коммутации силовых транзисторов и $U_1 = U_{1max}$

$$b_n = -\frac{U_d}{n\pi} \sum_{h=1}^{v-1} \left\{ \cos \left[n\theta_1 (h + \sin(h\theta_1)) \right] - \cos(nh\theta_1) \right\}. \quad (5)$$

Значения коэффициентов ряда Фурье с номерами с 1 по 39, посчитанные по формуле (5), приведены в таблице 2. Анализ данных таблицы 2 позволяет сделать вывод, что амплитуда третьей гармоники достигает 0,16% от амплитуды первой, пятая гармоника составляет 0,0006%, а все остальные стремятся к 0. При этом суммарный коэффициент гармонических составляющих с 2-ой по 40-ю равен $K_U = 0,16$ %. Следовательно, можно сделать вывод, что предлагаемый способ коммутации силовых является эффективным способом уменьшения амплитуд высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя.

Таблица 2 – Значения коэффициентов ряда Фурье при предлагаемом способе коммутации силовых транзисторов и $U_1 = U_{1\max}$

$b_1 = 257,362$ В	$b_3 = 0,413$ В	$b_5 = 1,531 \cdot 10^{-3}$ В	$b_7 = 7,334 \cdot 10^{-7}$ В
$b_9 = 3,983 \cdot 10^{-8}$ В	$b_{11} = 2,333 \cdot 10^{-10}$ В	$b_{13} = 1,333 \cdot 10^{-12}$ В	$b_{15} = 1,286 \cdot 10^{-13}$ В
$b_{17} = 1,194 \cdot 10^{-13}$ В	$b_{19} = 3,721 \cdot 10^{-13}$ В	$b_{21} = 1,852 \cdot 10^{-13}$ В	$b_{23} = 6,677 \cdot 10^{-14}$ В
$b_{25} = 8,063 \cdot 10^{-14}$ В	$b_{27} = 4,718 \cdot 10^{-14}$ В	$b_{29} = -7,154 \cdot 10^{-14}$ В	$b_{31} = -1,071 \cdot 10^{-13}$ В
$b_{33} = 6,453 \cdot 10^{-14}$ В	$b_{35} = -9,828 \cdot 10^{-14}$ В	$b_{37} = 1,968 \cdot 10^{-15}$ В	$b_{39} = 6,067 \cdot 10^{-14}$ В

Реализовать такой способ коммутации силовых транзисторов частотного преобразователя, обеспечивающий синусоидальную модуляцию без введения «мертвого» времени, может разработанный авторами цифровой модулятор (рис. 4). Он содержит преобразователь код – частота, двоичный и двоично-шестеричный счетчики, два широтно-импульсных модулятора (ШИМ), элемент ИСКЛЮЧАЮЩЕЕ ИЛИ и схему выбора транзистора.

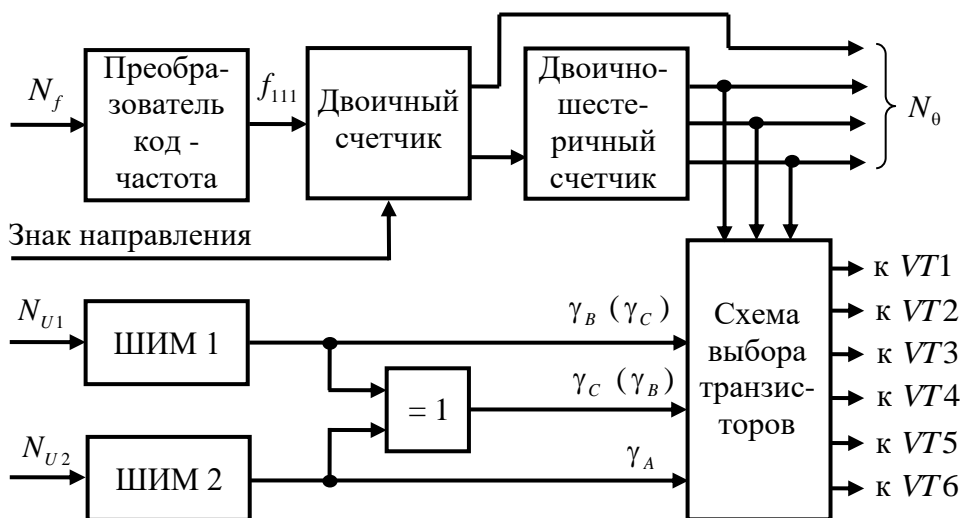


Рисунок 4 - Упрощенная функциональная схема цифрового модулятора, обеспечивающего синусоидальную модуляцию без введения «мертвого» времени

При таком построении цифрового модулятора на выходах двоично-шестеричного счетчика будет наблюдаться частота появления одного и того же кодового сочетания, равная частоте выходного напряжения инвертора

$$f_1 = \frac{f_{111}}{6 \cdot 2^k},$$

где f_{111} – частота на выходе преобразователя код – частота; k – разрядность двоичного счетчика. При этом на совокупности выходных шин двоичного и двоично-шестеричного счетчиков формируется цифровой двоичный код N_θ , который изменяется от 0 до $(6 \cdot 2^k - 1)$.

Входными воздействиями предлагаемого модулятора является цифровой код N_f , определяющий требуемую частоту выходного напряжения инвертора и цифровые коды N_{U1} и N_{U2} , формирующие необходимую амплитуду напряжения. Для того, чтобы предлагаемый цифровой модулятор осуществлял именно синусоидальную модуляцию, величину N_{U2} требуется рассчитывать по формуле

$$N_{U2} = \left| N_U \sin \frac{\pi N_\theta}{3 \cdot 2^k} \right|, \quad (6)$$

При этом значение N_{U1} вычисляется по выражению

$$N_{U1} = \left| N_U \sin \left(\frac{\pi N_\theta}{3 \cdot 2^k} - \frac{2\pi}{3} \right) \right|, \quad (7)$$

если на выходе двоично-шестеричного счетчика сформирован цифровой код, соответствующий 0, 1, 3 или 4. В случаях, когда на выходе двоично-шестеричного счетчика присутствует код, соответствующий 2 или 5, то значение N_{U1} должно рассчитываться по формуле

$$N_{U1} = \left| N_U \sin \left(\frac{\pi N_\theta}{3 \cdot 2^k} + \frac{2\pi}{3} \right) \right|. \quad (8)$$

если на шинах 34, 35 и 36 присутствует код, соответствующий 2 или 5.

Анализ формул (6) – (8) показывает, что на выходе ШИМ2 всегда формируется величина, соответствующая выражению (1), то есть γ_A , а на выходе ШИМ1 γ_B или γ_C в зависимости от цифрового кода двоично-шестеричного счетчика. Элемент ИСКЛЮЧАЮЩЕЕ ИЛИ формирует скважность $\gamma_C = |\gamma_A - \gamma_B|$ или $\gamma_B = |\gamma_A - \gamma_C|$. Схема выбора транзисторов в зависимости по сигналам двоично-шестеричного счетчика подает импульсы с требуемой скважностью на соответствующие силовые транзисторы VT1 – VT6. Так формируется синусоидальная широтно-импульсная модуляция, обеспечивающая снижение амплитуд высших гармоник в выходном напряжении инвертора.

В заключение следует сказать, что применение предлагаемого способа коммутации силовых транзисторов в частотных преобразователях станций управления погружными насосами позволит значительно снизить потери в повышающих трансформаторах и погружных электродвигателях. Это в свою очередь приведет к повышению энергетической эффективности всего электротехнического комплекса добывающих скважин.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Тарасов В.П. Энергосберегающий дизайн УЭЦН / В.П. Тарасов // Инженерная практика, № 3, 2010. – С. 26 – 32.
2. Мартюшев Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН / Д.Н. Мартюшов// Инженерная практика, № 6, 2011. – С. 72 – 77.
3. Табачникова, Т.В. Многоуровневая иерархическая оптимизация режима напряжения системы электроснабжения нефтегазодобывающего предприятия / Т.В. Табачникова, Д.Н. Нурбосынов // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». №1(53), 2017. – С. 85 – 95.
4. Табачникова, Т.В. Индивидуальная компенсация реактивной мощности электротехнического комплекса добывающей скважины с электроцентробежным насосом / Р.И. Гарифуллин, Э.Д.Нурбосынов, А.В. Махт// Ежемесячный производственно-технический журнал «Промышленная энергетика», №2, 2015. – С. 44 – 47.
5. Стариков А.В. Разработка экономичных законов коммутации силовых транзисторов частотных преобразователей станций управления погружными насосами / А.В. Стариков, С.Л. Лисин, И.А. Косорлуков, О.С. Беляева //Ашировские чтения: Сб. трудов Международной научно-практической конференции. – Самара: Самар. гос. техн. ун-т, 2019. – С. 373 – 377.
6. Кустов Д.А. Техническое диагностирование системы ПЧ-АД: магистерская диссертация / Д.А. Кудинов. – Челябинск: ЮУрГУ, 2017. – 89 с.
7. Костоломов Е.М., Шибанов С.В. Результаты работы высоковольтных частотно-регулируемых электроприводов насосных агрегатов перекачки нефти на объектах ОАО «Сургутнефтегаз» / Е.М. Костоломов, С.В. Шибанов // Экспозиция Нефть Газ 5/Н октябрь 2009. – С. 33 – 35.
8. Петренко А.Н. Дополнительные потери мощности частотно-управляемого асинхронного двигателя от высших гармоник напряжения/ А.Н. Петренко, В.И. Таянский, Н.Я. Петренко // Электротехника іЕлектромеханіка, № 5, 2012. – С. 34 – 35.
9. Анучин А.С. Системы управления электроприводов / А.С. Анучин. – М.: Издательский дом МЭИ, 2015. – 373 с.

10. Стариков А.В. Способ уменьшения амплитуд высших гармоник в выходном напряжении частотного преобразователя / А.В. Стариков, С.Л. Лисин, О.С. Беляева, В.А. Кирдяшев // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия «Технические науки». Т. 29, №1, 2021. – С. 120 – 132.

УДК 621.3.078

**ДИНАМИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДА
БУРОВОЙ ЛЕБЕДКИ С АСИНХРОННЫМ ИСПОЛНИТЕЛЬНЫМ
ДВИГАТЕЛЕМ**

А.В. Стариков, Д.В. Канунников

**САМАРСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ**

САМАРА, РОССИЯ

E-MAIL: STAR58@MAIL.RU

Современная тенденция в развитии электрооборудования буровых установок заключается в замене электродвигателей постоянного тока на двигатели переменного тока. Примером может служить модернизированная буровая установка ЭУК 3000/200 1М, в приводах основных механизмов которой применены асинхронные двигатели с частотными преобразователями. При этом актуальной является задача исследования динамических характеристик электроприводов переменного тока, определяющих быстродействие и точность поддержания скорости исполнительных механизмов.

Цель настоящей работы заключается в определении динамических характеристик электропривода буровой лебедки с исполнительным асинхронным двигателем.

В соответствии с требуемыми моментом и скоростью вращения для привода лебедки выбран трехфазный асинхронный двигатель АFD423МА6, который имеет следующие номинальные данные: мощность $P_{ном} = 470$ кВт; напряжение $U_{1ном} = 660$ В; ток $I_{1ном} = 500$ А; частота $f_{1ном} = 50$ Гц; синхронная скорость вращения $n_0 = 750$ об/мин; момент $M_{ном} = 6056$ Нм; коэффициент полезного действия $\eta_{ном} = 0,966$; $\cos \varphi = 0,85$; момент инерции $J_\delta = 36,24$ кгм²; число пар полюсов $Z_n = 4$. Для регулирования

скорости двигателя выбран частотный преобразователь SinamicsG150 с номинальными данными: мощность $P_{ном} = 560$ кВт; напряжение $U_{1ном} = 660$ В; ток $I_{1ном} = 575$ А; коэффициент полезного действия $\eta_{ном} = 0,97$; $\cos \varphi = 0,95$.

Для расчета динамических характеристик рассматриваемого привода лебедки необходимо, прежде всего, знать параметры схемы замещения асинхронного двигателя. Таких сведений в паспортных данных двигателя AFD423MA6 нет. Поэтому воспользуемся комбинированной методикой определения параметров схемы замещения [1, 2], в соответствии с которой на первом шаге задаются коэффициенты $\xi = 1,02$, $d_0 = 0,58$, $\lambda = 3,1$ и рассчитывается номинальное скольжение ротора

$$s_{ном} = 1 - \frac{30P_{ном}}{\pi n_0 M_{ном}}. \quad (1)$$

Затем вычисляются промежуточные параметры [2]

$$d = \frac{d_0(1 - \eta_{ном})(1 - s_{ном})}{\xi \eta_{ном} s_{ном}} - 1; \quad (2)$$

$$R_m = \frac{U_{1ном}^2(1 - s_{ном})}{2P_{ном}(\lambda + \xi - 1)}; \quad (3)$$

$$G = \frac{1}{s_{ном}^2} + \frac{2d}{s_{ном}} + d^2; \quad (4)$$

$$e = \frac{\lambda + \xi - 1}{\xi}. \quad (5)$$

С помощью коэффициентов, полученных по формулам (2) – (5), определяются параметры Г-образной схемы замещения асинхронного двигателя [1, 2]

$$R_{2Г} = \frac{R_m}{G} \left[\frac{e}{s_{ном}} + d + \sqrt{\left(\frac{e}{s_{ном}} + d \right)^2 - G} \right]; \quad (6)$$

$$R_{1Г} = dR_{2Г}; \quad (7)$$

$$X_{\kappa} = \sqrt{R_m^2 - 2R_m R_{1\Gamma}}; \quad (8)$$

$$X_{1\Gamma} = 0,42X_{\kappa}; \quad (9)$$

$$X_{2\Gamma} = 0,58X_{\kappa}; \quad (10)$$

Переход к параметрам Т-образной схемы замещения асинхронного двигателя производится по формулам [3]

$$X_m = \frac{\cos \varphi}{\frac{P_{ном}}{U_{1ном}^2} \sqrt{1 - (\cos \varphi)^2} - \frac{X_{\kappa}}{\left(R_{1\Gamma} + \frac{R_{2\Gamma}}{s_{ном}}\right)^2 + X_{\kappa}^2}} - X_{1\Gamma}; \quad (11)$$

$$R_1 = \frac{R_{1\Gamma}}{C_1}; \quad X_1 = \frac{X_{1\Gamma}}{C_1}; \quad R_2' = \frac{R_{2\Gamma}}{C_1^2}; \quad X_2' = \frac{X_{2\Gamma}}{C_1^2}, \quad (12)$$

где $C_1 = 1 + \frac{X_{1\Gamma}}{X_m}$.

Последовательный расчет по выражениям (1) – (12) позволяет найти параметры Т-образной схемы замещения асинхронного двигателя AFD423МА6, выбранного для привода буровой лебедки. В результате активные сопротивления обмоток статора и ротора получились равными $R_1 = 0,0066$ Ом и $R_2' = 0,0096$ Ом, соответственно, индуктивные сопротивления рассеяния этих элементов электрической машины – $X_1 = 0,0569$ Ом и $X_2' = 0,0763$ Ом, а индуктивное сопротивление цепи намагничивания – $X_m = 1,8963$ Ом. По этим данным можно определить собственные индуктивности взаимную индуктивность

обмоток: $L_1 = \frac{X_m + X_1}{2\pi f_{1ном}} = 0,0062$ Гн; $L_2' = \frac{X_m + X_2'}{2\pi f_{1ном}} = 0,0063$ Гн;

$L_0 = \frac{X_m}{2\pi f_{1ном}} = 0,006$ Гн. Отсюда следует, что электромагнитная

постоянная цепи статора равна [4] $T_1 = \frac{L_1 L_2' - L_0^2}{R_1 L_2'} = 0,0626$ с, а ротора

$$T_2 = \frac{L_1 L_2' - L_0^2}{R_2' L_1} = 0,0436 \text{ с.}$$

В частотном преобразователе SinamicsG150 реализована система векторного управления асинхронным двигателем, позволяющая достичь большого диапазона регулирования скорости. Регуляторы тока такой системы считаются по известным формулам, исходя из параметров схемы замещения асинхронного двигателя [5]. Регуляторы тока представляют собой пропорционально-интегральные (ПИ) регуляторы с передаточными функциями

$$W_{pm}(p) = \frac{R_{1\sigma} (T_{1\sigma} p + 1)}{2T_{\mu 1} k_{nc} k_{ocm} p}, \quad (13)$$

$$\text{где } R_{1\sigma} = R_1 + R_2' \left(\frac{L_0}{L_2'} \right)^2; \quad T_{1\sigma} = \frac{T_1 R_1}{R_1 + R_2' \left(\frac{L_0}{L_2'} \right)^2}; \quad T_{\mu 1} - \text{ малая}$$

некомпенсируемая постоянная времени; k_{nc} и k_{ocm} – коэффициент передачи преобразователя частоты и обратной связи по току, соответственно.

Регулятор скорости также является ПИ-регулятором с передаточной функцией

$$W_{pc}(p) = \frac{4T_{\mu 2} p + 1}{\frac{12T_{\mu 2}^2 Z_n k_{occ} L_0}{k_{ocm} J_{np} L_2'} p}, \quad (14)$$

где $T_{\mu 2} = 2T_{\mu 1} + T_{\phi c}$; $T_{\phi c}$ – постоянная времени фильтра в обратной связи по скорости; k_{occ} – коэффициент передачи обратной связи по скорости; J_{np} – приведенный к валу двигателя момент инерции.

Для снижения величины перерегулирования на входе контура скорости, как правило, устанавливают аperiodический фильтр

$$W_{\phi}(p) = \frac{1}{4T_{\mu 2}p + 1}. \quad (15)$$

При $T_{\mu 1} = 0,01$ с, $k_{нч} = 0,012$ В/дискрета, $k_{осм} = 32,72$ дискрет/А, $T_{\phi c} = 0,002$ с, $k_{осс} = 104,354$ дискрет·с/рад передаточные функции (13) – (15) будут иметь следующие численные значения:

$$W_{pm}(p) = \frac{0,027p + 1}{0,491p}; \quad W_{pc}(p) = \frac{0,088p + 1}{0,001961p};$$

$$W_{\phi}(p) = \frac{1}{0,088p + 1}.$$

В результате расчетная модель электропривода буровой лебедки с асинхронным исполнительным двигателем, разработанная в программе MatlabSimulink, будет выглядеть следующим образом (рис. 1).

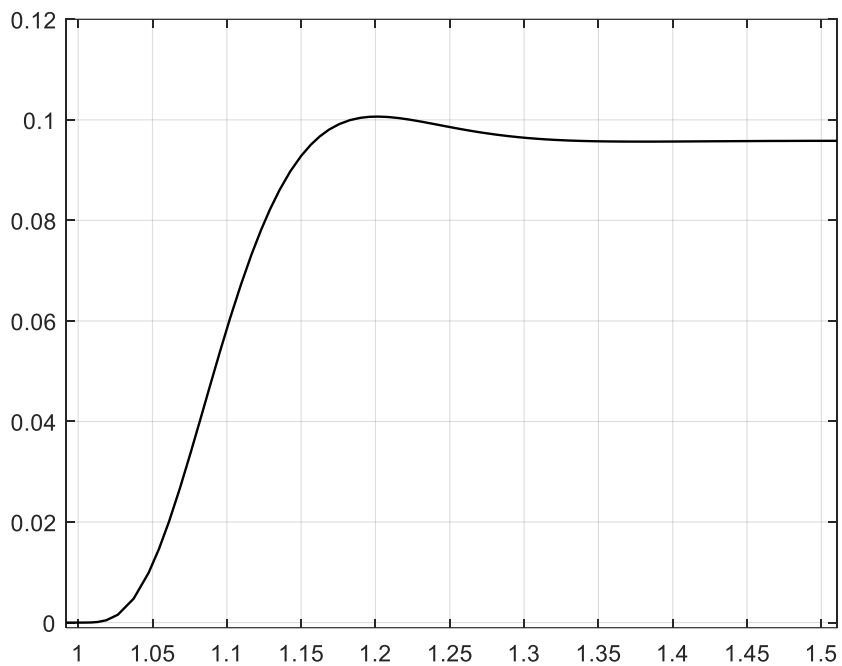


Рис. 2. График переходного процесса в электроприводе буровой лебедки по управляющему воздействию

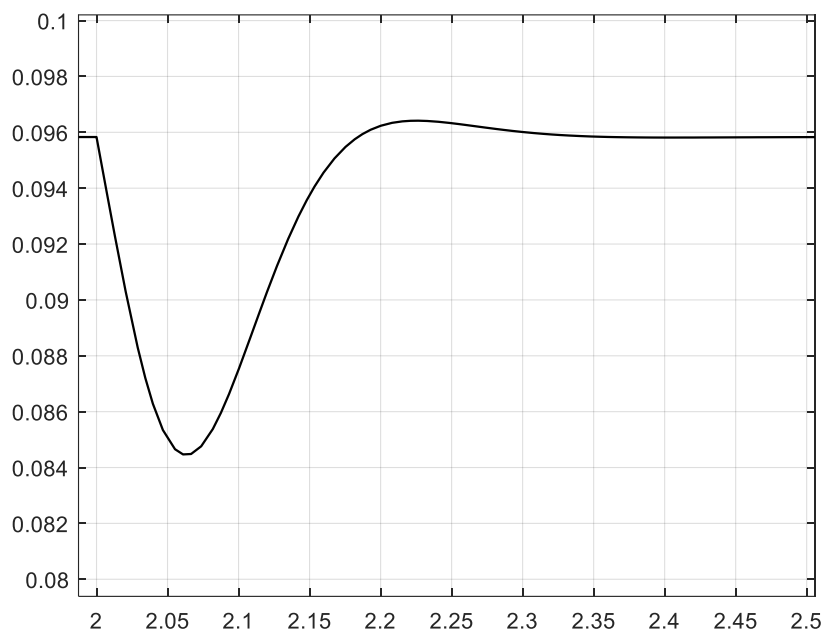


Рис. 3. График переходного процесса в электроприводе буровой лебедки по возмущающему воздействию

Анализ графиков показывает, что в электроприводе буровой лебедки с асинхронным исполнительным двигателем наблюдается высокое быстродействие. Действительно, время переходного процесса составляет 0,098 с, а динамический провал скорости при набросе момента нагрузки в 10 Нм не превышает 0,012 рад/с.

Таким образом, проведенное исследование позволяет сделать вывод, что модернизация буровой установки посредством замены двигателя постоянного тока в приводе лебедки на асинхронный весьма оправдана, поскольку современные частотные преобразователи обеспечивают высокое качество стабилизации скорости.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Кочетков В.В. Совершенствование управлением коэффициентом реактивной мощности системы электроснабжения с синхронным электроприводом: дис. ... канд. техн. наук / В.В. Кочетков. – Самара.: СамГТУ, 2018. – 154 с.

2. Гридин В.М. Расчет параметров и характеристик асинхронных двигателей по каталожным данным / В.М. Гридин // Электричество, № 5, 2012. – С. 40 – 44.
3. Михайлов О.П. Автоматизированный электропривод станков и промышленных роботов / О.П. Михайлов. – М.: Машиностроение, 1990. – 304 с.
4. Стариков А.В. Линеаризованная математическая модель асинхронного электродвигателя как объекта системы частотного управления / А.В. Стариков // Вестник Самарского государственного технического университета. Выпуск 16. Серия «Физико-математические науки». – Самара: СамГТУ, 2002. – С. 175 – 180.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ**

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ ДОБЫЧЕ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

А.Г. Задкова

СамараНИПИнефть, Самара, Россия, ann-zadkov@yandex.ru

Аннотация: в статье рассмотрены некоторые экологические проблемы, возникающие при добыче углеводородов из нетрадиционных источников, а также анализ последствий и рекомендации для решения данных проблем.

Ключевые слова: нетрадиционные источники, экология, ресурсы, микроэлементы, химические соединения, сланцы.

Низкопроницаемые коллекторы являются наиболее важным нетрадиционным источником углеводородов, т.к. классические месторождения в настоящий момент находятся на последней стадии разработки. Добыча нефти из нетрадиционных источников становится одним из самых актуальных вопросов 21-ого века. Работы и проекты различных научных институтов доказывают, что нефть из низкопроницаемых коллекторов равна, а на определенных месторождениях даже больше, чем ресурсы из традиционных залежей. Россия является одним из мировых лидеров по ресурсам сланцевой нефти. К трудноизвлекаемым запасам Тимано-Печерского нефтегазосного бассейна и Волго-Уральского НГБ относятся доманиковые отложения, в западной Сибири – это породы баженовской свиты, достигающие распространения по площади 1 млн.км², кумская свита в Предкавказье, куонамская свита в Восточной Сибири. Ресурсные оценки нефти баженовской свиты Западной Сибири колеблются от 2-3 до 170 млрд.т. Большинство российских ученых в качестве компромиссной оценки считают, что в баженовской свите содержится порядка 20 млрд.т. нефти. На данный момент открыто большое количество месторождений низкопроницаемых пород, например, Большое Ольховское нефтяное месторождение (ХМАО), Троицкое месторождение в Оренбуржье, Западно-Салымское, Вадельпское (Западная Сибирь) и др.[3; 4]

Объединяющим условием для подобных залежей является низкая проницаемость и высокое содержание органического вещества, а также общие действия при разработке и добычи. При поиске, разведке и добыче сланцевой нефти, существуют риски при проведении работ в низкопроницаемых породах – это отсутствие четкого алгоритма при построении модели пласта, интерпретационных технологий промысловой геофизики и сейсморазведки, неприменимость обычных лабораторных технологий для нахождения подсчетных параметров, разработка

нетрадиционных месторождений осложняется аномалиями фильтрации. Помимо геологических сложностей при добыче нефти и газа из нетрадиционных источников, есть проблемы в бурении скважин, экологическая безопасность и экономические риски.[3; 10]

В данной работе рассмотрим подробнее экологические проблемы при добыче углеводородного сырья из сланцев. В ряде работ указывается, что при несоблюдении экологических норм может возникать концентрация больших объемов загрязненной воды вблизи месторождений, которая не утилизируется, а также контаминация грунтовых вод вредными химикатами (HCL, As, C₇H₈ и др.), парниковый эффект при потере метана, повышенный уровень гамма-излучения у сланцев [3] – основной ряд экологических проблем, связанных с добычей углеводородного сырья из низкопроницаемых пород-коллекторов.

Одним из наиболее эффективных способов добычи подобных ресурсов является гидроразрыв пласта. При разработке трудноизвлекаемых залежей необходимо учитывать высокую концентрацию микроэлементов, содержащихся в сланцах. Примерно 15–20% добываемого углеводородного сырья содержат в своем составе потенциально токсичные элементы в количествах, превышающих их безопасный уровень, и объемы его добычи с годами возрастают. При ГРП происходит физическое воздействие на пласт, увеличение давления, закачка химических реагентов и при большом количестве перфораций на протяжении длинного горизонтального участка приводит к высвобождению органических соединений и их выбросу в окружающую среду. Например, вследствие техногенного и особенно высокотемпературного (>450°C) воздействия на углеводородное сырье, могут активироваться химические и биологически инертные в природной нефти и битумах, но токсично опасные микроэлементы, такие как V, Ni, Co, Cr, Cu, Zn и другие. [12]

В результате добычи сланцев, углей, нефтей и их переработки особое внимание уделяется загрязнению окружающей среды ртутью и ее соединениями. Данные по ряду зарубежных и российских проектов позволяют сделать вывод, что ртуть присутствует в нефтидах в виде высокодисперсных капель металлической ртути, обладающих высокой летучестью, а также нелетучих сульфидов и химических соединений в асфальтенах, которые могут быть основным ее компонентом в некоторых нефтях. [3; 11; 13]

Помимо различных микроэлементов, все горючие сланцы имеют естественную радиоактивность. Она возникает из-за содержания в низкопроницаемых породах естественных радионуклидов - урана, тория, продукты радиоактивного распада (радий и газообразный радон). В горючих сланцах содержание Th и U - 12 и 3,2 г/т., а среднее содержание

радионуклидов в черных сланцах 8–13 г/т, когда аномально высокими показателями считается более 25 г/т. При этом фанеразойские черные сланцы отличаются самой высокой концентрацией урана. Таким образом, при переработке сланцев могут образовываться продукты с повышенной радиоактивностью по сравнению с исходными сланцами.[10; 11]

Для решения перечисленных проблем предлагаем ряд рекомендаций:

1. Формирование экологических законов. Например, «Экологический налог» на разработку сланцев в США введен на региональном уровне. А штат США Колорадо стал первым, кто ввел законодательные ограничения на выброс метана при промышленной разработке сланцевых месторождений.
2. Использование гидроразрыва пласта с биоразлагаемыми химическими добавками без применения пропантов, на чистой воде
3. Создание уникальной технологии, которая в большей мере могла бы проектировать модель трещины. Для месторождений с трудноизвлекаемой нефтью, преимущественно слоистой неоднородной структурой, совершенным стало бы разделение пород по плоскости их напластования. При этом повышение трещиноватости низкопроницаемых отложений путем создания мелкой сетки вертикальных коротких трещин поспособствовало бы исключить негативные экологические последствия, вызванных возможным нарушением «покрышки».
4. Утилизация сточных вод. Из-за увеличения рабочей производительности и больших отходов воды, убавляется обилие пресной воды. В США, в разных штатах уже существует переработка сточных вод, она выполняется многообразными способами. Так, в штате на юге США (Техас), присутствует много отработанных нефтяных месторождений, и различными нефтяными и газовыми фирмами применяется способ слива сточных вод в отработанные скважины.
5. Эффективное использование угарных газов в качестве теплоносителей, а также за счет установки сажеуловителей для наружных реторт.[4;8]

Таким образом, основным направлением на сегодня остается решение экологической задачи при добыче ресурсов из сланцев, которая несет за собой ряд последствий в виде геологических, технологических и экономических. Постановка задач и последующих действий по их решению позволит найти один общий выход для данной проблемы. Процесс и

скорость развития разработки сланцевых месторождений нефти и газа будет зависеть от технических, технологических решений, позволяющих экономически эффективно добывать трудноизвлекаемые ресурсы с минимальными экологическими рисками. Для того чтобы минимизировать негативное влияние на окружающую среду необходимо:

- проведение анализа всех рисков на этапах разведки и добычи сланцевой нефти и газа;
- разработка методики выявления углеводородсодержащего объекта до начала поисково-разведочного бурения;
- преждевременная оценка преимуществ и недостатков различных технологий добычи трудноизвлекаемых запасов УВ;
- анализ вариантов решения возможных экологических проблем в районе добычи;
- разработка новых или промышленное освоение известных методов добычи (многостадийный гидроразрыв пласта, горизонтальное бурение).

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абукова Л.А., Шустер В.Л. Перспективы развития нефтегазового комплекса России // Экспозиция нефть газ. 2016. №7. С. 12-15
2. Дахнова М.В., Можегова С.В., Назарова Е.С., Пайзанская И.Л. Оценка запасов «сланцевой нефти» с использованием геохимических параметров // Геология нефти и газа. 2015. №4. С. 55-61
3. Двенадцатова Т.И. Экологическая изнанка сланцевой революции: риски, запреты и перспективы // Нефть, Газ и Право. 2015. №6. С. 36-46
4. Дежина И.Г. и др. Актуальные технологические направления в разработке и добыче нефти и газа: публичный аналитический доклад. М.: БиТуБи, 2017. 220с.
5. Ли Цуньи. Экологические проблемы разработки сланцевой нефти и пути их решения // Творчество юных – шаг в успешное будущее, 2015. С.445-448
6. Михайлов Н.Н., Туманова Е.С., Зайцев М.В. Степенной закон фильтрации и его последствия для малопроницаемых коллекторов // Нефтяное хозяйство. 2020. №4. С. 34-37

7. Мастепанов А.А., Влияние цен на нефть на приоритеты развития мировой нефтегазовой отрасли // Нефтяное хозяйство. 2017. №2. С. 8-12
8. Немова В.Д., Атяшева Е.П., Панченко И.В., Бедретдинов Р.Ю. Эффективные подходы к изучению и прогнозу нефтегазоносности отложений баженовской свиты // Геология нефти и газа. 2014. №6. С.36-47
9. Прищепа О.М., Аверьянова О.Ю., Ильинский А.А., МорариуД. Нефть и газ низкопроницаемых сланцевых толщ – резерв сырьевой базы углеводородов России. Спб.: ВНИГРИ, 2014. 323 с.
10. Пунанова С.А., Шустер В.Л., Нетрадиционные трудноизвлекаемые ресурсы нефти и газа: проблемы освоения и экологии // Экспозиция Нефть Газ. 2018. №3.С.14-18
11. Пунанова С.А., Нукенов Д., К вопросу об экологических последствиях горизонтального бурения сланцев в связи с их обогащенностью микроэлементами // Георесурсы. 2017. №3. С. 239-248
12. Цветков Л.Д., Цветкова Н.Л., Сланцевая нефть России // Проблемы ресурсного обеспечения газодобывающих районов России до 2030. 2013. №5. С. 219-230
13. Якуцени С.П. Распространенность углеводородов, обогащенных тяжелыми элементами-примесями. Оценка экологических рисков. СПб.: Недра, 2005. 372 с.
14. Wilhelm S.M., Liang L., Cussen D., Kirchgessner D.A. Mercury in crude oil processed in the United States (2004) // Environmental Science and Technology, 2007, issue 41, pp. 4509-4514

УДК 504:622.24

ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ОТХОДОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

*Е.А. Рогов¹, А.А. Контарев¹, С.А. Пискарев²**1 – ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,**пос. Развилка, Московская область, Россия**2 – ООО «Газпром ПХГ», филиал «Невское УПХГ»,**пос. Крестцы, Новгородская область, Россия**alexeykontareff@yandex.ru*

Аннотация. Одной из проблем, связанных с состоянием окружающей среды на нефтегазоконденсатных месторождениях и подземных хранилищах газа, является оценка качества отходов бурения при строительстве скважин по степени их негативного воздействия на окружающую среду. Предлагается комплексный подход к оценке качества отходов бурения скважин по классу опасности.

Ключевые слова: скважина, буровой раствор, отходы бурения, буровые сточные воды, класс опасности, окружающая среда.

В процессе строительства скважин отходы бурения накапливаются и хранятся в шламовых амбарах.

В отходах бурения может содержаться значительное количество загрязняющих компонентов неорганической и органической природы, в основном представленные различными химическими реагентами и смазывающими композициями, применяемыми в процессе строительства скважин любого профиля и назначения при использовании различных типов буровых растворов.

К отходам бурения относятся буровой шлам и буровые сточные воды, которые в процессе строительства скважин загрязняются буровым раствором и его компонентами (выбуренной горной породой, нефтепродуктами. Химическими реагентами, и т.д.) Характер и уровень загрязняющих свойств отходов бурения определяется в основном теми компонентами, которые используются при приготовлении различных рецептур буровых растворов. В связи с тем, что бурение скважин сопровождается значительным потреблением объемов воды, то наибольший объем среди отходов бурения составляют буровые сточные воды, которые подразделяются на следующие категории: производственные сточные воды (формируются в процессе выполнения различных технологических операций); хозяйственно-бытовые и атмосферные (связаны с атмосферными

осадками, объем которых может достигать до 10 % от общего объема буровых сточных вод). В настоящее время экологическая характеристика отходов бурения поступающих в окружающую среду оценивается по химическим показателям и методами биотестирования [1, 2].

В таблице 1 представлены результаты химического анализа буровых отходов прискважинного амбара.

Таблица 1 –Результаты химического анализа отходов бурения

Вид отхода бурения	Плотность, кг/м ³	pH	Ингредиент, мг/дм ³					
			Ca ²⁺	Mg ²⁺	Cl ⁻	SO ₄ ²⁻	Сухой остаток	Взвешенные вещества
Буровая сточная вода	1045	5,8	1002	1187	32426	1250	58500	2500
Буровой шлам	-	5,7	3782	2849	97149	6100	129374	-

Согласно представленным данным, отходы бурения являются многокомпонентными по составу сложными смесями. В скважине буровой раствор взаимодействует с измельченной выбуренной породой разных геологических отложений, что приводит к образованию различных соединений и сведения о свойствах этих соединений, опасных или неопасных для окружающей среды, иногда бывают противоречивы.

Наиболее чувствительным методом, способным определять совокупное воздействие на окружающую среду загрязняющих веществ различной природы, является биотестирование. Биотестирование – интегральный метод, позволяющий оценить токсичность отходов бурения на основании реакции тест-объектов.

Биотестирование буровых отходов были проведены на тест-объектах *DaphniamagnaStraus*. В результате проведенных исследований буровая сточная вода и буровой шлам были отнесены к третьему классу опасности.

Таким образом, комплексный подход к качеству отходов бурения с использованием химических и биологических методов позволяет получить наиболее объективную оценку по классу опасности. Соответственно классу опасности необходимо проводить экологические мероприятия по их обезвреживанию.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Критерии отнесения отходов к I - V классам опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду. Утверждены приказом Минприроды России от 04.12.2014 № 536.
2. Порядок подтверждения отнесения отходов I – V классов опасности к конкретному классу опасности. Утвержден приказом Минприроды России от 08.12.2020 № 1027.

ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МИКРОГЕЛЕЙ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ С ВОДНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

А.Н. Сухоносова, Г.С. Мозговой, К.А. Куличков

*Самарский государственный технический университет
Самара, Россия E-mail syhovey@mail.ru, gsmozgovoi@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обосновано использование специальных биоразлагаемых микрогелей для сбора нефти с водной поверхности, проведено исследование эффективности геля в лабораторных условиях, приближенно моделирующих нефтяной разлив, на образце воды взятой из р. Большой Кинель

Ключевые слова: микрогель, ликвидация аварийных разливов нефти с водной поверхности.

Одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации систем трубопроводного транспорта являются аварийные разливы нефти на водной поверхности. Ликвидация последствий зачастую затруднена, занимает длительное время и требует значительных финансовых затрат. Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств.

Перед ликвидацией аварийного разлива нефти в первую очередь стоит задача по локализации пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков. Локализация разливов нефти осуществляется при помощи установки боновых заграждений.

В настоящее время основным методом ликвидации разливов нефти является использование сыпучих сорбентов и сорбирующего полотна.

Микрогели - вещества, растворимые в воде и способные переходить из состояния геля в состояние раствора, причем этот переход можно контролировать. Гель (BMG-P1) [2] создан на основе природного растительного сырья, благодаря чему, нетоксичен и безопасен для человека, окружающей среды и водных объектов, химически стабилен и полностью биоразлагаем.

Принцип действия микрогеля, использующийся во всех практических применениях, включает три основных эффекта:

- способность набухать и сжиматься в зависимости от внешних условий (рН, ионная сила, концентрация, температура);
- способность к обратимому формированию агломератов в виде тонких пленок, нитей и глобул при изменении внешних факторов (рН, ионная сила, концентрация, температура);
- способность сорбировать различные органические и неорганические соединения из раствора.

В настоящее время нефть остается одним из наиболее необходимым полезным ископаемым для человека. С каждым годом добыча нефти возрастает. Однако вместе с этим увеличиваются и проблемы. Аварийные разливы нефти, имеющие место при транспорте, наносят ощутимый вред экосистемам, приводят к негативным экономическим и социальным последствиям. Ввиду увеличения роста добычи нефти, износом основных производственных фондов (в частности, трубопроводного транспорта), а также несанкционированными актами на объектах нефтяной промышленности, негативное воздействие разливов нефти на окружающую среду становится все более существенным.

Несмотря на определенный прогресс, достигнутый в последние годы в вопросе ликвидации последствий аварийных разливов нефти, одной из наиболее актуальных проблем эксплуатации систем трубопроводного транспорта являются аварийные разливы нефти на водной поверхности. Ликвидация последствий зачастую затруднена, занимает длительное время и требует значительных финансовых затрат. К сожалению, многие известные и используемые методы ликвидации последствий аварийного разлива нефти на водной поверхности имеют различные недостатки:

- невозможность использования при отрицательных температурах;
- малая поверхность взаимодействия;
- отсутствие защиты от возгорания;
- низкая скорость срабатывания.

В соответствии с Федеральным законом [1] (статья 10), в целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии, организация, эксплуатирующая опасный производственный объект, обязана иметь резервы финансовых средств и материальных ресурсов для локализации и ликвидации последствий аварий, а также осуществлять мероприятия по локализации и ликвидации последствий аварий на опасном производственном объекте.

Локализация и ликвидация аварийных разливов нефти и нефтепродуктов предусматривает выполнение многофункционального комплекса задач, реализацию различных методов и использование технических средств.

Перед ликвидацией аварийного разлива нефти в первую очередь стоит задача по локализации пятен во избежание распространения дальнейшего загрязнения новых участков. Локализация разливов нефти осуществляется при помощи установки боновых заграждений.

В настоящее время основным методом ликвидации разливов нефти является использование сыпучих сорбентов и сорбирующего полотна. В данной работе предлагается альтернативный способ – применение специальных микрогелей.

Микрогели - вещества, растворимые в воде и способные переходить из состояния геля в состояние раствора, причем этот переход можно контролировать. Гель (BMG-P1) [2] создан на основе природного растительного сырья, благодаря чему, нетоксичен и безопасен для человека, окружающей среды и водных объектов, химически стабилен и полностью биоразлагаем (в течение 1 суток в активном иле). Изначально гель находится в жидком состоянии. При добавлении в воду его мелкие растворенные частицы активно взаимодействуют с загрязнителями благодаря высокому сродству, и выводят их в осадок в гелеобразном виде. Такой «гель» нерастворим, его легко извлекать из воды и обезвоживать. Микрогели представляют собой частицы геля со сверхмалыми размерами. Так минимальный размер частицы геля — 50 нм, максимальный доходит до 1 микрометра. Благодаря таким размерам микрогели могут быть легко диспергированы в воде и не оседают под действием силы тяжести. Микрогели обеспечивают такую эффективность очистки, на которую не способны существующие реагенты.

В большинстве случаев микрогели используются в виде подобных дисперсий или коллоидных растворов с концентрацией 0.1-0.5% в расчете на сухой вес. При оценке концентрации микрогелей необходимо учитывать тот факт, что они сильно набухают в воде, увеличивая свою массу в 20-40 раз. Поэтому предельные концентрации микрогелей в воде составляют

около 2-3% масс. Микрогели можно выделить и в сухом виде, для этого их осаждают из раствора и промывают органическим растворителем для удаления воды. Затем сухой порошок может быть использован для приготовления дисперсии микрогеля путем обычного растворения в воде. Для практических целей используются дисперсии или коллоидные растворы, в то время как порошки применяются только для транспортировки и хранения микрогелей.

Принцип действия микрогеля, использующийся во всех практических применениях, включает три основных эффекта:

- способность набухать и сжиматься в зависимости от внешних условий (рН, ионная сила, концентрация, температура);
- способность к обратимому формированию агломератов в виде тонких пленок, нитей и глобул при изменении внешних факторов (рН, ионная сила, концентрация, температура);
- способность сорбировать различные органические и неорганические соединения из раствора.

Все эти свойства в некоторой мере проявляются и у исходных полимеров, однако увеличение размеров до 120-500 нм позволяет и резко увеличить степень выраженности всех этих эффектов. Например, толщина адсорбционной пленки обычных полимеров не превышает 15 нм, в то время как микрогели могут формировать пленки толщиной до 1 мкм. В десятки раз увеличивается адсорбционная способность микрогелей по сравнению с исходными полимерами.

На практике использование микрогелей позволяет:

- получать тонкие (0,5-1 мкм), но достаточно прочные гелевые пленки на поверхности воды и различных материалов, таких как ткани, сетки и т.д.;
- формировать обратимые эмульсии с маслами различной природы, включая нефть и нефтепродукты.

При добавлении жидкого геля в водоем все нефтепродукты, которые находятся на поверхности или в толще воды, приобретают физические свойства геля. Это препятствует их растеканию по поверхности, испарению, воспламенению. В результате значительно уменьшаются масштабы нефтяного пятна, и облегчается его сбор. А также за счет своей высокой эффективности и малого размера частиц позволяют за один цикл очистки довести воду до нужного качества.

Принцип действия основан на формировании тонкой гелевой пленки на поверхности воды, которая вытесняет нефть и собирает ее в крупные сгустки. Работу микрогеля можно проиллюстрировать следующим примером: при определенном рН микрогели производных целлюлозы формируют устойчивую эмульсию с нефтью. При изменении рН эта эмульсия снова разделяется на два компонента: нефть и воду. Это свойство можно использовать для селективного извлечения нефтепродуктов из воды, когда сначала формируется эмульсия, частицы которой слипаются в сплошную гелеобразную массу. Затем этот гель отделяется от основного раствора и снова разделяется на два компонента в отдельной емкости. Отделенный микрогель используется для дальнейшей очистки водной поверхности от нефти и нефтепродуктов. Нефть, отделенная от микрогеля, отправляется на подготовку и дальнейшую перекачку по системе магистральных нефтепроводов. Таким образом, микрогель позволяет повысить скорость очистки воды, а получаемый осадок снова разделять на нефть и микрогель. Микрогель может использоваться несколько раз, а нефть отправляется на переработку.

Было проведено исследование эффективности геля в лабораторных условиях, приближенно моделирующих нефтяной разлив, на образце воды взятой из р. Большой Кинель (г. Бугуруслан, Оренбургская область). Притоки, как и сам Большой Кинель, с повышенной минерализацией воды. Вода жёсткая, по химическому составу гидрокарбонатно-кальциевая.

Первоначально был проведен холостой опыт по сбору нефти с поверхности воды без применения сорбента BMG-P1, для демонстрации того факта, что свободная нефть при сборе и извлечении не собирается, а просачивается сквозь сетку и попадает обратно в воду. В холостом опыте на поверхность воды вылили 5 мл нефти. Затем, последовательно, провели испытания сорбента BMG-P1 для 5, 10 и 15 мл нефти. Результаты испытаний представлены в таблице 1.

Во всех испытаниях 2%-й раствор BMG-P1 наносили из электрического опрыскивателя GreenWorks с плоскощелевой форсункой. Собранную капсулированную нефть извлекали из воды бытовым аквариумным сачком (размер ячейки 1x1мм). После каждого испытания вода в аквариуме полностью заменялась.

Таблица 1 - Результаты лабораторных испытаний сорбента ВМГ-Р1 для сбора нефтяной пленки с поверхности воды.

№ п/п	V нефти, мл	H пленки, мкм	VВМГ, мл	QВМГ, л/м2	г Нефти /г ВМГсух	кг ВМГсух / т Нефти
1	5	15÷30	100	0,36	2,5	400
2	10	35÷70	100	0,36	5	200
3	15	50÷100	100	0,36	7,5	133

В испытании №3 (при добавлении 15 мл нефти) после сбора и извлечения капсулированной нефти из воды на поверхности воды появились капли капсулированной нефти, поэтому для бассейных испытаний были приняты параметры лабораторного испытания №2.

В бассейн площадью 2,94 м² набрали 500 л водопроводной воды и добавили хлорид кальция для повышения уровня общей жесткости до 16,6⁰Ж. На поверхности воды разлили 100 мл нефти и выдержали 5 минут для образования однородной по толщине пленки на водной поверхности. С помощью пеногенератора обработали поверхность бассейна 2%-м раствором Сорбента ВМГ-Р1 (параметры обработки: давление – 6 BAR, щелевая форсунка 0,6 мм, угол распыла 80⁰). Выдержали 5 минут для полного капсулирования нефти. Затем собрали капсулированную нефть с помощью сетчатого бона (размер ячейки 1×1 мм) и извлекли из воды при помощи сетчатого сачка (размер ячейки 1×1 мм) и поместили её в специальную ёмкость. После извлечения нефти на поверхности воды не наблюдалось следов нефтепродуктов ни в свободном, ни в капсулированном виде. Результаты испытаний представлены в таблице 2

Микрогели превосходят аналоги по ряду основных характеристик. При применении обычных сыпучих сорбентов, этот подход не слишком эффективен. Такие твердые частицы сами по себе далеко по воде не «расходятся» и успевают про взаимодействовать лишь с тем объемом загрязнителя, что находится в непосредственной близости от них. Так же у сорбентов нет защиты от возгорания и нет свойства сбора тонких нефтяных пленок, низкая скорость срабатывания по сравнению с микрогелем. Сепараторы так же менее эффективны, у них большая металлоемкость, высокие энергозатраты и сбор только локальных участков нефти с поверхности воды. Микрогель же поначалу остается в жидкой фазе и сам широко растекается по поверхности нефтяной пленки, почти на глазах стягивая ее. В результате значительно уменьшаются масштабы нефтяного пятна и облегчается его сбор и снижается опасность для окружающих объектов, так как гелевая пленка не дает нефти налипать на грунт, растения и животных.

Таблица 2 - Результаты бассейнных испытаний сорбента VMG-P1 для сбора нефтяной пленки с поверхности воды.

№ п/п	V _{нефти} , мл	H _{пленки} , мкм	V _{VMG} , мл	Q _{VMG} , л/м ²	г Нефти / г VMG _{сух}	кг VMG _{сух} / т Нефти
1	100	35÷70	600	0,2	8,3	120

Помимо прочего, работает микрогель при широком диапазоне температур, сохраняя свои свойства. Все это существующим на рынке методам практически недоступно. Абсолютно никакой опасности: это полисахариды, хорошо знакомые живой природе полимерные соединения, которые достаточно быстро разлагаются в ходе естественных процессов. По сравнению с другими реагентами микрогели имеют свойство обратимости, то есть они могут переходить из состояния коллоидного раствора в состояние макроскопического геля под влиянием различных факторов (рН, ионная сила, концентрация, температура). Причем в каждом конкретном случае микрогель можно настроить на срабатывание при изменении какого-нибудь определенного фактора.

Согласно инструкции [3], гель изготавливается по ТУ [4] и представляет собой мелкодисперсный порошок от светло-желтого до темно-коричневого цвета.

Сорбент транспортируют в заводской упаковке на железнодорожном, автомобильном, речном и авиатранспортом в соответствии с правилами, действующими на данном виде транспорта. На упаковку наносится манипуляционный знак по ГОСТ 14192 «Беречь от влаги. Класс опасности по ГОСТ 12.1.007: IV (малоопасная продукция).

Сорбент хранят в упаковке изготовителя в крытых складских помещениях в условиях, исключающих попадание в них атмосферных осадков и пыли, защищенных от действия прямых солнечных лучей при относительной влажности не более 75%. Хранение вблизи открытого огня не допускается. Не допускается повреждения заводской упаковки. Температура применения от -7 до 40°C.

Основные работы по ликвидации разлива нефти (ЛРН) включают установку на рубежах локализации №1, №2 и №3 удерживающих БЗ, локализацию и сбор нефти нефтесборщиками в емкости временного хранения нефти.

Поверхность воды обрабатывается раствором гелеобразного сорбента путем однократного распыления его на поверхность под давлением с помощью установленных форсунок, которые в свою очередь установлены на плавсредстве. Подача сорбента осуществляется с помощью компрессора на базе ПАРМ через заполненный пеногенератор по сборному

трубопроводу. После нанесения гелеобразного сорбента происходит выдержка в течение 5 минут для полноты капсулирования нефти. Далее при помощи вакуумного нефтесборщика производится извлечение её из воды с последующей перевозкой в емкость «ВХН 200», которая расположена в 100 метрах от места производства работ.

Таблица 3 - Сравнительный анализ

Средства ЛРН (Производитель)	Внешний вид при использовании	Диапазон температур	Возможность возврата нефти	Защита от возгорания	Площадь покрытия	Эффективность при сборе 5 тонн нефти, кг
сорбент (НПО Биомикрогели)	гель	от -7 °С до +40 °С	+	+	неограниченная	120*
Сорбент (Экосорб)	тканное полотно	не выше +85 °С	+	-	ограниченная	250
Сорбент (Биосорбонафт ВД)	порошок	от +2 °С до +40 °С	-	-	ограниченная	2500**

* - количество биосорбонафта ВД определено опытным путем

Преимуществом геля по сравнению с сорбентом «Экосорб» является площадь срабатывания и защита от возгорания.

Предлагаемый способ осуществим в реальных условиях с использованием известных материалов и веществ. Микрогели позволяют проводить работы по локализации разливов нефти и сбору нефтяных пленок с рядом преимуществ перед аналогами. Обработанная микрогелем нефть не растекается в виде пленки, а локализуется в виде желе. Микрогели позволяют оперативно и безопасно ликвидировать разливы нефти:

- защита от испарения и возгорания;
- высокая эффективность – качественная очистка (степень очистки 98,5-99%);
- возврат собранной нефти;
- возможность сбора тончайших нефтяных пленок;
- оперативность и простота в применении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Федеральный закон от 21.07.1997 № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов»
2. Патент RU 2514645 С1, 27.04.2014 Бюл. №12, Патентообладатель: ООО «НПО БиоМикроГели»
3. Инструкция № 01/2018 по применению Сорбента Биомикрогели® ВМГ-Р1.
4. ТУ 20.59.59-007-20629059-2018.
5. РД-13.020.00-КТН-020-14 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Ликвидация аварий и инцидентов. Организация и проведение работ».
6. <http://biomicrogel.com>.
7. <https://bruclean.ru/produksiya/stati/kak-rabotaet-mikrogel-istoriya-razrabotki.html>
8. <https://innoprod.startbase.ru/products/36943/>
9. <https://rusplt.ru/sdelano-russkimi/neftyanyie-razlivyi-uberet-mikrogel-18132.html>.

ОХРАНА ТРУДА

УДК 614.8

**МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ РИСКА ДЛЯ ПЕРСОНАЛА
РАБОТАЮЩЕГО НА ОПАСНОМ ПРОИЗВОДСТВЕННОМ
ОБЪЕКТЕ**

Д.А. Уваров¹, Р.Н. Сергеев¹

1 - магистрант, 3 курс, 8 ГМ группа,

Самарский государственный технический университет

В работе проведен анализ методологии оценки риска на опасных производственных объектах систем промысловой подготовки нефти. Рассмотрены эффективность применения моделей «Тепловой факел», «Огневой шар» и «ТВС» для оценки последствий аварийных ситуаций.

Ключевые слова: риск, оценка, методология, опасный производственный объект, модель, опасность

Оценка риска опасности для персонала объекта и населения, проживающего на близлежащей территории, опирается на методы теории надежности, теории вероятности и математической статистики. Методы теории надежности позволяют уточнить параметры работоспособности эксплуатации оборудования и, соответственно, аварийности технологических процессов с образованием опасных факторов источников ЧС. Методы математической статистики применяются для выявления инициирующих событий, приводящих к реализации аварийных и поставарийных сценариев развития ЧС на основе априорно принятых опорных частотных характеристик[1].

На основе предположения, что вероятные события относятся к числам малого порядка, расчет показателей индивидуального риска может определяться как математическое ожидание гибели (поражения) человека от наступления двух независимых событий — вероятности реализации опасных факторов и условной вероятности поражения этими факторами человека. Композиция двух законов на основе методов теории вероятности позволяет осуществить расчет показателей индивидуального риска в пространственно-временных характеристиках — полей нагружения (опасных зон)[2].

На основе полученных данных пространственного нагружения в показателях индивидуального риска и фиксированных данных о размещении людей в опасных зонах рассчитывается показатели социального (коллективного) риска.

Методология оценки риска от аварий в ходе эксплуатации опасного объекта опирается на представление опасного объекта как технической системы с взаимосвязанными элементами аппаратных технологических решений под управлением человека, направленного на поддержание всей системы на выпуск конечной продукции в рамках технологического регламента безаварийной эксплуатации.

При этом суть оценки сводится к выявлению аварий, которые являются источниками опасных (поражающих) факторов, и сопутствующих для этого условий. Основными фильтрами выявления выступают [3]:

- статистические данные аварийности эксплуатации типового производства в целом или его участков, получаемые на основе опыта ликвидации ЧС;

- аналитическая оценка технологического регламента производства по выявлению мест размещения опасных веществ, их термодинамических параметров и условий, при которых могут формироваться опасные (поражающие) факторы.

На основе комплексного рассмотрения результатов анализа по выявлению аварии, формируется модельный ряд аварийных и поставарийных сценариев развития чрезвычайных ситуаций для каждого выявленного источника опасных факторов.

Чтобы получить значения для определенной точки пространства условной вероятности поражения, используется параметрический закон распределения случайной величины, описываемый характеристическим выражением вида:

$$P_{\text{пор}} = f(\text{Pr}) = a + b \cdot \ln(D) = \frac{1}{\sqrt{2\pi}} \int_{-\infty}^{\text{Pr}} e^{-\frac{t^2}{2}} dt, \quad (1)$$

где a и b константы для каждого вещества или процесса, характеризующие специфику и меру опасности воздействия опасного фактора, D — поглощенная доза негативного воздействия.

Аналитические функции для термических и барических воздействий определяются выражением вида:

$$P_{пор} = f(\text{Pr}) = \begin{cases} Pr_{терм} = 2,56 \ln(t \cdot q^{4/3}) - 14,9 \\ Pr_{барич} = 5 - 0,26 \cdot \ln \left(\left(\frac{17500}{\Delta P_{\phi}} \right)^{8,4} + \left(\frac{290}{I_{+}} \right)^{9,3} \right) \end{cases} \quad (2)$$

где t , q , ΔP_{ϕ} , I_{+} , соответственно доза негативного воздействия термического (тепловой импульс) и барического нагружения пространства (избыточное давление во фронте ударной волны и импульс положительной фазы сжатия).

Произведение полученных значений вероятности возникновения аварийного сценария и условной вероятности поражения являются сутью решения по оценке показателя риска.

Исходными данными при определении показателей степени риска являются[4]:

- наработка на отказ аппарата (агрегата, трубопровода), приведенная к временному интервалу 1 год;

- влияние человека на безотказную работу технической системы, определяемое частотой неправильных, приводящих к критическим отказам, действий (операций), приведенные к годовому интервалу;

- спонтанное, независящее от технологических процессов, присутствие источника инициирования горения и определяемое следующими факторами:

- а) разряды атмосферного электричества;

- б) разряды статического электричества;

- в) фрикционные искры;

- г) открытое пламя и искры.

- частота выполнения опасных операций, отказы (либо неполадки) на которых приводят к развитию аварийной ситуации;

- частота возникновения условий, способствующая к развитию аварийных ситуаций.

Ограничения при оценке показателей степени риска принимаются следующие[5]:

- в развитии аварийных ситуаций принимаются только те явления и процессы, которые приводят к критичным отказам;

- неполадки и неисправности рассматриваются только в совокупности с явлениями и процессами, приводящими к критичным отказам (например, условия локального разлива рассматриваются в совокупности с полным разрушением);

- человеческий фактор аварийности в рассматриваемом технологическом процессе не является критическим и относится только к сопутствующим процессам;

- детализация развития аварийной ситуации в выявлении постулируемых событиях не должна превышать три уровня оценки;

- в тех случаях, когда развитие аварии включает детализацию большего числа уровней, осуществляется декомпозиция с выявлением головных событий с минимальным набором ветвей, приводящим к постулируемым событиям;

- вероятные зоны действия опасных факторов определяются на основе композиции детерминистских моделей с параметрическими законами действия на объекты, для которых опасные факторы характеризуются поражающим (либо разрушающим) эффектом.

Исходные данные для определения показателей степеней риска от ЧС на опасном объекте, возникших вследствие влияния опасных процессов и явлений[6]:

- данные многолетних наблюдений за климатом (температура, ветер, осадки) метеостанций либо/и СНиП;

- карты сейсмического районирования;

- карты опасных геологических процессов (атлас).

Ограничения при оценке показателей степени риска принимаются следующие:

- данные по частоте проявления опасных факторов принимаются по соизмеримости негативного воздействия на опасный объект;

- опасные факторы учитываются в разрушающем воздействии для факторов с вероятностью проявления не реже двух порядков от постулируемых событий развития ЧС на опасном объекте;

- не критические воздействия опасных природных процессов, способствующих в возникновении критических постулируемых событиях, рассматриваются в совокупности с другими факторами (например,

обмерзание дыхательных клапанов в период пурга, корректирует значение частоты нарушения работы дыхательных клапанов от других причин, в т.ч., определенных статистикой и опытом ликвидации ЧС).

Исходными данными для определения показателей степеней риска от аварий на рядом расположенных объектах инфраструктуры (в т.ч. транспортных коммуникациях) являются:

- данные о параметрах силовых зон действия опасных факторов определяются по данным технологического процесса объектов инфраструктуры;

- оценка частоты реализации ЧС с характерными параметрами зон действия определяется по статистическим данным либо/и по данным от объекта инфраструктуры, а также данным уполномоченных органов МЧС.

Ограничения при оценке показателей степени риска принимаются следующие:

- инициирование типовых сценариев определяется силовым нагружением на технологический процесс опасного объекта от ЧС на объектах инфраструктуры;

- технологические процессы, аварийность на которых приводит к образованию опасных факторов, достигаемых границ опасного объекта;

- учитываются только опасные аварии, способные привести к нарушению технологического процесса опасного объекта и к инициированию аварии;

- условная вероятность инициирования аварии на опасном объекте при реализации аварии на рядом расположенных объектах инфраструктуры определяется по данным вероятности возникновения аварии на объектах инфраструктуры;

- конечный показатель степени риска инициированной аварии на опасном объекте определяется на основе комплексной оценки возникновения аварии на опасном объекте по типовому сценарию, определенной по данным используемого уровня технологий на исследуемом объекте, и возникновения типового сценария, иницируемого аварийностью соседнего объекта инфраструктуры.

Для практической реализации методов по определению параметров действия опасных факторов пожара и взрыва могут быть использованы следующие физико-математические модели:

- модель «Тепловой факел» для пожара разлива на грунт и пожара на резервуаре;

- модель «Огневой шар» для разрушения сосудов при перегреве горючей жидкости от пожара разлития;

- модель «ТВС» для дефлаграционного горения паров испарения горючей жидкости в открытом пространстве и в помещении.

В основе разработки математической модели «Тепловой факел» положены принципы расчета тепловых полей от пожаров разлитий нефтепродуктов. За поверхность факела принята вертикально стоящая плоскость в центре разлития с размерами ширина в плане — приведенный диаметр аварийного разлития, высота — расчетная величина формирования видимой части конвективной колонки, рассчитываемая по формуле Томсона. Коэффициент облученности в искомой точке, лежащий на поверхности плоскости разлития (земли) рассчитывается через приведенный угол между геометрическим центром «плоского» факела и направлением в точку облучения. Физический процесс распространения лучистого потока при данной постановке определяется фундаментальными законами Стефана-Больцмана, Кирхгоффа и Ламберта.

При расчете параметров опасных зон теплого воздействия используется модель, в которой форма пламени принята в виде объемной фигуры — конуса с высотой, рассчитываемой по формуле Томсона и основанием с приведенным радиусом разлития либо размерами обвалования. Представленная на рис. 1 графоаналитическая модель разработана автором [7] и позволяет определять тепловые потоки в любой точке пространства по формуле

$$q_n = E_f \cdot \sum_{i=1}^m \sum_{j=1}^n \frac{F_{ij} \cdot K_{ai} \cdot \cos \varphi_{ij}}{\pi \cdot R_{ij}^2}, \quad (3)$$

где φ_{ij} угол облученности, определяется методами аналитической геометрии в пространстве,

F — площадь элементарной площадки, м²,

K_{ai} — коэффициент пропускания радиационной составляющей от факела пламени в атмосфере,

R_{ij} — расстояние от эпицентра пожара до точки определения плотности теплового потока.

Используемая в расчетах модель «Огневой» шар расчетная схема представлена на рис. 2.

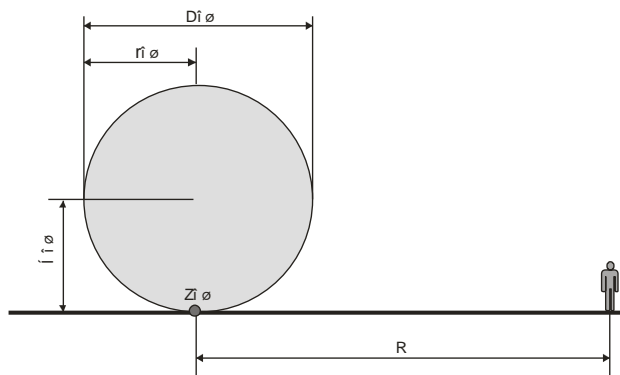


Рисунок 2 — Графоаналитическая модель определения опасного расстояния от эпицентра огненного шара

Результаты моделирования прогнозирования параметров опасных зон при горении в открытом пространстве представлены принципиальной схемой на рис. 3.



Рисунок 3 — Принципиальная схема зонирования опасных зон при взрыве паров ТВС в открытом пространстве

Модель дефлаграционного горения паров испарения горючей жидкости состоит из двух постановок — процесс горения происходит в открытом и закрытом пространстве. Вторая постанковка предполагает, что процесс горения происходит в помещении.

Рассмотренная методология оценки риска позволяет масштабно и объективно оценить все потенциальные опасности, вероятность и последствия их реализации.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Методика прогнозирования масштабов заражения сильнодействующими ядовитыми веществами при авариях на химически опасных объектах и транспорте РД 52.04.253-90. Л.: Госгидромет СССР, 1991 г.
2. Техногенная и экологическая безопасность и управление риском. Измалков В.И., Измайков А.В.. СПб.: НИЦЭБ РАН, 1998 г. – 482с.
3. Белов П.Г. Моделирование опасных процессов в техносфере. М., издат. АГЗ МЧС РФ,. – 1999.
4. Белов П.Г. Теоретические основы системной инженерии безопасности. М.: ГИТБ «Безопасность», МИБ СТС. – 1996. – 424 с.
5. Елохин А.Н. Теоретические основы оценки потенциально-опасных промышленных объектов для населения / Дис. д.т.н. М.: в/ч 52609, 1993 инв. №06012. – 495 с.
6. Анализ аварий и несчастных случаев на трубопроводном транспорте. Прусенко Б.Е., Мартынюк В.Ф. / учебное пособие. М.: изд. РГУНиГ им. Губкина, 2003 г. – 351 с.
7. Чурбанов О.И. Прогнозирование параметров безопасных зон при авариях на взрывоопасных объектах / Диссертация к.т.н., М.: ВИА:2001. – 270 с.
8. Анализ аварий и несчастных случаев в нефтегазовом комплексе России. Прусенко Б.Е., Мартынюк В.Ф. / учебное пособие. М.: изд. РГУНиГ им. Губкина, 2002. – 309 с.

**ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ
ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ**

УДК 622.276/.279:378.096:005.336.2

К ВОПРОСУ ИЗУЧЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КЛАССИФИКАЦИЙ В СИСТЕМЕ ДПО НЕФТЕГАЗОВОГО ОБРАЗОВАНИЯ*Миклина О. А.**ФГБОУ ВО Ухтинский государственный технический университет,**г. Ухта, Россия, E-mail: omiklina@ugtu.net***Аннотация**

Обосновывается необходимость применения дидактического синквейна в изучении профессиональной классификации, необходимой для усвоения дисциплин нефтегазовой тематики в рамках дополнительного профессионального образования ИДПО ФГБОУ ВО УГТУ.

Ключевые слова

Классификация, дидактический синквейн, дисциплина СДНГ, программа профессиональной переподготовки, учебный материал, слушатель ДПО.

Институт дополнительного профессионального образования и обучения Федерального государственного бюджетного образовательного учреждения высшего образования «Ухтинский государственный технический университет» (далее по тексту – УГТУ) осуществляет набор слушателей по дополнительной профессиональной программе профессиональной переподготовки «Скважинная разработка месторождений нефти и газа». В рамках данной программы слушателями изучается дисциплина «Скважинная добыча нефти и газа» (далее по тексту – СДНГ), на которую отводится 60 часов. Целью данной дисциплины является дать целостное представление о способах эксплуатации нефтяных и газовых скважин, подготовке их к эксплуатации и осложнениях во время работы, методах воздействия на ПЗС, гидродинамических методах исследования скважин. Учебный материал дисциплины наполнен соответствующей информацией, позволяющей освоить основную её тематику. Он позволяет изучить различные технологические процессы и условия их применения, рассмотреть применяемое при этом технологическое оборудование и т. д. При этом авторы различных учебников или учебных пособий уделяют особое внимание различным классификациям, которые общеприняты на нефтегазовом производстве. Однако необходимо отметить, что слушатели в ряде случаев испытывают трудности в восприятии классификации при изучении дисциплин.

В профессиональной деятельности, работая на нефтегазовом промысле, будущему слушателю необходимо знать различные классификации. Знание классификации позволяет слушателю по дисциплине СДНГ осуществлять определенные действия не только в учебной аудитории, но и в своей будущей профессиональной деятельности. К основным действиям можно отнести следующие:

- речевая деятельность в соответствии с определённой коммуникативной целью в учебной аудитории (участвовать в различных дискуссиях, отвечать на вопросы преподавателя, выполнять индивидуальные самостоятельные работы и пр.) и на производстве (выполнять различные задания, выступать на различных конференциях, производственных совещаниях и т. д.), показывая знание той или иной классификации;
- выполнять анализ и синтез профессионального учебного материала (учебники, учебные пособия, методические указания и пр.) и различной промышленной документации (регламенты, инструкции, ГОСТы, правила и т. д.) для обоснования предлагаемого варианта совершенствования любого технологического процесса или технологического оборудования.

Поэтому учебный материал дисциплины СДНГ содержит различные классификации, которые слушателям необходимо осознать. Более того, её присутствие в учебном материале обусловлено ещё такими аспектами, как знание её назначения, осознание её структуры, знание её содержания. Слушателям ДПО необходимо знать о систематизации различных объектов (закономерная система изменения чего-либо) и знать правила их упорядочивания (определённый порядок).

Педагогическая практика изучения учебного материала гуманитарных предметов школьной программы показывает успешность использования приёма синквейн-метода, сущность которого заключается в составлении специального стихотворения, состоящего из пяти строчек (фр. слово «*cinq*»). Для заполнения каждой строчки учащемуся необходимо изучить и обобщить информацию, что помогает ему научиться классифицировать, анализировать и систематизировать свои знания (Берендяева Л. А., Горлова Е. А., Журавлёва О. В., Конева И. В. и др.). В изучении технических предметов нашёл применение дидактический синквейн, заполнение которого отличается от классического тем, что изменяется заполнение строчек: количество слов в строчках; изменяются заданные части речи на другие; текстовая часть основывается на её содержательной заданности. Педагогический опыт показывает, что учащийся, выполнив работу по написанию каждой строчки дидактического

синквейна, может показать, как им усвоен материал предмета и сформировавшаяся система знаний о законах и теории изучаемого предмета (Куулар Л. Л., Ооржак О. Ч. и др.).

Как показывает опыт работы со студентами очной формы обучения, можно сказать, что применение дидактического синквейна очень активизирует и мотивирует их работу. Поэтому, на наш взгляд, возможно перенести данный опыт в изучении классификации для слушателей, получающие нефтегазовое образование по дополнительной профессиональной программе профессиональной переподготовки «Скважинная разработка месторождений нефти и газа».

В нефтегазодобывающем производстве используются различные профессиональные классификации для описания особо важных его объектов, к которым можно отнести различные технологические процессы и различное технологическое оборудование, характеристики и свойства пластового флюида и продуктивного коллектора и пр. Необходимо отметить, что классификации присутствуют в изучении не только дисциплины СДНГ, но и во всех дисциплинах учебного плана программы профессиональной переподготовки «Скважинная разработка месторождений нефти и газа». Поэтому учебный материал любой дисциплины наполнен профессиональной классификацией, которая базируется на нормативных документах, которые являются действующими на территории Российской Федерации.

Классификации представляют собой соподчинение параметров (характеристики, структура, свойства) и явлений (технологические процессы, условия функционирования технологического оборудования) нефтегазового производства, составленные на основе учёта общих признаков (показателей) и закономерных связей между ними. Классификация, представляющая собой систему соподчинения понятий (объектов, признаков, классов, видов, групп) в учебном материале, фиксирует закономерные связи между изучаемыми классами объекта с целью определения его места в классификации, которое указывает на его осмысленный порядок в структуре (-ах), свойстве (-ах), характеристике (-ах) и пр.

Обычно, описание классификации представляет собой предложение с перечнем классов классификации по соответствующему признаку. Данное предложение содержит ключевое слово и перечень классов классификации. Последнее может состоять из нескольких элементов, обозначим часто встречаемые: название, численное или численные значения с размерностью. Данные элементы являются уникальными и общепринятыми в нефтегазовой области, например, [4, стр. 138]:

Классификация трубопроводов по величине рабочего давления на нефтяном промысле:

- 1) низкого давления (до 0,6 МПа);
- 2) среднего давления (от 0,6 МПа до 1,6 МПа);
- 3) высокого давления (свыше 1,6 МПа).

Анализируя информацию, заложенную в описании классификации, можно предложить следующую структуру дидактического синквейна для слушателей ДПО программы профессиональной переподготовки «Скважинная разработка месторождений нефти и газа»:

Название классификации (вопрос «Что?») (первая строчка);

Перечень названий классов классификации (вопрос «Какой? Какая?») (вторая строчка);

Соответствующий признак класса классификации с указанием глаголов: содержит, состоит, включает и пр. (вопрос «Что делает?») (третья строчка);

Ключевая фраза к описанию классификации, например, с указанием размерности, роли классификации в функционировании чего-либо, назначение классификации и пр. (четвертая строчка);

Обобщающая фраза, например, принятое обозначение; его размерности и пр. (пятая строчка).

Работая с текстовой частью классификации для заполнения дидактического синквейна слушатель находит различия существенных связей объектов, осознает связи между ними, осознаёт их логическую связь, определяет различия объектов между собой, устанавливает сходства объектов, определяет существенные признаки для установления различия. Отсюда следует, что слушатель может различить существенные и несущественные связи в описании классификации.

Использование дидактического синквейна в изучении классификации позволяет сформировать следующие учебно-познавательные действия в её изучении:

- анализировать учебный материал, в котором даётся различная классификация;
- установить связи между классами классификации;
- анализировать, синтезировать и обобщать информацию в работе с классификацией.

Выполнение данных действий поможет слушателю ДПО программы профессиональной переподготовки «Скважинная разработка месторождений нефти и газа» в её изучении.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айкина, Т. Ю. Развитие критического мышления студентов технических специальностей в рамках дисциплины «Английский язык» // Т. Ю. Айкина. Вестник ТГПУ (TSPU Bulletin). 2014. № 4 (145). С. 149-151. [Электронный ресурс] URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/razvitie-kriticheskogo-myshleniya> (режим доступа 31.08.2020)
2. Горлова, Е. А. Активизация исследовательской деятельности студентов нефилологического вуза: возможности предмета «Русский язык и культура речи» / Е. А. Горлова, О. В. Журавлёва. [Электронный ресурс] URL: <http://cyberleninka.ru/article/n/aktivizatsiya-issledovatel'skoy> (режим доступа 31.09.2020)
3. Классификация 22.08.2020 О. А. Рязанов Рыбные консервы [file:///C:/Users/omiklina/Downloads/r-bn-e-konserv-klassifikatsiya-vid%20\(1\).pdf](file:///C:/Users/omiklina/Downloads/r-bn-e-konserv-klassifikatsiya-vid%20(1).pdf)
4. Мордвинов, А. А. Основы нефтегазопромыслового дела : Учебное пособие для студентов образовательных организаций высшего образования, обучающихся по направлению подготовки бакалавриата «Нефтегазовое дело» / А. А. Мордвинов, О. А. Морозюк, Р. А. Жангабылов. - Ухта : Изд-во Ухтинского государственного технического университета, 2015. - 161 с. : ил.
5. Сергеева, А. И. Возможности синквейна в развитии рефлексивных способностей будущих бакалавров дефектологического образования / А. И. Сергеева, И. Г. Купершлаг // Вестник ТГПУ (TSPU Bulletin). 2015. – № 6 (159). С. 9-16. [Электронный ресурс] URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/vozmozhnosti-sinkveyna> (режим доступа 31.08.2020)
6. Сущность и виды классификации [Электронный ресурс] URL: https://studme.org/211165/matematika_himiya_fizik/suschnost_vidy_klassifikatsiy (режим доступа 14.06.2021)
7. Философский энциклопедический словарь. – М.: ИНФРА-М. 2009. – 570 с.

УДК 378.6

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СТРАТЕГИИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО
РАЗВИТИЯ ПЕРСОНАЛА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ
ОТРАСЛИ***В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Л.В. Климина**СамГТУ, Самара, Россия, oukalmiykova@mail.ru*

Аннотация. В статье анализируются факторы организационной среды промышленной организации (показатель комфортности организационной среды промышленной организации; показатель выраженности деперсонализации персонала организации; редукция личных достижений индивидов; показатель эмоционального истощения работников промышленной организации; уровень корпоративного настроения работников), влияющие на эффективность реализации стратегии обучения и профессионального развития линейных и функциональных руководителей промышленных предприятий в рамках системы повышения квалификации и дополнительного профессионального образования ИДО ФГБОУ ВО СамГТУ.

Ключевые слова: управленческая компетентность линейного руководителя, обучение и профессиональное развитие, кадровый риск, комфортность организационной среды, показатель выраженности деперсонализации персонала, редукция личных достижений, показатель эмоционального истощения работников, уровень корпоративного настроения работников.

В настоящее время стратегической задачей кадровой политики промышленной организации нефтегазовой отрасли является управление кадровыми рисками, возникающими в процессе обучения и профессионального развития человеческих ресурсов. В данном исследовании авторами разрабатываются методические и практические рекомендации по совершенствованию стратегии обучения и профессионального развития персонала с целью управления кадровыми рисками (риски службы управления персоналом и риски поведения персонала) промышленных предприятий нефтегазовой отрасли.

В условиях социально-экономических и инновационных изменений, высокий уровень управленческой компетентности линейных (функциональных) руководителей и профессиональной компетентности всех категорий персонала является важнейшим ресурсом повышения эффективности и производительности труда. Высокий уровень

управленческой компетентности руководителей позволяет повысить эффективность внутриорганизационного взаимодействия субъектов производственного процесса, а, следовательно, минимизировать кадровые риски и деструктивные конфликтные ситуации в трудовом коллективе промышленной организации нефтегазовой отрасли.

Профессиональное развитие является подготовкой персонала промышленной организации к результативному выполнению тактических и стратегических производственных задач. Эффективность реализации данных задач зависит от уровня квалификации и профессиональной компетентности человеческих ресурсов. Руководителю (специалисту службы управления персоналом) необходимо совершенствовать методы управления кадровыми рисками, возникающими в процессе обучения и профессионального развития работников, а также своевременно предоставлять действенную обратную связь между руководством всех уровней управления (оперативное, тактическое, стратегическое) и человеческими ресурсами промышленной организации.

Основное противоречие в процессе совершенствования стратегии обучения и профессионального развития персонала как социальной стратегии заключается в недостаточной разработке кадровых мероприятий с точки зрения целостной системы кадрового менеджмента и конфликтменеджмента промышленных организаций нефтегазовой отрасли и учета факторов возникновения кадровых рисков.

Авторы статьи провели исследование в промышленных организациях нефтегазовой отрасли (2017-2020). В исследовании рассмотрены следующие факторы организационной среды промышленной организации:

- показатель комфортности организационной среды промышленной организации;
- показатель выраженности деперсонализации персонала организации;
- редукция личных достижений индивидов;
- показатель эмоционального истощения работников промышленной организации;
- уровень корпоративного настроения работников.

В период 2017-2020 проведен стрессмониторинг и осуществлен анализ влияния данных факторов на эффективность реализации стратегии обучения и профессионального развития линейных и функциональных руководителей промышленных организаций (в рамках системы повышения

квалификации и дополнительного профессионального образования ИДО ФГБОУ ВО СамГТУ) [1].

В исследовании применили метод ДЕА. Данный метод используется в различных сферах и в различных контекстах, даже тогда, когда между входными и выходными параметрами, которые описывают исследуемые объекты, нет прямой технологической зависимости, какая имеет место в материальном производстве [2,3].

Первый этап рассуждений осуществляли по четырем показателям (рис.1).

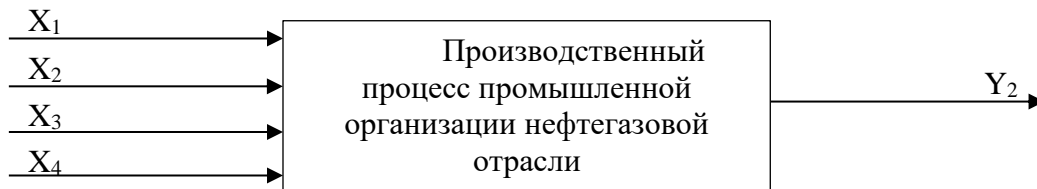


Рисунок 1 - Модель объекта исследования (промышленной организации нефтегазовой отрасли)

X_1 – показатель комфортности организационной среды промышленной организации.

X_2 – показатель выраженности деперсонализации линейных и функциональных руководителей промышленной организации.

X_3 – редукция личных достижений линейных и функциональных руководителей промышленной организации;

X_4 – показатель эмоционального истощения линейных и функциональных руководителей промышленной организации;

Y_2 – уровень корпоративного настроения линейных и функциональных руководителей промышленной организации.

В таблице 1 представлены исходные данные для моделирования.

Таблица 1 - Исходные данные моделирования

Год	Показатели				
	X_1	X_2	X_3	X_4	Y
2017	48,86	26	27	43	70,48
	49,5	27	27	42	70,11
	49,55	26	26	43	70,01
2018	49,24	27	26	46	68,65
	49,55	28	24	47	68,44
	48,74	29	25	45	69,75
2019	51,11	23	31	42	67,87
	49,97	23	30	43	68,70
	49,79	22	30	42	69,78
2020	49,75	26	29	45	71,55
	50,66	27	30	46	70,47
	49,78	28	31	47	70,69

Результаты моделирования при помощи метода DEA в табличной форме представлены в таблице 2.

Таблица 2 - Результат исследования

Период	X_1	X_2	X_3	X_4	Y_1	Модель Super-Efficiency
2017_1	48,88	26	27	43	70,49	1,012
2017_2	49,41	27	27	42	70,12	1,016
2017_3	49,57	26	26	43	70,02	1,015
2018_1	49,26	27	26	46	68,66	0,979
2018_2	49,52	28	24	47	68,43	1,021
2018_3	48,76	29	25	45	69,77	1,017
2019_1	51,11	23	31	43	67,86	0,972
2019_2	49,98	23	30	43	68,71	0,975
2019_3	49,77	22	30	42	69,79	1,063
2020_1	49,74	26	29	45	71,55	0,999
2020_2	50,66	27	30	46	70,49	0,966
2020_3	49,77	28	31	47	70,68	0,984

Анализ результатов моделирования показывает, что разброс оценок лежит в пределах 10%. Для проведения дальнейшего анализа, будем

исключать один из параметров, чтобы улучшить прогнозируемые результаты. После проведения моделирования, с исключением каждого параметра по очереди, необходимо проанализировать суперэффективность, которая приведена в таблице 3.

Таблица 3 - Результаты сравнения суперэффективности

Период	Оценки эффективности по модели Super-Efficiency метода DEA				
	Модель 0	Модель 1	Модель 2	Модель 3	Модель 4
2017_1	1,012	0,998	1,011	1,010	1,011
2017_2	1,016	1,016	1,016	1,007	0,986
2017_3	1,015	1,016	1,007	0,987	1,015
2018_1	0,978	0,968	0,972	0,966	0,977
2018_2	1,022	1,022	1,022	0,958	1,022
2018_3	1,017	1,008	1,018	0,993	1,017
2019_1	0,971	0,972	0,968	0,972	0,946
2019_2	0,975	0,967	0,964	0,974	0,975
2019_3	1,062	1,062	0,996	1,062	1,063
2020_1	0,999	0,969	0,996	1	1
2020_2	0,965	0,928	0,965	0,966	0,965
2020_3	0,985	0,907	0,985	0,984	0,985

Изучив результаты сравнения можно сделать вывод о том, что параметры сравнения являются приближенными друг к другу, это определяется диапазоном показателей, которые представлены в исходной таблице. Чем меньше показатель «X» и больше показатель «Y» тем лучше для оцениваемого параметра.

Для того, чтобы определить параметр, который оказывает самое большое влияние на модель эффективности, необходимо посчитать отклонения оценок эффективности моделей «1»-«4» от модели «0» по следующим формулам.

В таблице 4 представлены отклонения оценок эффективности для моделей.

Таблица 4 - Отклонения оценок эффективности моделей «1»-«4» от модели «0»

Период	Оценки эффективности по модели Super-Efficiency метода DEA			
	Модель Super-Efficiency 1 G_z^1	Модель Super-Efficiency2 G_z^2	Модель Super-Efficiency3 G_z^3	Модель Super-Efficiency4 G_z^4
2017_1	0,014	0,001	0,002	0,001
2017_2	0	0	0,008	0,031
2017_3	-0,001	0,008	0,028	0
2018_1	0,011	0,006	0,011	0
2018_2	0	0	0,065	0
2018_3	0,009	-0,001	0,024	0
2019_1	-0,001	0,003	-0,001	0,025
2019_2	0,009	0,011	0	0
2019_3	0	0,098	0	0
2020_1	0,032	0,003	-0,001	-0,001
2020_2	0,036	0	0	0
2020_3	0,078	0	0	0
Сумма Отклонений SG^α	0,188	0,132	0,138	0,059

С помощью анализа определили значение суммы отклонений оценок эффективности моделей «1-4» от базовой модели «0», что характеризует важность параметра комфортность организационной среды промышленной организации модели для базовой оценки эффективности модели «0». Значение показателя 0,188 оказывает наибольшее влияние на совершенствование стратегии профессионального развития работников промышленной организации.

Для совершенствования процесса обучения и профессионального развития работников промышленной организации нефтегазовой отрасли, предложены следующие кадровые мероприятия:

- совершенствование дополнительных профессиональных программ, внедрение в практику повышения квалификации различных программ стажировок;

- совершенствование дистанционных и цифровых технологий обучения всех категорий персонала промышленной организации;

- формирование комплекса учебно-методического обеспечения программ повышения квалификации и переподготовки персонала промышленной организации.

В данном исследовании проведены экспертные опросы работников и линейных руководителей промышленных предприятий нефтегазовой отрасли (2017-2020). Анализ результатов данных опросов позволил авторам статьи внести изменения в учебно-методическое и организационное обеспечение программы повышения квалификации «Формирование управленческой компетентности руководителя промышленного предприятия нефтегазовой отрасли» и программы переподготовки «Управление персоналом организации», в рамках Института дополнительного образования ФГБОУ ВО Самарского государственного технического университета.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Оксинайд К.Э. Стресс-мониторинг для чего и как проводим методика оценки уровня стрессогенности организационной среды "Кадровик. Кадровый менеджмент". – №5. – М., 2009. – С. 51.
2. Charnes, A., Cooper, W.W., Rhodes, E.: Measuring the efficiency of decision making units. *European Journal of Operational Research*, 2, 429-444. (1978).
3. Chen, Y., Du, J.: Super-efficiency in data envelopment analysis. In J. Zhu (Ed.), *Data Envelopment Analysis. International Series in Operations Research & Management Science*, 221 (pp. 381-414). Boston: Springer. (2015).
4. Калмыкова О.Ю. Конфликт-менеджмент в организации в период реструктуризации предприятий ТЭК / О.Ю. Калмыкова, Г.П. Гагаринская, К.В. Трубицын // *Вестник университета*. 2011. № 10. С. 189-196.

УДК 378.6

**ВОВЛЕЧЕННОСТЬ ПЕРСОНАЛА ПРОМЫШЛЕННОЙ
ОРГАНИЗАЦИИ**

*В.В. Живаева, О.Ю. Калмыкова, С.Н. Парфенова, Л.В. Климина
СамГТУ, Самара, Россия, oukalmiykova@mail.ru*

Аннотация. В статье авторами обсуждаются вопросы повышения вовлеченности персонала промышленной организации нефтегазовой отрасли. В исследовании представлена модель повышения уровня вовлеченности персонала промышленной организации. Построен профиль кадровых рисков исследуемой организации. Сформированы практические рекомендации, направленные на повышение уровня вовлеченности работников промышленной организации.

Ключевые слова: кадровая политика, вовлеченность персонала, человеческие ресурсы, тренинг, социальная политика, кадровый риск, профиль кадровых рисков.

Высокий уровень вовлеченности персонала в трудовую деятельность необходимо рассматривать как важнейший фактор экономического роста предприятия, показатель успешности его производственной деятельности и его конкурентное преимущество. Предметом исследования выступают методы по повышению уровня вовлеченности персонала промышленной организации, а объектом - социально-трудовые отношения промышленной организации. Создавать и поддерживать высокий уровень вовлеченности работников жизненно необходимо для развития промышленной организации, поскольку приверженность сотрудников организации влияет на результативность ее деятельности.

Для выявления основных подходов к определению понятия проведен анализ дефиниции «вовлеченность персонала».

Евсеенкова К.Ю., Стеклова О.Е. и др. в исследовании «Вовлеченность персонала как способ мотивации» рассматривают вовлеченность как активный элемент системы мотивации и стимулирования труда, характеризующий инициативность индивида на рабочем месте [1].

Брылева Л.Г. рассматривает вовлеченность персонала в деятельность предприятия, как сопричастность к делам предприятия, в результате происходит рост производительности труда, а также увеличивается инновационная отдача сотрудников. Автор статьи «Вовлеченность персонала и ее влияние на управление организационными конфликтами»

анализирует признаки проявления вовлеченности и факторы, влияющие на изменение уровня вовлеченности и возникающих организационных конфликтов, такие как:

- развитая организационная культура;
- лидерство;
- благоприятный морально-психологический климат;
- развитие талантов сотрудников;
- чувство ответственности и видение своей роли в общем деле;
- наличие и исполнение кадровой политики и процедур, которые соответствуют целям промышленного предприятия [2].

Необходимо подчеркнуть тот факт, что высокий уровень вовлеченности сотрудников в трудовую деятельность способствует снижению числа деструктивных конфликтов и кадровых рисков в трудовом коллективе промышленного предприятия.

Завалий К.А. в статье «Вовлеченность персонала, как инструмент повышения эффективности управления трудовыми ресурсами» рассматривается вовлеченность персонала, как инструмент с помощью которого возможно повысить эффективность управления трудовыми ресурсами промышленного предприятия. Высокий уровень вовлеченности персонала оказывает положительное влияние на такие финансовые показатели и результаты, как операционная рентабельность, объем продаж и прибыль предприятия.

На основе анализа зарубежного и российского управленческого опыта автор статьи выделяет базовые принципы, влияющие на формирование высокого уровня вовлеченности персонала:

- целеполагание на основе стратегии развития организации;
- развитие организационной культуры;
- развитие творческой и инициативной организационной среды;
- делегирование полномочий;
- формирование благоприятного морально-психологического климата в организации;
- формирование эффективных коммуникаций;
- формирование имиджа организации [3].

Деятельность промышленного предприятия в современных социально-экономических условиях всегда сопровождается кадровыми рисками, именно поэтому стоит уделить особое внимание риск-менеджменту. Применение принципов и методов управления кадровыми рисками поможет значительно повысить эффективность деятельности предприятия [4].

В исследуемой промышленной организации нефтегазовой отрасли (2019-2020) высокая вероятность проявления кадровых рисков, таких как:

- риски мотивации персонала;
- риски, связанные с социально-трудовыми отношениями;
- риски, связанные непосредственно с поведением персонала;
- риски, связанные с планированием и маркетингом персонала.

Кадровые риски в области мотивации персонала вызывают отрицательные функциональные проявления в виде повышения коэффициента текучести кадров, потери высококвалифицированных специалистов, а также влияют на рост уровня профессионального выгорания работников промышленной организации.

Проявление кадровых рисков в области социально-трудовых отношений приводит формированию неблагоприятного социально-психологического климата и как следствие, к повышению числа деструктивных конфликтных ситуаций и профессиональным стрессам всех категорий персонала[5].

Риск, в подсистеме планирование и маркетинг персонала опасен несбалансированностью возрастных групп персонала организации. В исследуемой промышленной организации достаточно большой процент работников в возрасте, который приближается к пенсионному возрасту и достаточно высокий средний возраст работников.

Риски связанные непосредственно с персоналом (болезнь, уход на пенсию и др.), одновременный уход большого количества работников может привести к нарушению производственной деятельности промышленной организации.

На основании проведенного анкетирования «Оценка кадровых рисков» и при помощи метода экспертной оценки построили «Профиль кадровых рисков в системе управления персоналом предприятия» (табл. 1), путем ранжирования кадровых рисков по вероятности проявления и размеру возможного ущерба[6].

Таблица 1

Профиль кадровых рисков в исследуемой промышленной организации

Кадровые риски	Оценка значимости риска (результат)	Оценка частоты проявления (вероятность)	Итоговая оценка риска
1	2	3	4
Риски мотивации персонала	0,65	0,63	0,4095
Риски, связанные с планированием и маркетингом персонала	0,83	0,39	0,3198
Риски информационного	0,72	0,40	0,2912
Риски, связанные с трудовыми отношениями	0,65	0,42	0,274
Риски, связанные непосредственно с персоналом	0,70	0,38	0,267
Риски обучения и развития	0,75	0,35	0,2624
Риски, связанные с наймом и учетом персонала	0,65	0,39	0,2496
Коммуникативные риски	0,72	0,33	0,2375
Риски социального развития персонала	0,54	0,32	0,1815
Риски условий и охраны труда	0,52	0,34	0,1767
Психофизиологические риски	0,44	0,34	0,1496
Личностные риски	0,52	0,28	0,1455
Риски неэффективной организационной структуры	0,72	0,2	0,142
Риски неблагонадежности	0,71	0,2	0,141
Профессионально-квалификационные риски	0,51	0,29	0,14
Образовательные риски	0,52	0,26	0,13
Моральные риски	0,4	0,3	0,12
Риски правового обеспечения	0,75	0,13	0,0976
Риски деловой оценки персонала	0,28	0,31	0,0868

Менеджерам промышленного предприятия с целью профилактики кадровых рисков и эффективного управления человеческими ресурсами, необходимо использовать превентивные методы, суть которых заключается в своевременной идентификации факторов рисков, ограничении возможных дисфункциональных проявлений и проведение кадровых мероприятий по профилактике и снижению уровня рисков:

- развитие технологий - внедрение необходимых информационных и цифровых технологий с целью минимизации рисков;

- проведение комплекса обучающих тренингов по формированию компетентности в области управления кадровыми рисками у линейных и функциональных руководителей промышленных организаций;

- повышение квалификации линейных и функциональных руководителей промышленных организаций в области кадрового риск-менеджмента;

- повышение вовлеченности персонала;

- использование методов активной кадровой политики, которые представляют собой систему мероприятий по снижению рисков в области управления персоналом [7].

Анализ проблем данных проблем позволили сформировать модель повышения уровня вовлеченности персонала промышленной организации (рисунок 1).

С функциональной точки зрения эта модель представляет собой систему повышения вовлеченности персонала, главная цель которой – это разработать методические и практические рекомендации, минимизировать источники и факторы кадровых рисков промышленной организации нефтегазовой отрасли.

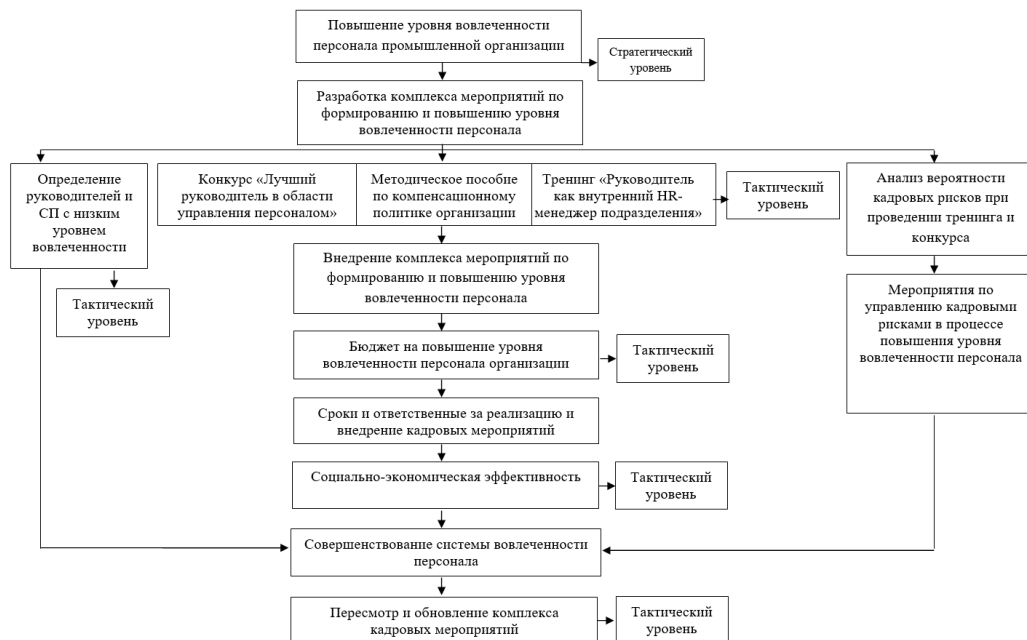


Рисунок 1 – Модель повышения уровня вовлеченности персонала промышленной организации В исследовании разработаны практические рекомендации по повышению уровня вовлеченности персонала нефтегазодобывающего предприятия:

- разработка и внедрение на предприятии конкурса «Лучший руководитель структурного подразделения в области управления персоналом»;
- проведение обучающего тренинга для руководителей среднего звена (инструменты руководителя для повышения внутренней вовлеченности работников, выявление зон развития в коммуникациях с подчинёнными и мотивации персонала) «Руководитель как внутренний HR-менеджер подразделения»[8,9];
- разработка справедливой и открытой системы оплаты труда и распределения нематериальных стимулов, привязанной к результатам работы сотрудников;
- разработка системы объективной оценки удовлетворенности трудом персонала;
- организация системы обратной связи с сотрудниками;
- внедрение комплекса кадровых мероприятий по снижению текучести персонала.

Разработанные практические рекомендации будут способствовать повышению уровня вовлеченности персонала нефтегазодобывающего предприятия, а также созданию атмосферы сотрудничества в трудовом коллективе.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Евсеенкова, К.Ю. Вовлеченность персонала как способ мотивации [Текст] / К.Ю. Евсеенкова., О.Е. Стеклова // Управление персоналом/ Вестник УлГТУ. – 2014. – № 2. – С. 56-58.
2. Брылева, Л.Г. Вовлеченность персонала и ее влияние на управление организационными конфликтами [Текст] / Л.Г. Брылева // Дальневосточный государственный университет путей сообщения. – 2015. – №5. – С. 32-35.
3. Завалий, К.А. Вовлеченность персонала, как инструмент повышения эффективности управления трудовыми ресурсами [Текст] / К.А. Завалий //Уральский гос. университет путей сообщения. – 2019. – № 2. – С. 88-91.
4. Таймасханов, З.Х. Стратегия управления кадровыми рисками [Текст] / З.Х. Таймасханов // АПК: Экономика, управление. – 2018. – № 12. – С. 94-97.
5. Калмыкова, О.Ю. Управление конфликтами в организациях нефтегазового комплекса [Текст] / О.Ю. Калмыкова, А.В. Гагаринский // Кадровик. Кадровый менеджмент. – 2012. – №3. – С. 17-19.
6. Митрофанова, А. Е. Управление кадровыми рисками в работе с персоналом организации [Текст]: дис. канд. экон. наук: 08.00.05.: защищена 17.10.09.: утв. 21.12.09. / Митрофанова А. Е. –М., 2013. – 217 с. – 76307852513.
7. Ладанов, И.Д. Психология управления рыночными структурами: Преобразующее лидерство [Текст] / И.Д. Ладанов.– М.: УЦ Перспектива, 2015. – 288 с.
8. Чуланова, О.Л. Вовлеченность персонала организации: основные подходы, базовые принципы, практика использования в работе с персоналом [Текст] / О.Л. Чуланова, О.И. Припасаева// Журнал «Науковедение». – 2018. – №2 (Том 8). – С. 4
9. Обьедкова, А.О. Вовлеченность персонала как управленческий инструмент повышения результативности его трудовой

деятельности. - Электронный сборник статей I Всероссийской научно-практической конференции «Инновационные стратегии управления человеческими ресурсами» [Текст]/ А.О. Обьедкова // Самара: Изд-во Самар. гос. аэрокосм. ун-т им. С.П. Королёва (Нац. исслед. ун-т), 2019. – С.34-37.

УДК 519.87

ПОСТРОЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОЛИЧЕСТВА ВЫПУСКНИКОВ УНИВЕРСИТЕТА

П.А. Голованов, Е.П. Тупоносова

СамГТУ, Самара, Россия, tuponosova.ep@mail.ru

Важнейшим фактором развития региона является подготовка кадров высокой квалификации для промышленности. В Самарской области функционируют 11 государственных вузов и 13 негосударственных учреждений высшего образования. Подготовка студентов в области осуществляется более чем по 200 образовательным программам.

Значительная доля производства и бюджета Самарской области обеспечивается за счет нефтехимического комплекса. Основные процессы нефтехимической и газовой отраслей имеют непрерывный, комплексный характер, пожаро – взрывоопасны и требуют специалистов высокой квалификации. Сложность производственных процессов требуют высокой степени автоматизации производства. Для работы в данной отрасли необходимы работники разных специальностей и профилей, это инженеры и разработчики: нефтяники, буровики, трубопроводчики, электрики, кроме того, специалисты инфраструктуры: математики, бухгалтера, экономисты и т.д., знающие специфику производства. Подготовку кадров широкого профиля для нефтяной отрасли ведет опорный ВУЗ - Самарский государственный технический университет (СамГТУ), ежегодно выпускающий около 4000 молодых специалистов. Практически, большая часть инженерного состава, определяющего экономический потенциал Самарской области - выпускники СамГТУ.

Система обеспечения кадрами нефтяной отрасли должна работать с существенным опережением, основываться на состоянии и перспективах нефтяного комплекса и предусматривать развитие образовательного учреждения, как в количественном, так и качественном отношениях, а также учитывать демографические факторы.

Моделированию подготовки кадров и деятельности высших учебных заведений, посвящено большое количество работ [3, 4, 6, 7, 8]. Данная работа посвящена построению математической модели выпуска студентов СамГТУ с 2008 по 2018 год. Из большого количества методов построения математических моделей была выбрана реализация описания в форме производственной функции (ПФ) Кобба-Дугласа[1, 2]. Оценку качества полученных решений модели предлагается производить по следующим характеристикам: критерием Дарбина—Уотсона (DW); коэффициентом детерминации(R^2); критерием Фишера (F)[5].

В предлагаемой к рассмотрению трехфакторной математической модели выпуска студентов в СамГТУ с 2008 по 2018 год в форме ПФ Кобба-Дугласа, в качестве входных величин будем использовать качественные параметры университета: общий объем бюджетных средств вуза- K_1 , тыс. руб.; общее количество студентов, принятых в вуз - L_1 , чел., общую численность работников - L_3 , чел. В качестве выходной переменной примем количество студентов, окончивших вуз (выпуск студентов (S , чел.)). Модели будем строить по исходным (несглаженным) и сглаженным статистическим данным. Сглаживание исходных данных будет проводиться на основе метода скользящего среднего[5].

Для оценки чувствительности модельных решений к соответствующим ресурсам будем использовать следующие факторные эластичности, представленные в таблице 1:

Таблица 1 - Факторные эластичности

α	Для фактора L_1 -	Общее количество студентов, принятых в вуз
γ	Для фактора K_1	Общий объем бюджетных средств
θ	Для фактора L_3	Общая численность работников
η	Для фактора L_4	Работники с учеными степенями доктора и кандидата наук
λ		Для фактора НТП

Неоднородную ПФ Кобба-Дугласа представим в виде (1), а ПФ с учетом научно-технического прогресса (НТП) в виде (2):

$$S(t) = A \cdot K_1(t)^\gamma \cdot L_1(t)^\alpha \cdot L_3(t)^\theta, \quad (1)$$

$$S(t) = A \cdot K_1(t)^\gamma \cdot L_1(t)^\alpha \cdot L_3(t)^\theta \cdot e^{\lambda t} \quad (2)$$

На рис.1, 2 и в таблице 2 представлены результаты моделирования ПФ Кобба-Дугласа. Идентификацию параметров модели проводилась методом наименьших квадратов (МНК)[5].

Таблица 2 - Параметры моделей 1 и 2 (несглаженные данные)

Параметры модели	Входной параметр	Без учёта НТП (1)	С учётом НТП (2)
γ	K_1	0,2184	-1,0631
α	L_1	-0,6707	-1,4708
θ	L_3	1,2624	-0,2188
Λ	фактор НТП		0,2403
DW		1,7676	2,0193
R^2		0,7127	0,8529
F		5,7896	8,6963

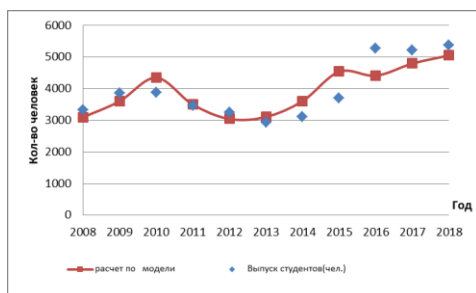


Рисунок 1 - Результаты моделирования ПФ (1)

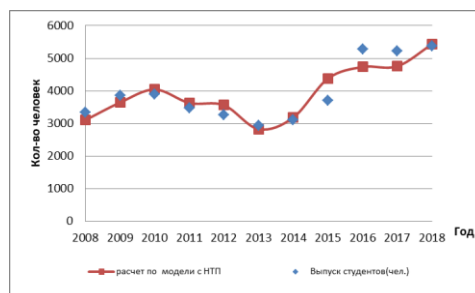


Рисунок 2 - Результаты моделирования ПФ (2)

Как видно из таблицы 2, при построении математической модели выпуска студентов СамГТУ с 2008 по 2018 год, наибольшую факторную эластичность имеет ресурс общей численности работников и общего объема бюджетных средств. Это объясняется существенным влиянием труда профессорско-преподавательского состава и качества инфраструктуры, обеспечивающей образовательный процесс.

Параметры моделей по сглаженным данным на основе метода скользящего среднего[5] в вариантах неоднородной ПФ Кобба-Дугласа и неоднородной ПФ Коббса-Дугласа с учетом НТП представлены в таблице 3.

Таблица 3 - Параметры моделей (сглаженные данные)

Параметры модели	Входной параметр	Без учёта НТП (1)	С учётом НТП(2)
γ	K1	0,2927	-1,2839
α	L1	-1,0963	-1,0680
θ	L3	1,6337	0,2138
Λ	фактор НТП		0,2271
DW		1,4172	2,0514
R2		0,9244	0,9316
F		28,5507	20,4216

Наибольшую факторную эластичность при построении математической модели выпуска студентов СамГТУ при сглаживании исходных статистических данных, также имеет ресурс общей численности работников. При учете в модели влияния НТП, факторная эластичность общей численности работников уменьшается на 87%. Качество моделей построенных по сглаженным данным растет, R^2 фактически не меняется (увеличивается на 1%) для модели с учетом НТП.

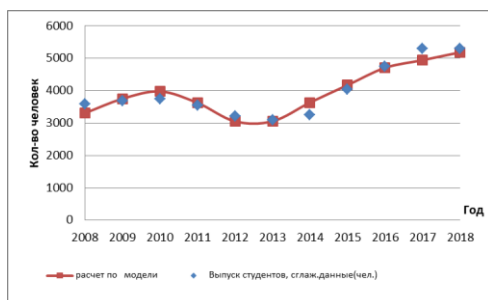


Рисунок 3 - Результаты моделирования ПФ (1) (сглаженные данные)

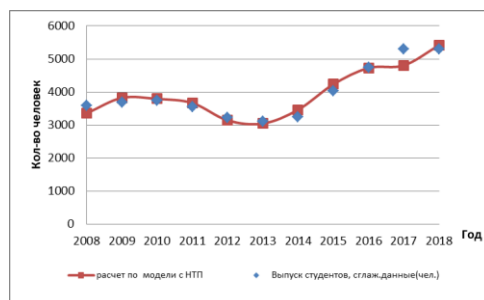


Рисунок 4 - Результаты моделирования ПФ (2) (сглаженные данные)

На представленных рисунках видна хорошая сходимость полученных моделей динамики выпуска студентов СамГТУ в форме ПФ Кобба – Дугласа, что подтверждает качество описания. Формализованным образом доказывается, что количество выпущенных вузом студентов в наибольшей степени зависит от общей численности и квалификации работников. Этот вывод соответствует нормативам соотношения численности работников профессорско-преподавательского состава числу

обучающихся, которое предъявляет Министерство образования и науки Российской Федерации для высших учебных заведений.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Айвазян С.А., Мхитарян В.С. Прикладная статистика и основы эконометрики. М.: Юнити, 1998. 1022 с. С.803.
2. Бережная Е.В., Бережной В.И. Математические методы моделирования экономических систем: Учеб. пособие. – М.: Финансы и статистика, 2002.-368 с.
3. Боргоякова, Т.Г., Лозицкая, Е.В. Математическое моделирование: определение, применимость при построении моделей образовательного процесса // Интернет-журнал «НАУКОВЕДЕНИЕ» Том 9, №2 (2017) <http://naukovedenie.ru/PDF/82TVN217.pdf> (доступ свободный). Загл. с экрана. Яз. рус., англ.
4. Васильев, В.Н., Гуртов, В.А., Сазонов, Б.А., Суоров, М.В. Система мониторинга, анализа и прогнозирования развития образования и образовательных структур в регионах России / Индустрия образования: Сборник статей. Выпуск 5. М., 2002. С. 52-60.
5. Замков О.О., Толстопятенко А.В., Черемных Ю.Н. Математические методы в экономике. М.: МГУ, изд-во «ДИС», 1997. 386 с.
6. Голованов, П.А., Лившиц, М.Ю., Тупоносова, Е.П. Математическая модель выпуска специалистов вузом. Журнал «Математические методы в технике и технологиях – ММТТ». 2018. Т. 2. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю.А.(Саратов). С. 114-119.
7. Голованов, П.А., Тупоносова, Е.П. Выпуск студентов САМГТУ на основе контрольных цифр приема на нефтегазовое дело. Тезисы III научно-практической конференции с международным участием. Ответственный редактор В.К. Тян. Самара, 2018. С. 168.
8. Тупоносова, Е.П. Моделирование потребности в кадрах высшей квалификации в Самарском регионе. Известия Самарского научного центра Российской академии наук, том 13. № 4(4), 2011. С. 1236-1238.

Научное издание

Ашировские чтения

Сборник трудов всероссийской научно-практической конференции

Используемое программное обеспечение:

Microsoft Office 2019

В авторской редакции

Подписано к использованию **Дата**

Объём издания 29 Мб

Тираж 10 CD-R. Рег. № **номер**

Федеральное государственное бюджетное
Образовательное учреждение высшего образования
«Самарский государственный технический университет»
443100, г. Самара, ул. Молодогвардейская, 244, Главный корпус