



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

2022

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

УДК 622.3(06)+660(06)+661.7(06)

А98

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)

А98

ISBN 978-5-7964-2234-2

©Авторы, 2022

©Самарский государственный
технический университет, 2022

СОДЕРЖАНИЕ

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕТОДОМ ИНГК с ПРИБОРОМ PULSAR КОМПАНИИ SCHLUMBERGER	6
М.А. Гилева, И.Г. Меньшакова, М.М. Сусин	
БУРЕНИЕ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ПРОХОДКИ ОСЛОЖНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ.....	9
А.В. Леонтьев, И.Н. Ляпин, А.В. Худяков, Н.Ю. Максимишин, М.В. Мартынов	
БУРЕНИЕ НА УПРАВЛЯЕМОМ ХВОСТОВИКЕ	15
А.В. Леонтьев, И.Н. Ляпин, А.В. Худяков, Н.Ю. Максимишин, М.В. Мартынов	
ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕНОЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КАК АЛЬТЕРНАТИВЫ ДВУХСТУПЕНЧАТОМУ ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ	19
Н.Ю. Максимишин, М.Е. Салихов, М.В. Мартынов, А.В. Худяков, А.В. Леонтьев	
ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АВТОРСКОГО НАДЗОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН	23
Мартынов М.В., Одинцов С.Н., Максимишин Н.Ю., Худяков А.В., Леонтьев А.В.	
ПРИМЕНЕНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ.....	27
А.В. Назарова	
ИСПОЛЬЗОВАНИЕ «ДЕПОЛИМЕРИЗАТОРА» ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ МС ГРП	30
Н.Ю. Хохлова, М.А. Носов	
РИСКО-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ.....	32
Лукьянов Д.С., Алекина Е.В.	
РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С ДВУХГРАДИЕНТНЫМ ДАВЛЕНИЕМ	43
М.А. Салихов, М.Е. Коваль	
РАЗРАБОТКА КИСЛОТНОГО ПОТООТКЛОНЯЮЩЕГО СОСТАВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОЛЕИЛАМИДОПРОПИЛБЕТАИНА	51
П.В.Склюев, С.В. Демин, С.А. Булгаков, П.В. Рощин, Мохсен А.М.А., Ю.Ю.Белуосова	
ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ	56
А.В.Тютяев, Д.А.Миквельман, А.С.Должиков, .С.Должикова	

DECISION SPACE КАК СРЕДСТВО ОПТИМИЗАЦИИ ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН	60
Худяков А.В., Коровин И.Ю., Леонтьев А.В., Мартынов М.В., Максимишин Н.Ю. .	
ОЦЕНКА СКОПЛЕНИЯ ВОДЫ НА ЗАБОЕ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ	65
О.А. Грибенников, А.А. Симдянов	
ПРОБЛЕМА ПЕРЕХОДА К «ЗЕЛЕНОМУ» ТОПЛИВУ	70
Зельцер Г.А.	
ВЛИЯНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ	73
Кичигина А.А.	
НОВЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ТРУБЫ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ	76
Каргин Б.В., Мозговой Г.С., Кобзева Р.З.	
ПЛОЩАДНАЯ РАЗНИЦА ТЕРРИТОРИИ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ И ТЕРРИТОРИЙ ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ	80
Коровина А. Б., Седойкина А.С.	
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ	84
М.И. Родионова, Каргин Б.В.	
ТРАНСФОРМАЦИЯ ЧЕРНОЗЕМОВ ОБЫКНОВЕННЫХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ В УСЛОВИЯХ ИСКУССТВЕННЫХ БАРЬЕРОВ	88
Сидоренко С.А.	
РАБОТЫ АРХЕОЛОГИЧЕСКОГО ОТРЯДА ООО «САМАРАНИПИНЕФТЬ» НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ.....	96
Андреев К.М., Андреева О.В., Сомов А.В.	
КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ТЕПЛА.....	98
Горнов Д.А., Киреев И.И., Пчела К.В.	
РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРИ ОБОСНОВАНИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ.....	103
Дуркин С.М., Терентьев А.А., Пчела К.В.	
ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВВН МЕТОДОМ	

ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»	104
Михайлов А.В., Пчела К.В., Киреев И.И.	
МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ НЕСПЛОШНОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА	107
В.И. Астафьев, И.А. Васильев, И.И. Киреев, С.А. Булгаков	
УСТАНОВЛЕНИЕ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ	117
Я.В. Жорина, У.О. Лизунова, Д.А. Ахполов, П.Р. Климина	

ВЫЯВЛЕНИЕ ПРОПУЩЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ МЕТОДОМ ИНГК с ПРИБОРОМ PULSAR КОМПАНИИ SCHLUMBERGER

М.А. Гилева, И.Г. Меньшакова, М.М. Сусин

*ООО «СамараНИПИнефть», 443010, г. Самара, ул. Вилоновская, 18
GilevaMA@samnipi.rosneft.ru, MenshakovaIG@samnipi.rosneft.ru,
SusinMM@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. Рассмотрены возможности прибора Pulsar, выявление пропущенных залежей, ввиду отсутствия детального комплекса ГИС.

Ключевые слова: метод ИНГКс, прибор Pulsar, ГИС, пропущенные перспективные залежи, скважина.

Введение

Самарская область - один из старейших нефтяных регионов страны. На ее территории давно открыты все крупные месторождения, большинство из которых со временем становятся нерентабельными. В условиях перехода нефтегазовых месторождений в завершающую стадию разработки проблема повышения извлечения остаточных запасов нефти в рамках существующих фонда скважин и лицензионных участков становится особо актуальной.

Таким образом, одной из основных задач по восполнению добычи является выявление пропущенных объектов на ранее открытых месторождениях.

Основной причиной «пропуска» перспективных залежей может являться: сложный минералогический состав коллекторов, влияющий на показания методов ГИС; фациальная изменчивость отложений, когда залежи представлены маломощными линзами; искажение показаний ГИС в связи с глубокими зонами проникновения промывочной жидкости; ограниченный комплекс ГИС.

Ниже, в статье, на примере одной скважины, представлено открытие новой залежи по результатам успешного исследования ИНГКс прибором Pulsar, при отсутствии первоначального детального комплекса ГИС.

Многофункциональный прибор Pulsar позволяет проводить высокоточные исследования через одну или несколько обсадных колонн скважины и обеспечивает возможность оценки минералогии пород, выделения коллекторов, оценки их фильтрационно-емкостных свойств, а также – поиска пропущенных залежей углеводородов в обсаженных скважинах. Обзор решаемых задач прибором Pulsar представлен на рисунке 1.

Краткая геолого-физическая характеристика месторождения

Южно-Орловское месторождение является многопластовым, всего в разрезе осадочного чехла открыто десять нефтяных залежей. Промышленная нефтеносность установлена в отложениях косьвинского горизонта визейского яруса (пласт С-VI, к которому приурочена пропущенная залежь), в карбонатных отложениях турнейского (пласт В-1), фаменского (пласт ДЗ-ФАМ), франского ярусов (пласт ДЗ-БУР) и в отложениях пашийского горизонта.

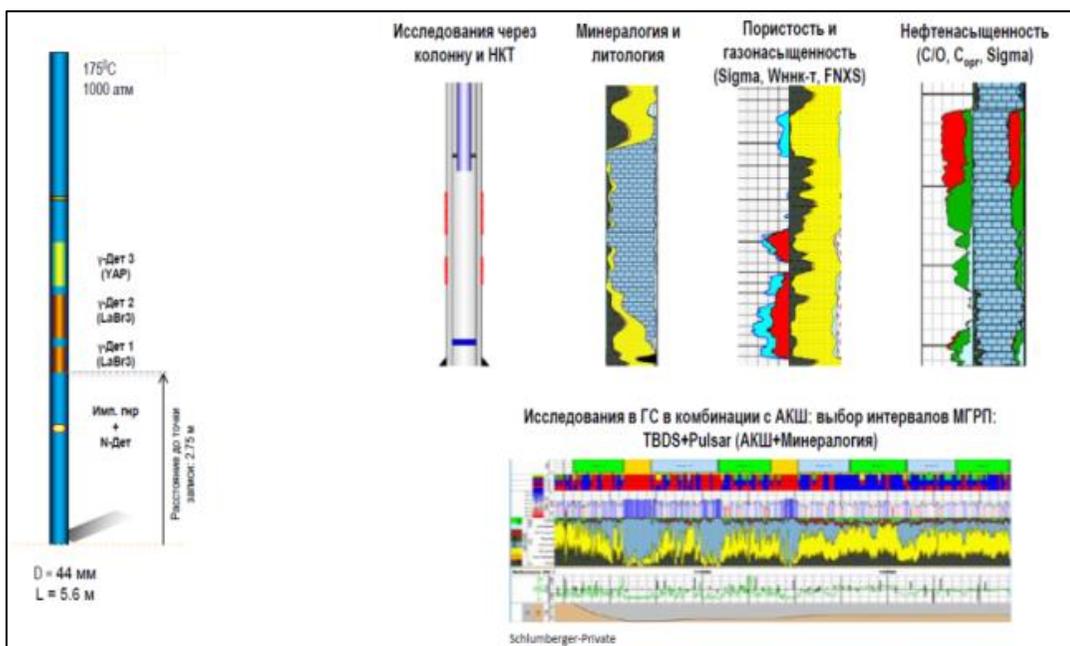


Рисунок 1. Решаемые задачи прибором Pulsar

Пласт С-VI представлен песчаниками, местами уплотненными, глинистыми, алевролитами. Объект не имеет регионального распространения и нефтеносен лишь в скважине №151 Южно-Орловского месторождения, во всех остальных скважинах месторождения пласт представлен водонасыщенными коллекторами.

Объект В-1, ДЗ-ФАМ, ДЗ-БУР представлен известниками, прослоями доломитизированными до перехода в доломиты, относится к средним по величине геологических запасов, а по сложности геологического строения к сложным - представляет собой риф.

Выявление пропущенной залежи

В 2019 году в рамках геолого-разведочных работ была пробурена скважина №151 Южно-Орловского месторождения с целью поиска залежей нефти, приуроченных к органогенной постройке турней-верхнефранского возраста - В1+ДЗ-ФАМ+ДЗ-БУР (прогнозировался один промышленно-продуктивный объект).

В открытом стволе проведен детальный комплекс ГИС, включающий методы РК, КВ, ПС, ПЗ, БК, БКЗ, РС, ИК, МКЗ, АК, ГКп в интервале турнейского, фаменского, франского ярусов, бургеского и пашийского горизонтов. В интервале визейского яруса по пласту С-VI детальный комплекс ГИС в открытом стволе проведен не был, так как перспективы этого пласта не рассматривались, в виду отсутствия его продуктивности на месторождении, а также сокращения времени нахождения интервала открытого ствола скважины не обсаженным технической колонной.

После окончания бурения в обсаженном стволе был проведен метод ИНГКс. В результате интерпретации данных были оценены минералогия отложений, коэффициент общей пористости, коэффициент нефтенасыщенности, оценен характер насыщения (по значениям весового содержания химических элементов), водородосо-

держания (аналог нейтронной пористости по тепловым нейтронам) ТРН, макросечения захвата тепловых нейтронов SIGM, макросечения рассеяния быстрых нейтронов FNXS, с привлечением анализа углерод-кислородного отношения – С/О каротажа (рисунок 2).

Пласт С-VI косьвинского горизонта попал в интервал записи в эксплуатационной колонне прибором Pulsar (интерпретация пластов проходила в условиях двойной колонны), где в результате было выявлено нефтенасыщение (выявлено только в скважине №151 Южно-Орловского месторождения).

Пористость и нефтенасыщенность были приняты по методу ИНГКс $K_p=13\%$, $K_n=75\%$. Было принято решение опробовать пласт С-VI и в результате освоения получен приток нефти с пластовой водой $Q_{ж}=6,5\text{м}^3/\text{сут}$, обводненность 35,6%. В последующем пласт был поставлен на государственный баланс по категории В1.

Вывод

Таким образом, проведение метода ИНГКс дало ощутимый положительный эффект в открытии новой залежи в пласте С-VI косьвинских отложений. Можно сказать, что интерпретация данных ГИС через обсадную колонну, выполняемая прибором Pulsar, высокоинформативная и самодостаточная, не требующая использования данных ГИС по открытому стволу. В дальнейшем при планировании мероприятий по восполнению добычи, где порой невозможна оценка по геологическим и технологическим причинам, рекомендовано использование метода ИНГКс для достижения положительного результата.

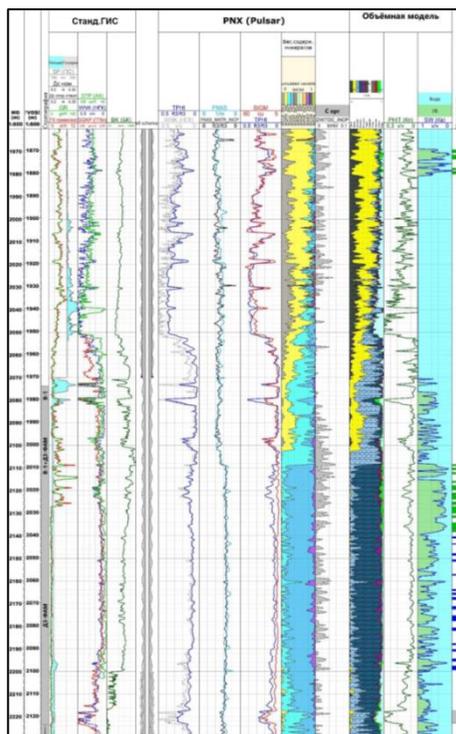


Рисунок 2. Результаты интерпретации Pulsar

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Булгаков М.А., Манасян А.Э., Кожин В.Н., Демин С.В., Катаева Э.Г., Шпак О.В., Исаева А.Г., Прокофьева М.С. Нефтегазоносные пласты Самарской области, Набережные Челны, ООО «Экспозиция Нефть Газ», 2019.
2. Каталог услуг ГИС и ПВР, 2015. URL: <https://www.slb.ru> (дата обращения 23.08.2021).
3. Максимов С.П., Киров В.А. и др. «Геология нефтяных и газовых месторождений Волго-Уральской нефтегазоносной провинции», Москва, 1970.
4. Оценка ФЕС коллекторов через стальную обсадную колонну современными методами ГИС, URL: http://www.slb.ru/services/wireline/petrophysics_ch_tools/pulsar (дата обращения 23.08.2021).

5. Циркова В.С., Булгаков М.А. и др. Отчет «Пересчет геологических запасов нефти и растворенного газа Южно-Орловского нефтяного месторождения самарской области». Самара, 2020.

БУРЕНИЕ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ РИСКОВ ПРОХОДКИ ОСЛОЖНЕННЫХ ИНТЕРВАЛОВ

*А.В. Леонтьев, И.Н. Ляпин, А.В. Худяков, Н.Ю. Максимышин,
М.В. Мартынов*

*Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи,
Самара, Российская Федерация, LeontevAV@samnipi.rosneft.ru,
LyapinIN@samnipi.rosneft.ru, KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru,
MaksimishinNYu@samnipi.rosneft.ru, MartynovMV@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В работе оценивается целесообразность применения технологии бурения на обсадной колонне (БОК). Рассматриваются типовые осложнения, которые встречаются при строительстве скважин и основные методы борьбы с ними. Приведен сравнительный анализ бурения с помощью обсадной колонны и традиционного бурения. А также даны выводы и рекомендации для последующих скважин, на которых предполагается использование данной технологии.

Ключевые слова: осложнения, строительство скважин, обсадная колонна, механическая скорость бурения, механическая кольматация.

На сегодняшний день, увеличивается число осложнений в процессе бурения скважин, ввиду общего усложнения геологических условий. При этом, привычные методы борьбы с ними оказываются дорогостоящими и часто неэффективными. Борьба с осложнениями увеличивает общие временные затраты на строительство скважин на 20-25%. А такие осложнения как: осыпи и обрушения неустойчивых пород, сужения ствола скважины текучими породами, поглощения бурового раствора, газонефтеводопроявления и рапопроявления составляют более 85% от общего числа фиксируемых осложнений.

Целью статьи является оценка целесообразности применения технологии бурения на обсадной колонне, сравнение её эффективности с традиционным бурением. Цель достигается путем анализа осложнений, встречающихся на территории N-ой области, и существующих методов бурения. Далее кратко оговариваются преимущества и вариации технологии бурения на обсадной колонне. И приводится сравнение эффективности традиционных методов с бурением на обсадной колонне, после чего подводятся итоги и даются выводы.

Для анализа осложнений, встречающихся на территории N-ой области, был проанализирован опыт бурения по обществу «А». Установлено, что в 2020 г. при строительстве скважин возникло 107 случаев осложнений, из которых случаев поглощений 83, обвалов 17 и 7 иных проблем. На диаграмме слева (рисунок 1) эти цифры представлены в процентном соотношении.



Рисунок 1. Анализ осложнений по обществу «А» за 2020 год

Диаграмма справа (рисунок 1) характеризует основные методы борьбы с осложнениями за 2020 год. Где в 9 случаях производили спуск дополнительной колонны, 11 случаев решения проблем происходило путем установки ОЛКС, 18 ликвидировали ЦМ и в оставшихся 69 случаях использовали прокачку вязкоупругих и очищающих пачек, утяжеление бурового раствора, и проработка интервалов и т.д. Процент успеха ликвидации по всем осложнениям составил 73,8% (28 отрицательных 79 положительных результатов).

Вышеуказанная информация говорит о достаточно высокой частоте возникновения проблем при бурении по региону, и малой эффективности борьбы с ними по традиционным методикам, в связи с чем, для минимизации количества осложнений, а так же их влияния на процесс строительства скважины, на замену традиционным методам бурения противопоставляется применение бурения на обсадной колонне. Основным преимуществом ведущим к снижению рисков возникновения осложнений, в данном случае, будет являться эффект механической кольматации, механизм которого, представлен ниже на рисунке 2.



Рисунок 2. Эффект механической кольматации

В процессе бурения на обсадной колонне и её вращении выбуренный шлам затирается в стенки скважины, что приводит к герметизации пластовых пор и, как следствие, уменьшению поглощений бурового раствора, а также к повышению устойчивости ствола скважины, укреплению стенок.

Благодаря механической кольматации происходит сокращение непроизводительного времени, которое возникает из-за следующих внутрискважинных проблем: потерь циркуляции; осыпей и обвалов; сужения ствола скважины; прихватов труб; плохой очистки ствола [3].

В настоящее время известны две технологические схемы бурения на обсадной колонне. К первой относится бурение, при котором башмак обсадной колонны представлен специальным буровым долотом. Бурение ведётся роторным способом до проектной глубины, после чего колонна цементируется, а башмак разбуривается для дальнейшего углубления ствола. А также способ бурения на обсадных трубах вставным извлекаемым инструментом, который закрепляется в нижней части обсадной колонны с возможностью извлечения.

Не извлекаемая система для бурения с помощью обсадных труб является наиболее часто применяемой в мировой практике благодаря упрощенной конструкции КНБК, включающей обратный клапан и специальное легкоразбуриваемое долото [2]. В России система уже зарекомендовала себя при бурении интервалов кондуктора диаметром 324 и 340 мм, в среднем на 48 часов быстрее по сравнению с традиционным методом. Кроме того, использование системы также позволило решить проблему с прохождением и своевременной изоляцией зон многолетнемерзлых пород. Многочисленные испытания этой системы бурения как в России, так и за рубежом [1], доказали рациональность ее применения.

Для дальнейшего анализа в статье рассматривается эффективность технологии с извлекаемой КНБК на примере двух схожих горизонтальных скважин на Пашийский горизонт месторождения «С», находящихся на расстоянии около 500 метров друг от друга. Одна из скважин № 501 была пробурена с применением БОК с извлекаемой компоновкой в интервале 2770-3036 м. А вторая № 500 бурилась традиционным методом.

На рисунке 3 представлены конструкции данных скважин, с указанием основных проблемных горизонтов, встречающихся при бурении а так же примерные зенитные углы при прохождении данных горизонтов.

Трудность данных скважин заключается в том, в регионе бурения рассматриваемых скважин отсутствует опыт вскрытия Тиманских отложений с зенитными углами 65-89°.

При вскрытии тиманского и пашийского горизонтов необходима достаточно высокая плотность бурового раствора, для обеспечения качественного выноса шлама и устойчивости ствола, учитывая большие зенитные углы. Что с высокой вероятностью повлечет за собой возникновение осложнений в вышележащих горизонтах. Поэтому для того, чтобы скважину № 500 можно было пробурить, применялась утяжеленная конструкция, с отсечением верхних проблемных интервалов дополнительной колонной. На скважине № 501 с БОК необходимость в данной колонне отсутствовала, ввиду одновременного перекрытия верхних проблемных зон и вскрытия более глубоких отложений. Бурение на обсадной колонне велось в интервале 2770-3036 м. До этой зоны бурили традиционным способом.

Анализ основных причин отклонений на скважине № 500 показывает, что в процессе бурения под 245 колонну происходило интенсивное обвалообразование пород Радаевского горизонта, повлекшее за собой: недоспуск обсадной колонны (ОК) 245мм с переподготовкой ствола. Причем применение таких методов, как: утяжеление бурового раствора, расхаживание колонны, прокачка очищающих и закрепляющих пачек, промывки/проработки, ввод смазки оказалось малоэффективным. Суммарно по скважине наблюдалось: невыполнение плановых показателей продолжительности бурения на 10,7 суток, связанных с проведением дополнительных операций, не предусмотренных в графике «глубина-день», невыполнением мех. скорости бурения и сверхнормативным временем выполненных операций. Невыполнение плановых показателей продолжительности крепления на 7,2 суток связанных недоспуском ОК 245 мм, последующей переподготовкой ствола скважины (93%), сверхнормативное время перемонтажа противовыбросового оборудования (ПВО) (2%), сверхнормативное время при спуске ОК 245 мм с посадками (5%). Общее время отклонений составило 17,9 суток, что отражено на рисунке 5.

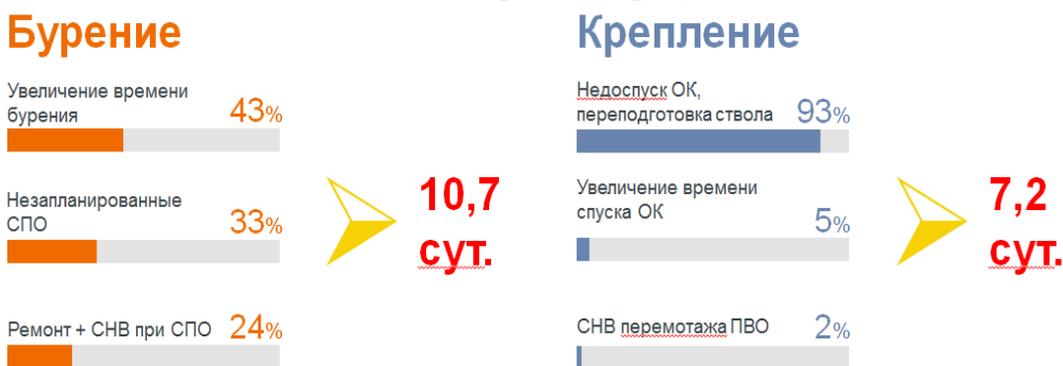


Рисунок 5. Причины отклонений по времени на скважине № 500 месторождения «А»

Анализ основных причин отклонений на скважине № 501 с применением БОК, показал, что основная доля отклонений связана с непроизводительным временем, связанным с браком оборудования, отключениями дизельной электростанции и электроэнергии. Так же на скважине было достаточно большое число ремонтов буровых насосов и другого оборудования, наблюдалось невыполнение механической скорости бурения и сверхнормативное время выполнения операций. Борьба с осложнениями составила 10% от общего времени отклонений, и была вызвана поглощениями в серпуховском ярусе. Общее время отклонений составило 8,1 суток, что отражено на рисунке 6.



Рисунок 6. Причины отклонений по времени на скважине № 501 месторождения «А»

Исходя из итоговых показателей, отображающих разницу по двум скважинам видно, что скважина, на которой применялось БОК, имеет более легкую конструкцию и как следствие меньшую металлоемкость. Средняя механическая скорость превышает 3,3 м/ч. Необходимо отметить, что для скважины № 501 большую часть времени, затраченной на отклонения, возможно было избежать, что дало бы еще большее сокращение суток строительства. Поэтому итоговая, разница в 6,6 суток строительства далеко не предел.

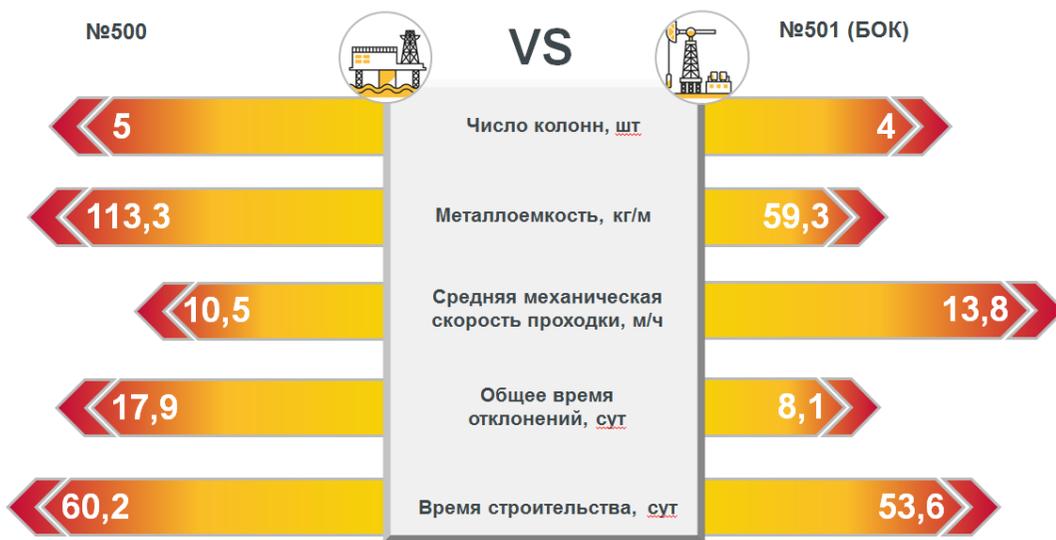


Рисунок 7. Сравнение итоговых показателей по обеим скважинам

Ниже даны рекомендации для дальнейшего раскрытия потенциала сокращения времени строительства на последующих скважинах.

Исключить отбраковку оборудования, путем визуального осмотра оборудования и элементов оснастки и КНБК до начала работ, а также на стадии проектирования закупки удостовериться в соответствии типоразмеров.

С целью повышения механической скорости бурения и предотвращения проблем с крутящим моментом в процессе бурения, производить тщательный подбор породоразрушающего инструмента, а также оптимизировать траектории скважин.

Вести учет показателей работы оборудования [4, 5], и в случае его высокой эффективности в штатном режиме и без перебоев, рекомендовать его к применению на последующих скважинах.

Для достижения максимальных показателей эффективности строительства при бурении на обсадной колонне, необходимо качественно подходить к анализу и выбору скважин кандидатов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Graves K. S. Casing During Drilling With Rotary-Steerable Technology in the Stag Field / K. S. Graves, D. C. Herrera // SPE-166166-PA.

2. Гельфгат М.Я. Бурение на обсадной колонне – история и современная классификация технологических систем / М.Я. Гельфгат, А.Р. Агишев // УДК: 622.24.
3. Fontenot K. R. Using Casing to Drill Directional Wells / К. R. Fontenot, B. Lesse, R.D. Strickler, T. M. Warren // Schlumberger, Oilfield review, Summer 2005, pp. 44-61.
4. Галиев, Р. Р. Автоматизация процесса строительства скважин / Р. Р. Галиев, Р. М. Алимов, М. Е. Коваль и др. // Нефть. Газ. Новации. – 2020. – № 6 (235). – С. 19 – 26.
5. Капитонов В.А. Сбор данных по применению систем буровых растворов при бурении скважин / В.А. Капитонов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11 (623). – С. 68–75.

БУРЕНИЕ НА УПРАВЛЯЕМОМ ХВОСТОВИКЕ

*А.В. Леонтьев, И.Н. Ляпин, А.В. Худяков, Н.Ю. Максимишин,
М.В. Мартынов*

*Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи,
Самара, Российская Федерация, LeontevAV@samnipi.rosneft.ru,
LyapinIN@samnipi.rosneft.ru, KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru,
MaksimishinNYu@samnipi.rosneft.ru, MartynovMV@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. Статья посвящена рассмотрению технологии бурения на управляемом хвостовике, как единственно возможном варианте проводки скважин в наиболее перспективных и сильно осложненных районах месторождений, ранее не поддающихся бурению, с целью рентабельного извлечения ресурсов.

В данной статье будут рассмотрены преимущества, обеспечиваемые этой технологией, а также приведена информация о её функциональных особенностях и конструктивных ограничениях. Обозначены потенциальные области применения технологии бурения на управляемом хвостовике, а также приведен анализ экономической эффективности.

Ключевые слова: хвостовик, бурильная колонна, расширитель, зоны с несовместимыми условиями бурения, угольные пропластки, стенки скважины, шаблонировка.

Обеспечение устойчивости ствола скважины является сложной задачей, которую необходимо решать как с точки зрения безопасности, так и экономики. К основным факторам, влияющим на устойчивость ствола скважины, относят: неустойчивые отложения (набухающие глины, соли, слабосцементированный песчаник, угли, сильнотрещиноватые породы); эффект свабиrowания и поршневания; вибрационное воздействие на ствол скважины; время между бурением и креплением ствола обсадной колонной

Бурение на хвостовике постепенно завоевывает свои позиции в отрасли как метод, позволяющий повысить надежность скважины путем преодоления или минимизации указанных проблем. Это достигается за счет следующих преимуществ разработанной технологии в сравнении с традиционным бурением: сниженная

механическая нагрузка на ствол; сниженный эффект свабирования и поршневания при спускоподъемных операциях; значительно меньшее время операций в открытом стволе (бурение и крепление ствола/обсаживание выполняются одновременно); цементирование производится сразу же после бурения; уменьшается необходимость подготовки призабойной зоны скважины [3].

Данный метод может обеспечивать решение некоторых проблем нефтегазовой отрасли и минимизировать риски, связанные с бурением скважин традиционной конструкции в условиях узких границ между давлением гидроразрыва и проявлений, неустойчивости коллектора.

Система бурения на управляемом хвостовике представляет из себя извлекаемую и заменяемую внутреннюю колонну, а также наружную колонну – хвостовик (рисунок 1), которые включают в себя: инструмент для спуска (1); компенсатор (2); посадочные шлицы (3); переводник расширителя с выдвижными поршнями (4); долото-расширитель (5); пилотная КНБК (6); хвостовик (7); бурильные трубы (8) [2].



Рисунок 1. Схема колонн с основными элементами

Бурение по данной технологии имеет ряд ограничений, связанных с конструктивными особенностями, а именно на данный момент существуют 3 варианта типоразмеров конструкций. Первый вариант предполагает использование 177,8 мм хвостовика с 215,9 мм расширителем и долотом 152,4 мм. Второй вариант – это 244,48 мм хвостовик, с расширителем диаметром 311,15 мм и долотом 215,9 мм. Третий вариант является комбинацией двух предыдущих, а именно Хвостовик 177,8 мм, расширитель 311,15 мм и долото 215,9 мм.

Помимо этого, особенностью подготовительного этапа перед бурением секции является установка системы в интервале, обсаженном предыдущей колонной, что накладывает ограничения на максимальную длину хвостовика и части компоновки низа бурильной колонны, выступающей из него. Сумма длин хвостовика и выступающей части компоновки должна быть меньше длины предыдущей колонны, в которой будут производиться работы перед началом бурения секции на управляемом хвостовике. Стоит заметить, что технология не исключает возможности пробурить не осложненную часть интервала, используя технологию обычного бурения и затем перейти к вскрытию сложного участка с бурением на управляемом хвостовике.

Для анализа применимости КНБК с использованием данной технологии были произведены расчеты в программном комплексе «Landmark 5000.15» на примере горизонтальной скважины. Схема КНБК для анализа представлена на рисунке 2. А входные параметры операций для анализа в таблице 1.

Таблица - 1 Параметры операций для анализа

Операции при бурении	Нагрузка на долото/Затяжка, т	Момент на долоте, кН·м
Вращение на забое	8	5,0
Направленное бурение	5	3,0
Вращение над забоем	-	-
Операции при СПО	Скорость, м/мин	Обороты, об/мин
Спуск	12	30
Подъем	12	0
Коэффициент трения открытого ствола в расчетах принят равным 0,5.		

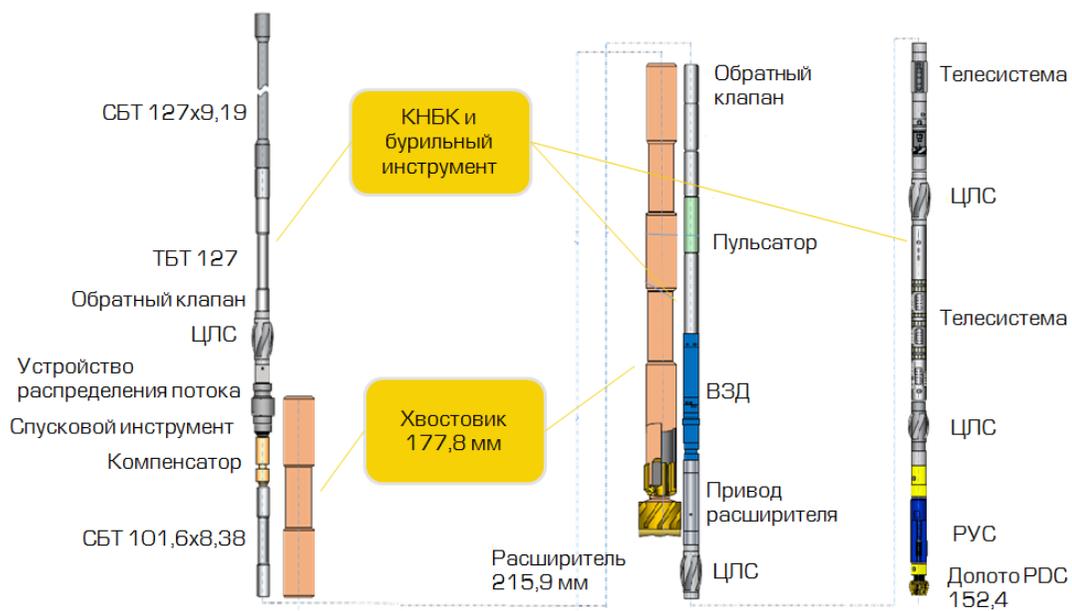


Рисунок 2. Схема КНБК

На основании выполненных расчетов было установлено, что рассмотренная бурильная колонна и КНБК удовлетворяют нормам по допустимым растягивающим и сжимающим нагрузкам. Наибольший момент возникает при вращении на забое и составляет 50,5 кН·м, в связи с чем рекомендуется использовать трубы с высоким крутящим моментом в верхней части скважины. Необходимо предусмотреть применение моментоемких колец. Возможно также использование низкофрикционных центраторов-турбулизаторов с целью снижения крутящих моментов, действующих на колонны [4]. Коэффициент усталости не превышает нормативного. При бурении скважины по данной технологии не требуется дополнительных мероприятий по снижению усталостного износа. Максимальный вес колонны возникает при ее подъеме без вращения и составляет 159,63 т.

В дальнейшем проводился гидравлический расчет бурения секции. В расчетах использовались следующие параметры бурового раствора: инкапсулирующий полимер-глинистый плотностью 1350 кг/м³; условная вязкость 40-60 с; фильтратоотдача ≤ 5 см³; пластическая вязкость ≤ 30 мПа·с; ДНС 20-28 фунт/100фут²; СНС (10 сек / 10 мин) 5-15/8-25 фунт/100фут²; рН 8-9; содержание коллоидной фазы ≤ 49 кг/м³; содержание твердой фазы ≤ 21 %; содержание песка ≤ 1 %; содержание CaCO₃ ≥ 100 кг/м³; содержание смазывающей добавки ≥ 2 %.

По результатам расчета было установлено, что минимально необходимая производительность буровых насосов 22 л/с. Механическая скорость бурения составляет 7 м/ч. Шламная подушка отсутствует. При производительности буровых насосов 26 л/с давление на стояке манифольда 17,9 МПа, ЭЦП = 1500 кг/м³.

Данная технология может найти применение при бурении горизонтальных скважин, в которых возникают проблемы с очисткой ствола скважины [5], устойчивостью стенок, регулированием траектории, а также существуют зоны с несовместимыми условиями бурения [1].

Технология отлично подходит для скважин, в которых имеются неустойчивые угольные пропластки различной мощности, характеризующиеся высокой хрупкостью, неустойчивостью, склонностью к осыпанию. Бурение углей сопровождается осыпями и обвалами вследствие неконтролируемого разрушения горной породы. В ствол могут выпадать крупные фрагменты угля, размер которых может достигать размера зазора между бурильными трубами и стенкой скважины. Бурение в условиях наличия в геологическом разрезе углей также приводит к образованию массивных каверн, скапливание шлама в которых также может стать причиной осложненного подъема и прихвата инструмента вследствие вываливания шлама из каверны. Проблемы с устойчивостью могут возникнуть вне зависимости от типа применяемого бурового раствора, при этом риск возникновения прихвата бурильной колонны является высоким. С увеличением мощности угольных пластов возрастают технологические риски потери в стволе роторно-управляемой системы, повреждений компоновки низа бурильной колонны по геологическим причинам, а также риск недоспуска хвостовика до проектных глубин. А возможный, в результате этого, экономический урон, можеткратно превышать затраты на строительство скважины.

Стоит отметить, что помимо минимизации вышеуказанных проблем технология помогает сократить сроки строительства скважины в сравнении с бурением по обычной технологии при учете осложнений. Это достигается за счет исключения временных затрат на геофизические исследования, шаблонировку ствола, а также спуск хвостовика и ликвидацию осложнений. Что в свою очередь ведет к увеличению ожидаемого экономического эффекта и более раннему вводу скважин в эксплуатацию [3].

При принятии решения об использовании данной технологии, необходимо понимать, что для получения положительного экономического эффекта, систему рационально использовать только в очень сложных интервалах с высоким риском аварийности. Данная технология на сегодняшний день может стать единственным возможным вариантом проводки скважин в наиболее перспективных и сильно осложненных районах месторождений, ранее не поддающихся бурению, с целью рентабельного извлечения ресурсов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Grymalyuk S. First Commercial Use of New Steerable Liner Drilling Technology Delivers Early Returns for North Slope Operator / S. Grymalyuk, T. Regener, R. Mensch, P. Canizares, T. Miller, G. Hobbs, A. Marushack, J. Njoku, C. Alvord, S. Robinson // SPE-197837-MS.

Grindhaug G. Применение бурения на хвостовике для повышения эксплуатационной надежности конструкции скважин / G. Grindhaug, T. Wenn, M. Eidem, S. Schwartze, T. Regener // SPE-189002-RU.

Eidem M. Наклонно-направленное бурение на хвостовике позволяет успешно решать проблемы, связанные с устойчивостью формации / M. Eidem, G. Grindhaug, N. Spreckelmeyer, C. C. Clemmensen, T. Regener // SPE-171846-RU.

Hobbs G. First Field-Testing Of A New Rotary Steerable Drilling Liner Technology On Alaska North Slope / G. Hobbs, R. Stinson, C. Alvord, N. Anyanwu, C. Klotz, M. Muntasar // SPE-168044-MS.

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.

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПЕНОЦЕМЕНТИРОВАНИЯ КАК АЛЬТЕРНАТИВЫ ДВУХСТУПЕНЧАТОМУ ЦЕМЕНТИРОВАНИЮ

*Н.Ю. Максимишин, М.Е. Салихов, М.В. Мартынов, А.В. Худяков,
А.В.Леонтьев*

ООО "СамараНИПИнефть", Самара, Россия, MartynovMV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В работе оценивается целесообразность применения технологии пенного цементирования как альтернативы двухступенчатому цементированию. Рассматриваются преимущества пеноцементирования, дополнительное оборудование, применяемое при пенном цементировании. Приведена практическая значимость пеноцементирования в сравнении с двухступенчатом цементированием. Проведен экономический расчет, а также сделаны выводы о целесообразности применения пеноцементирования.

Ключевые слова: цементирование, качество крепления, миграция газа, снижение аварийности.

Цементирование скважин является основой дальнейшей их длительной, безаварийной и эффективной эксплуатации. Двухступенчатое цементирование может приводить к снижению качества цементирования скважин за счет применения муфты ступенчатого цементирования, увеличению цикла строительства скважины за счет дополнительного время ожидания затвердевания цемента второй ступени и рейса на разбуривание муфты ступенчатого цементирования.

В данной работе пенное цементирование предлагается как альтернатива двухступенчатому цементированию. Рассматриваются преимущества и практическая значимость пеноцементирования в сравнении с двухступенчатым цементированием.

Пеноцемент - одна из разновидностей цементных систем. Регулируя концентрацию азота в пеноцементе можно изменять плотность раствора в широких диапазонах, в зависимости от скважинных условий. Пеноцементы обладают низкой водоотдачей. Пеноцемент не уменьшается в объеме при схватывании за счёт энергии сжатого газа, заключенного в нем.

Основные варианты использования пеноцемента:

1. Как облегчающий агент в интервале легкого цемента с целью избежать высоких затрат на микросферы и другие добавки. (Особенно целесообразно при больших объёмах затрубного пространства).

2. Как изолирующий материал для сохранения температурного режима работы скважины (высокопарафинистые нефти).

3. При цементировании скважин с флюидо- и газопроявлениями. Азот за счёт поддержания постоянного гидростатического давления во время схватывания цемента предотвращает миграцию газа и флюидов.

4. В случаях, когда необходим цемент с эластичными свойствами, устойчивый к колебаниям давления, температуры и механическим нагрузкам.

Применение пеноцемента позволит:

- сократить цикл строительства скважин;
- повысить качество цементирования.

К преимуществам пеноцементирования относятся:

- Регулируемая низкая плотность пеноцемента (до 1200 кг/м³), что позволяет изменять плотность цементного раствора в широких диапазонах.
- Низкая водоотдача - пенообразователь действует как понизитель водоотдачи.
- Предотвращение газовой миграции за счет внутренней энергии (поддерживать гидростатику во время схватывания за счёт давления азота).
- Улучшенное вытеснение бурового раствора из заколонного пространства за счет высокой вязкости.
- Отсутствие усадки цемента при затвердевании и механических нагрузках за счёт энергии сжатого газа, заключенного в нем.
- Эластичность и устойчивость к циклическим нагрузкам.
- Высокая расширяющаяся способность.
- Эффективность в борьбе с поглощением.

В дополнение к стандартному оборудованию, используемому при цементировании скважин (цементный агрегат, емкости с сухой цементной смесью), для пенного цементирования используется следующее:

1. азотный насос конверторного типа – переводит азот из жидкого состояния в газообразное; автоматически выдерживает концентрацию в зависимости от расхода цементного агрегата и заложенной программы;

2. устройство для перекачки пенообразователя - перекачивает, контролирует расход, замеряет откаченный объем, автоматически выдерживает концентрацию в зависимости от расхода на цементном агрегате;

3. пеногенератор

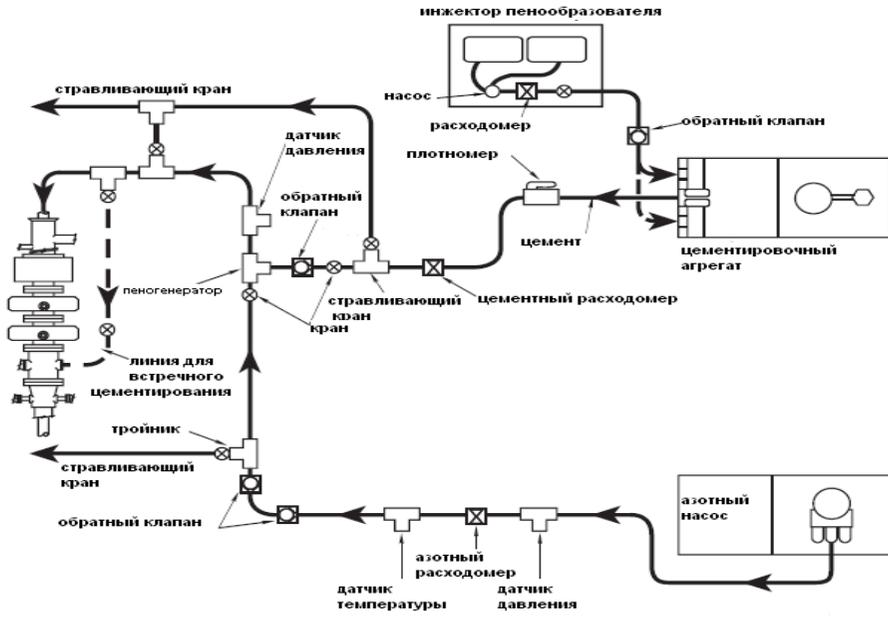


Рисунок 1. Схема пенного цементирования

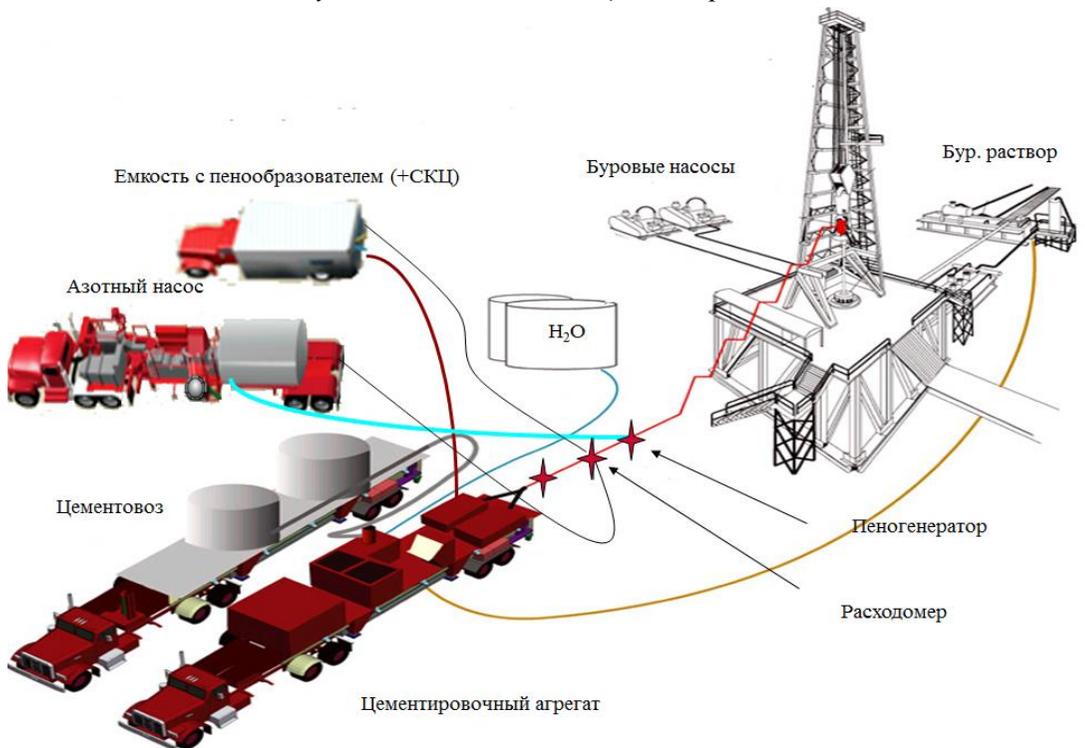


Рисунок 2. Схема расстановки оборудования при пенном цементировании

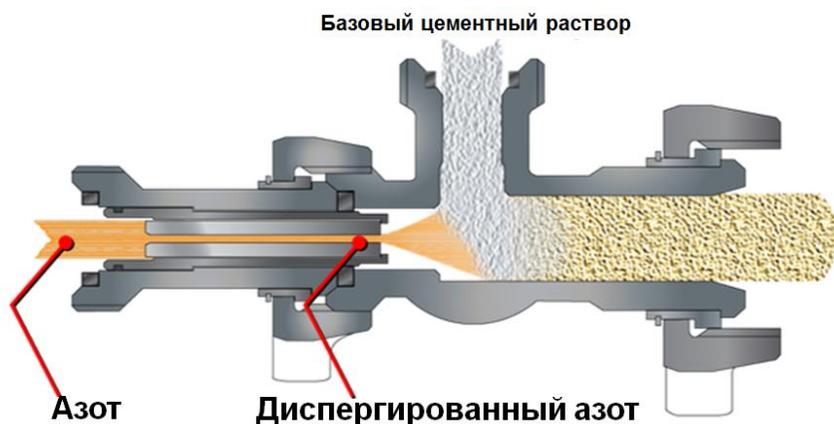


Рисунок 3. Пеногенератор

Практическая значимость пеноцементирования в сравнении с двухступенчатым цементированием:

при применении пеноцементирования используется нижняя пробка, работа проводится в одну ступень, экономия времени в сравнении с двухступенчатым цементированием около 12 часов;

снижение вероятности поглощений и миграции газа;

отсутствие муфты ступенчатого цементирования, и как следствие, исключение рисков её несрабатывания и негерметичности.

Для более полной оценки целесообразности применения технологии пенного цементирования как альтернативы двухступенчатому цементированию, был проведен экономический расчет. За основу были взяты две типовые скважины Волго-Уральского региона, из которых на одной использовалось двухступенчатое цементирование, а на другой пеноцементирование.

Таблица 1. Расчет экономического эффекта

Параметр	Ед. изм.	Двухступенчатое цементирование	Пеноцементирование
Стоимость материалов + сервисная ставка цементирования	Руб.	1540500	2 118 630
Стоимость МСЦ + дополнительное время(ОЗЦ, вторая ступень)	Руб.	697728	-
Итого	Руб.	2238228	2 118 630

С учетом более высокой стоимостью материалов для выполнения работ по пеноцементированию, но экономией времени на дополнительные работы на буровой и стоимостью муфты ступенчатого цементирования экономический эффект составил 120 тысяч рублей по сравнению с технологией двухступенчатого цементирования.

Таким образом, несмотря на невысокий экономический эффект, достигается существенный технологический эффект, а именно, повышается качество крепления скважин и снижается возможная аварийность.

ПРИМЕНЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АВТОРСКОГО НАДЗОРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НА СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН

*Мартынов М.В., Одинцов С.Н., Максимишин Н.Ю., Худяков А.В.,
Леонтьев А.В.*

*ООО "СамараНИПИнефть", Самара, Российская Федерация
MartynovMV@samnipi.rosneft.ru, OdintsovSN@samnipi.rosneft.ru,
MaksimishinNYu@samnipi.rosneft.ru, KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru,
LeontevAV@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В работе рассматривается возможность актуализации проектной документации на основании результатов авторского надзора. Приведены проблемы, с которыми сталкиваются специалисты при внесении изменений в проектную документацию. В качестве решения предложено формирование чек-листов проверки проектной документации на предмет учета рекомендаций на основании реестра авторского надзора. Рассмотрен пример чек-листа по одному из проектов 2021 года. Сформулированы выводы о преимуществах введения предлагаемого чек-листа.

Ключевые слова: авторский надзор, строительство скважин, проектная документация, чек-лист

Авторский надзор (АН) осуществляется в целях обеспечения соответствия выполняемых строительно-монтажных работ на объекте решениям, содержащимся в рабочей документации. Так же на основании результатов АН можно выявить фактические отклонения от проектной документации (ПД), которые положительно повлияли на строительство скважины и с помощью которых можно повысить качество разрабатываемой ПД.

На данный момент отсутствует контроль над процессом учета результатов АН при разработке ПД. Необходимо понимание, почему конкретная рекомендация принята или не принята в работу. Это, в первую очередь, связано с тем, что внесение изменений в ПД занимает дополнительное время на поиск отклонения и определение его эффекта. По этой причине существует риск несвоевременной актуализации ПД.

Для решения вышеизложенных проблем предлагается разработка чек-листа с анализом отклонений и рекомендациями специалистов АН, а также комментариями разработчиков и руководителей проекта по поводу возможности учета рекомендаций в разрабатываемой ПД.

В целях наиболее полного отражения информации о пробуренной скважине и зафиксированных отклонениях сформирован реестр в формате Excel [1 – 3], в котором содержатся следующие данные:

- Информация о скважине (месторождение, номер, купол, год бурения)
- Шифр и вид ПД
- Техничко-экономические показатели (проектные, программные и фактические значения коммерческой скорости и сроков бурения)

- Геологическая информация (фактическая глубина и вид скважины, проектный горизонт)

- Сведения об отклонениях (классификация отклонения, секция, проектный, программный и фактический параметр отклонения)

- Анализ отклонения и рекомендация специалиста АН

На одной из вкладок реестра выполнен интерактивный отчет (рис. 1), в котором имеется возможность выбрать скважину и увидеть все сопутствующие данные, а так же фактическую конструкцию скважины и сведения о возникших осложнениях. Дополнительно можно отобразить информацию об отклонениях конкретного вида в определённой секции (рис. 2).

На основании реестра в предлагаемом чек-листе по месторождению (рис. 3) будет отображаться номер скважины, секция, проектное и фактическое значение отступления, его анализ и рекомендации специалистов АН. И самое важное – это комментарии специалистов УИБ и ГИП по учету рекомендаций при разработке нового проекта. Дополнительно можно будет проверить соответствие ПД техническому заданию на проектирование.

В качестве примера был сформирован чек-лист проверки на предмет учета рекомендаций АН одного из проектов 2021 года на Винно-Банновском месторождении. Для этого была отобрана информация по отклонениям с пяти соседних скважин Винно-Банновского месторождения. По результатам проверки было выявлено, что в процессе разработки учтена 21 рекомендация, и не учтено 6 рекомендаций.

На основании проведенной проверки видно, что не все рекомендации учитываются в ПД. Поэтому необходимы комментарии специалистов, обосновывающие их решение о включении изменений в ПД.

Ведение реестра АН и введение в работу предлагаемого чек-листа позволит:

- обеспечить 100% контроль над включением в новую ПД успешно реализуемых на практике технологических решений

- повысить качество разрабатываемой ПД за счет включения актуальной информации по пробуренным скважинам;

- сократить время на проведение анализа по ранее пробуренным скважинам при проектировании;

- повысить эффективность строительства скважин путем учёта рисков, выявленных по результатам анализа, проведенного в процессе выполнения АН;

- наглядно показать Заказчику важность проведения работ по авторскому надзору.

Месторождение Алексеевское Армавирское Барновско-Лебяз...	Купол (пусто)	№ Скв. 1 2 4	Год бурения 2020	Вид ПД Привазка Проект	Номер ПД 12046 14766 15536	Глубина (Факт) 190 200 218						
Сроки (бурение + крепление), сут (Проект) 7,39 7,73 14,27	Сроки (бурение + крепление), сут (Программа) 5,16 6,2 6,22	Сроки (бурение + крепление), сут (Факт) 3,45 4 4,87	Ком. скорость м/ст-мес (Проект) 807 947 953	Ком. скорость м/ст-мес (Программа) 748 842 874	Ком. скорость (Факт) 524 777 960	Интервал осложнения от, м 2396						
Классификация отклонения Буровые растворы Конструкция Ослабление	Геология Крепление Режим бурения	Секция Пилотный 426 245	Диаметр колонны, мм -	Наименование колонны -	Глубина спуска (Проект) -	Глубина спуска (Программа) -						
Для отображения конструкции необходимо выбрать одну скважину												
<table border="1"> <tr> <td>Глубина спуска (Факт)</td> <td>Глубина спуска (Программа)</td> <td>Обновить</td> </tr> <tr> <td>-</td> <td>-</td> <td></td> </tr> </table>							Глубина спуска (Факт)	Глубина спуска (Программа)	Обновить	-	-	
Глубина спуска (Факт)	Глубина спуска (Программа)	Обновить										
-	-											

Рисунок 1. Интерактивный отчет в реестре АН

№	Секция			Номер скважины	Интервал осложнения от, м	Интервал осложнения до, м	Вид осложнений	Интенсив. поглощения, м ³ /ч	% обвального шлама	Принятые меры	Результат						
	426	245	Пилотный														
96	324	178	530	2396	2509	поглощение	6			прокачка ВУС	положительный						
<p>Глубина спуска (Факт)</p> <table border="1"> <tr><td>59</td></tr> <tr><td>170</td></tr> <tr><td>1004</td></tr> <tr><td>3057</td></tr> <tr><td>-</td></tr> <tr><td>-</td></tr> </table> <p>Обновить</p>												59	170	1004	3057	-	-
59																	
170																	
1004																	
3057																	
-																	
-																	
<p>Факт Анализ отступлений Рекомендации</p>																	
<p>Глубина спуска ОК-426 мм, 59 м. Отступление не является критичным.</p>																	
<p>УВ = 60 сек/кварт Отступление не критично. Расположение КЛС через одиночку УБТ 203 мм (9 м), при бурении вертикального интервала скважины снижает риск отклонения ствола скважины от вертикали.</p>																	
<p>Дол. -490 + УБТ-203 + КЛС-490 + УБТ-203 Q = 55 м³/с Т.к. интервал строительства под ОК-426 мм. на 50% состоит из песчаника, с целью снижения рисков размыва стенок скважины рекомендуется данный интервал пропустить на БР с УВ 70-90 сек/кварт с максимально возможной скоростью и с минимально возможной производительностью БН.</p>																	
<p>Q = 55 м³/с Т.к. интервал строительства под ОК-426 мм. на 50% состоит из песчаника, с целью снижения рисков размыва стенок скважины рекомендуется данный интервал пропустить на БР с УВ 70-90 сек/кварт с максимально возможной скоростью и с минимально возможной производительностью БН.</p>																	
<p>МПС = 18,9 м/ч Фактическая МСП 18,9 м/ч, МСП предусмотренная ПД составляет 10 м/ч. Отступление не является критичным, т.к. интервал строительства под ОК-426 мм. рекомендуется пройти с максимально возможной скоростью с целью снижения рисков размыва стенок скважины. Согласно литологической характеристике разреза 50 % горной породы представлены песками. По опыту ранее пробуренных скв. МСП = 10 – 19 м/ч.</p>																	
<p>Рекомендуется поддерживать проектных решений. Участие при разработке будущих проектов.</p>																	
<p>Рекомендуется поддерживать проектных решений. При разработке будущих проектов на данной площади МСП оставить без изменений. При дальнейшем положительном опыте пересмотреть проектные решения.</p>																	

Рисунок 2. Отчет об отклонениях

№ п/п	Выявленные отклонения в разработанной ранее проектной документации					Учет рекомендаций при разработке нового проекта		
	№ скв	Секция	Проект	Факт	Анализ отступлений	Рекомендации	Комментарий УИБ	Комментарий ГИП

Рисунок 3. Структура чек-листа для проверки проекта на предмет учета рекомендаций АН

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Капитонов В.А. Сбор данных по применению систем буровых растворов при бурении скважин / В.А. Капитонов // Нефтепромысловое дело. – 2020. – № 11 (623). – С. 68 – 75.
2. Капитонов В.А. Сбор данных из файлов Excel и Word / В.А. Капитонов // Булатовские чтения: материалы IV Междунар. науч.-практ. конференции (31 марта 2020 г): в 7 т.: сборник статей / под общ. ред. д-ра техн. наук, проф. О.В. Савенок. – Краснодар: Юг, 2020. – Т 3: Бурение нефтяных и газовых скважин. – С. 124 – 134.
3. Капитонов В.А. Применение Microsoft Access для объединения данных с целью перехода от относительных глубин по стволу скважин к вертикальным (абсолютным) глубинам / В.А. Капитонов // Нефть. Газ. Новации. – 2021. – № 4 (245). – С. 52 – 57.

ПРИМЕНЕНИЕ ИМПУЛЬСНЫХ СТАНЦИЙ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ

А.В. Назарова

ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, РФ, e-mail: NazarovaAV@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. Проведен анализ использования трансформаторных станций катодной защиты и импульсных станций катодной защиты модульного типа. Предложена замена трансформаторных СКЗ на более энергоэффективные импульсные СКЗ модульного типа. Расчитана стоимость электроэнергии, строительно-монтажных работ, доказана целесообразность применения предлагаемого проектного решения.

Ключевые слова: электрохимическая защита, система катодной защиты, станция катодной защиты, модульная станция катодной защиты.

Основное энергопотребление в системах ЭХЗ осуществляют источники катодного тока – станции катодной защиты (СКЗ). Поэтому от энергетических показателей СКЗ: коэффициента полезного действия (КПД) и активной потребляемой мощности зависит в целом энергопотребление систем ЭХЗ.

Традиционные СКЗ трансформаторного типа имеют существенные потери, в частности из-за тока холостого хода силового трансформатора, и относительно невысокий КПД.

Данная проблема является актуальной, так как при проектировании электрохимической защиты преимущественно устанавливаются трансформаторные СКЗ. Проблему энергоэффективности использования СКЗ можно решить с помощью применения модульных импульсных СКЗ. Их модульность заключается в техническом разделении одного мощного

силового преобразователя СКЗ на несколько силовых модулей с меньшей выходной мощностью каждого и обеспечении независимой параллельной их работы на одну нагрузку.

Целью является увеличение энергоэффективности систем электрохимической защиты путем замены трансформаторных СКЗ на модульные СКЗ импульсного типа.

У завода-изготовителя станций катодной защиты была получена информация по зависимости величины КПД от значения выходного тока для трансформаторных и импульсных СКЗ модульного типа, рисунок 1.

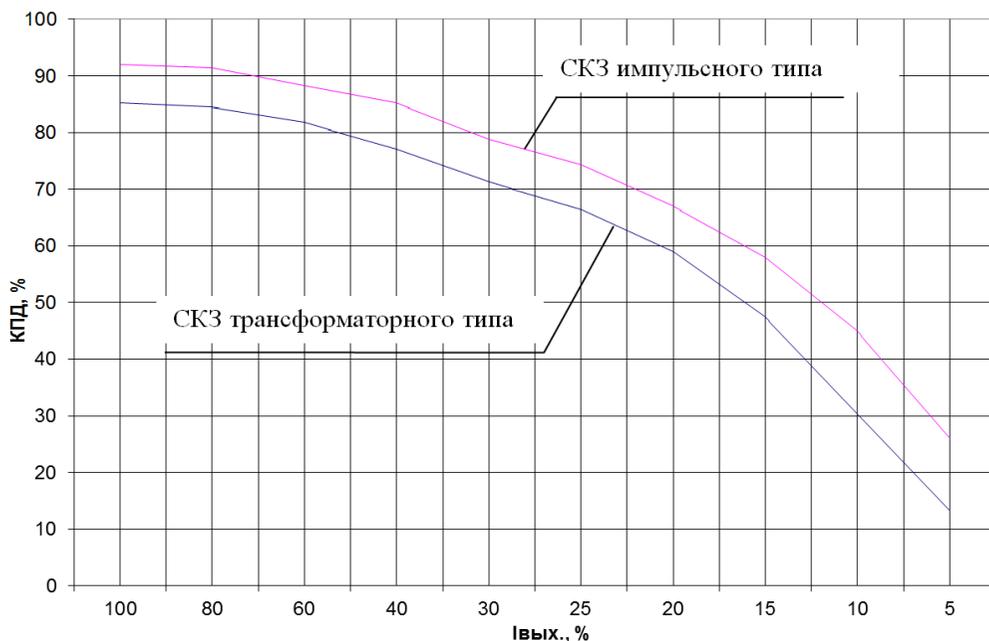


Рисунок 1. Зависимость КПД от выходного тока

Далее для трансформаторной СКЗ и импульсной СКЗ модульного типа были получены значения выходной мощности, КПД, входной мощности. Затем была рассчитана разница между входной мощностью трансформаторной и импульсной СКЗ, из которой была получена экономия электроэнергии в год в зависимости от загрузки СКЗ (таблица 1).

Таблица 1. Расчёт экономии электроэнергии в зависимости от выходного тока при использовании модульной импульсной СКЗ установленным одним силовым модулем (1200 Вт) в сравнении с трансформаторной СКЗ (1200 Вт)

Выходной ток, $I_n / I_{ном}$, %		100 (макс.)	80	25	5 (мин.)
Выходная мощность СКЗ, $P_{вых.}$, Вт		1190,4	766,2	71,7	2,31
Коэффициент полезного действия, %	выпрямителя	85,2	84,5	66,5	13,3
	модульной СКЗ	92	91,7	74,6	26,0
Входная активная мощность, $P_{вх.}$, Вт	выпрямителя	1397,5	906,7	107,8	17,3
	модульной СКЗ	1293,9	835,5	96,1	8,9
	Разность, $\Delta P_{вх.}$, Вт	103,6	71,2	11,7	8,4
Экономия электроэнергии в год, кВт/ч		907	623	102	73

Средняя экономия в год составляет 6621 рублей. Полученная экономия электроэнергии для одной СКЗ на срок эксплуатации 15 лет с учетом дисконтирования (6,25%) в среднем составила 157 тысяч рублей.

Стоимость одной трансформаторной СКЗ составляет 139,8 тысяч рублей, одной импульсной СКЗ модульного типа той же мощности – 256,8 тысяч рублей. Увеличение затрат на оборудование составляет 117 тысяч рублей.

Выгода для одного проекта при использовании импульсных СКЗ вместо трансформаторных составит около 40 тысяч рублей.

За 2019-2020 года был выполнен 41 проект с использованием трансформаторных СКЗ. При замене их на импульсные СКЗ модульного типа предполагаемая выгода составит 1644,1 тыс.руб.

В ходе проделанной работы были получены следующие результаты:

- замена используемых трансформаторных СКЗ на импульсные СКЗ модульного типа повышают энергоэффективность;
- полученная экономия перекрывает увеличение стоимости оборудования;
- полученная выгода для одного проекта, в среднем, равна 40 тысячи рублей;
- уменьшение количества проектируемых СКЗ за счет применения силовых модулей;
- при применении импульсных СКЗ модульного типа для выполненных за 2019-2020 года проектов электрохимической защиты предполагаемая выгода составила бы 1644,1 тысячи рублей.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. № П4-06 ПДТП-0059 Паспорт документации типового проектирования Компании «Типовые технические решения. Электрохимическая защита магистральных и промышленных трубопроводов»;
2. ГОСТ 9.602-2016 «Единая система защиты от коррозии и старения. Сооружения подземные. Общие требования к защите от коррозии»;
3. ГОСТ Р 51164-98 «Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии»;
4. Доклад на тему: «Современное оборудование для защиты от электрохимической коррозии подземных стальных трубопроводов и сооружений, выпускаемое ПАО Ставропольский радиозавод «СИГНАЛ», г. Ставрополь, 2016 г.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ «ДЕПОЛИМЕРИЗАТОРА» ПРИ ОСВОЕНИИ СКВАЖИН ПОСЛЕ МС ГРП

Н.Ю. Хохлова, М.А. Носов

Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи
Самара, Российская Федерация, NataliX99@mail.ru, NosovMAI@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В статье рассматривается применение окислителя при освоении скважин после МС ГРП. Продукт окисляет основу промывочной жидкости, снижает рН системы, реагируя с атомами углерода и разрушая поперечные полимерные связи и понижая вязкость. Описана технология процесса и рассмотрены результаты лабораторных исследований.

Ключевые слова: окислитель, освоение, гель, вязкость, промывочная жидкость.

При освоении скважин при введении в эксплуатацию, после ремонтных работ и различных ГТМ, значительную роль играет повышение качества и сокращение времени освоения скважин за счет исключения проведения дополнительных циклов освоения для полного вытеснения геля из скважины.

Для решения этих задач рассмотрим применение окислителя «Деполимеризатора» при МС ГРП.

Окислитель «Деполимеризатор», применяется в качестве агента для уменьшения вязкости промывочных жидкостей. Окислитель активно разрушает промывочную жидкость на основе полимеров, позволяя проводить утилизацию промывочного раствора стандартными методами.

Изначально, раствор на основе окислителя «Деполимеризатора» фирмы «Авантрейдхим» был применен вместо соляной кислоты для растворения шаров ГРП при спуске непрерывной трубы на промывку забоя от проппанта.

Использование растворимых шаров при МР ГРП значительно упрощает процесс проведения, сокращая время проведения работ и снижая их общую стоимость, так как при взаимодействии с гелями и жидкостями разрыва, шар полностью растворяется.

Последовательность работ, при растворении шаров «Деполимеризатором» следующая:

- Производится спуск непрерывной трубы в скважину до получения жесткой посадки на фрак порт с нерастворившимся шаром.

- Инструмент разгружается на шар на 250 кг, на мерных емкостях насосно-компрессорного агрегата из расчета 10 кг «Деполимеризатора» на 1 м³ тех. жидкости готовится необходимый объем раствора;

- При открытом КВД на обратной линии производится закачка 3 м³ состава, затем закрывается кран на выходе и с расходом на НКА 220 л/мин состав продавливается тех. жидкостью в объеме 10 м³

- После получения провала производится контрольный приподъем гибкой трубы, чтобы убедиться, что не до конца растворенный шар не попал за гибкую трубу, так как при попытке, это может вызвать сильное повреждение трубы (во избежание этого, запрещается продолжать

спуско-подъемные операции), необходимо произвести повторную обработку до полного растворения шара.

- При получении жесткой посадки на следующих интервалах надо повторить перечисленные выше операции до растворения всех шаров в скважине.

Во время промывки после проведения обработок было замечено [1] уменьшение количества продуктов распада геля на выходе, в связи с чем было внесено предложение применять раствор на основе «Деполимеризатора» для разложения геля непосредственно в скважине. В связи с этим, были проведены лабораторные исследования по разрушению раствором «Деполимеризатора» сшитого геля ГРП.

Исследования окислителя «Деполимеризатора» проводились химической лабораторией АУ НАЦ РН.

В процессе тестирования при взаимодействии «Деполимеризатора» с продуктами распада сшитого геля было выяснено, что происходит окисление жидкости, полное разрушение поперечных связей и как следствие, значительное снижение вязкости и водородного показателя. Жидкость, получившаяся на выходе близка по параметрам и характеристикам к воде (низкая динамическая вязкость $\mu = 5$ сП, низкий водородный показатель ($\text{pH} < 2$) – кислая среда, что свидетельствует о полном распаде геля). Процесс деструкции протекает мгновенно при перемешивании, время реагирования составляет менее минуты.

Преимущества использования «Деполимеризатора» при взаимодействии с продуктами распада сшитого геля:

- отсутствие помутнения,
- отсутствие вспенивания,
- отсутствие выпадения осадка,
- отсутствие выделения газа,
- скорость распространения коррозии в 2,8 раза ниже допустимого значения,
- отсутствие образования эмульсий и не растворимых осадков в пластовых условиях,
- растворимость керна в растворе на основе «Деполимеризатора» составила менее 1 %.
- «Деполимеризатор» позволяет полностью разрушить структуру сшитого геля (без осадка).

В результате проведенных исследований определены оптимальные загрузки:

- Для обработки призабойной зоны и трещины ГРП загрузка составляет 10 кг/м^3 .
- Для промывки НКТ и призабойной скважины при помощи ГНКТ составляет 10 кг/м^3 .
- Для разрушения продуктов распада жидкости разрыва и последующей ее утилизацией из технологической емкости 15 кг/м^3 .

При взаимодействии раствора «Деполимеризатора» нагрузками 10 кг/м^3 и 15 кг/м^3 с образцами керна выявлено, что скелет горной породы не подвергается разрушению.

Таким образом, раствор на основе окислителя «Деполимеризатора» полностью подходит для закачки в каждый фрак-порт, с целью разложения геля непосредственно в скважине во время проведения освоения после МС ГРП.

Последовательность проведения обработки:

- Проводится аэрированная промывка забоя от проппанта, после технологического отстоя забой определяется спуском гибкой трубы без циркуляции;
- Гибкая труба выставляется на глубину воздействия, на мерных емкостях насосно-компрессорного агрегата приготавливается необходимый объем раствора;

- Производится закачка состава в гибкую трубу, по циркуляции, затем на манифольде перекрывается выход на очистительную емкость и производится продавка состава в пласт тех. жидкостью.

- Производится приподъем гибкой трубы на следующий плановый интервал, воздействие повторяется, таким образом обрабатывается каждый фрак-порт.

- После обработки всех интервалов производится допуск гибкой трубы до забоя и вымыв продуктов реакции до чистой технологической жидкости.

- Затем гибкая труба приподнимается на интервал, заданный для производства освоения скважины закачкой газообразного азота.

- Во время каждого цикла освоения производится отбор проб на КВЧ. Таким образом сокращается время достижения положительных результатов КВЧ.

При проведении опытных работ по применению данного метода было установлено что уменьшается среднее время ремонта с применением обработок «Деполимеризатором» в связи с уменьшением количества циклов освоения газообразным азотом, необходимых для полного вытеснения продуктов распада геля со стандартным методом освоения колтубингом.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. В.С. Бутин Анализ геолого-технических мероприятий по регулированию системы разработки продуктивных залежей Грибного месторождения// маг. дис СамГТУ, 2021 с 101-103.

УДК 331.461

РИСКО-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ УСТАНОВКИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

Лукьянов Д.С., Алекина Е.В.

Аннотация: В работе проведен анализ аварийности и ее причины на объектах промысловой подготовки нефти. Рассмотрен метод риско-ориентированного анализа состояния безопасности объектов подготовки нефти. На примере установки предварительной подготовки нефти проведен анализ состояния безопасности и определен уровень риска.

Анализ основных причин, происшедших на технологическом оборудовании по подготовке нефти, позволяет выделить следующие взаимосвязанные группы причин. В целом причины возникновения аварийных ситуаций можно объединить в две группы[1]:

1) отказы (неполадки) оборудования и несовершенство автоматики, несовершенство техники (60,0 %);

2) ошибочные действия персонала (40,0 %).

Исходным событием, вызывающим аварию на подобных объектах, являются выбросы опасных веществ вследствие потери герметичности различных элементов технологического оборудования.

Такие выбросы могут произойти по следующим причинам:

-разрывы или нарушения герметичности технологических аппаратов;

-разрывы или нарушения герметичности трубопроводов;

-выбросы через предохранительные клапаны;

-выбросы, вызванные пожарами, поломками оборудования, умышленными действиями;

-выбросы, происходящие в результате переполнения емкостей или увеличения давления в них выше предельно допустимых значений.

В перечень аварий включены аварии, связанные с обращением нефти (жидкая и парогазовая фаза). Главными причинами аварий остаются: неудовлетворительное состояние оборудования, вызванное его износом, а также технологической дисциплины; ошибки при пуске технологических процессов и выводе установок на режим эксплуатации; слабая организация и некачественное проведение ремонтных и опасных работ[2].

Комплекс технических решений и мероприятий значительно сокращает круг причин возникновения аварийной ситуации. Но взаимосвязанные группы (отказы оборудования, ошибочные действия персонала и внешние воздействия природного и техногенного характера) при определенном стечении обстоятельств могут иметь место. Отказы оборудования чаще всего приводят к локальным утечкам через фланцевые соединения, сварные швы, запорную арматуру, торцевые уплотнения насосов и т.п. Последующему развитию аварийной ситуации способствует либо самовоспламенение горючих жидкостей, разогретых до соответствующих температур, либо возгорание от внешних источников зажигания. Наиболее вероятными источниками зажигания на анализируемом объекте являются ремонтные работы с применением открытого огня [3].

Разгерметизация технологических систем во многих случаях обусловлена повышенной скоростью коррозии металла и сверхдопустимым износом оборудования и трубопроводов. Во всех случаях за эксплуатацией аппаратов и трубопроводов, работающих под давлением горючих газов и жидкостей, необходимо осуществлять постоянный технический надзор; при этом частота проверок и методы определения дефектных участков должны выявляться с учетом скорости коррозии.

Наряду с общими характерными причинами нарушений герметичности технологических систем необходимо обратить внимание на специфические опасности, присущие трубопроводам [6]. Так, остаточные напряжения в материале трубопроводов в сочетании с напряжениями, возникающими при монтаже, в ряде случаев вызывают поломку элементов запорных устройств вследствие перекашивания уплотняющих поверхностей, разрывы под воздействием дополнительных напряжений при снижении температуры окружающей среды и т.д. Неправильная прокладка трубопроводов, выбор неподходящих способов компенсации температурных деформаций в системах, монтаж трубопроводов в ненадлежащем месте, применение труб из непригодных для данных температур материалов – все это приводит к авариям.

Анализ нарушений герметичности фланцевых соединений показывает, что они являются следствием ошибочно выбранных типов и конструкций фланцев, прокладочного материала, а также недостаточных или чрезмерно больших усилий и неравномерной затяжки и неполного комплекта крепежных деталей, неправильной установки прокладок и т.д [8].

Кроме того, конструкция насосов и отдельных их элементов характеризуется низким уровнем надежности, в результате чего они являются хроническим источником аварийных выбросов больших масс горючих жидкостей, паров и газов и, следовательно, взрывов и пожаров. Использование систем вибромониторинга насосного оборудования на ряде предприятий позволило практически полностью исключить несанкционированные отказы, в то время как до этого аварии, связанные с отказами насосов, достигали 40 % общего числа.

На объектах подготовки нефти предусмотрено оснащение насосного оборудования автоматической противоаварийной защитой, обеспечивающей контроль за состоянием подшипниковых узлов и герметичности торцевых уплотнений, блокировку оборудования при возникновении аварийной ситуации. Отказ в работе торцевого уплотнения или

подшипникового узла может привести к небольшим локальным утечкам, которые не приводят к описанным последствиям и легко ликвидируются.

Большое количество инцидентов происходит в результате ошибочных действий персонала, в основном, в первые годы эксплуатации объектов после их пуска. Особую опасность представляют ошибки персонала при пуске и остановке оборудования, ведении профилактических и других работ, связанных с неустойчивыми переходными состояниями: освобождением и заполнением оборудования опасными веществами, когда неправильные и несвоевременные действия персонала могут привести к разгерметизации системы и выбросу большого объема взрывопожароопасных веществ.

Основываясь на ряде исследований [1-6,8] определены основные причины произошедших аварий на технологическом оборудовании (резервуарах, емкостях, трубопроводах) объектов нефтепродуктообеспечения.

Обобщенный анализ аварий на емкостном оборудовании (емкостях) по стране, приведен в таблице 1.

Таблица 1 – Основные причины разрушения емкостного оборудования

Причины разрушения	Относительное кол-во (%)
Механические разрушения в результате гидроиспытаний, дефектов сварного шва, концентраций напряжений в зоне упорного уголка, при осадках основания фундамента и др.	46,2
Хрупкие разрушения при низких температурах	15,4
Воздействие поражающих факторов взрыва	15,4
Коррозия	10,8
Воздействие высоких температур при пожаре	7,7
Землетрясение	3,0
Человеческий фактор (включая диверсионный акт)	1,5

Основным показателем, определяющим пожароопасность объекта, является частота возникновения аварии в течение года на единицу технологического оборудования, которая, исходя из статистических данных [5], для объектов хранения и распределения нефти приведена в таблице 2.

Таблица 2 – Частоты реализации инициирующих пожароопасные ситуации событий для некоторых типов оборудования

Наименование оборудования	Иницирующее аварию событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, год (-1)
Резервуары, емкости, сосуды и аппараты под давлением	Разгерметизация с последующим истечением жидкости, газа или двухфазной среды	5	$4,0 \cdot 10^{-5}$
		12,5	$1,0 \cdot 10^{-5}$
		25	$6,2 \cdot 10^{-6}$
		50	$3,8 \cdot 10^{-6}$
		100	$1,7 \cdot 10^{-6}$

Наименование оборудования	Иницирующее аварийное событие	Диаметр отверстия истечения, мм	Частота разгерметизации, год (-1)
		Полное разрушение	$3,0 \cdot 10^{-7}$
Насосы (центробежные)	Разгерметизация с последующим истечением жидкости или двухфазной среды	5	$4,3 \cdot 10^{-3}$
		12,5	$6,1 \cdot 10^{-4}$
		25	$5,1 \cdot 10^{-4}$
		50	$2,0 \cdot 10^{-4}$
		Диаметр подводящего/отводящего трубопровода	$1,0 \cdot 10^{-4}$
Резервуары для хранения ЛВЖ и горючих жидкостей (далее – ГЖ) при давлении близком к атмосферному	Разгерметизация с последующим истечением жидкости в обвалование	25	$8,8 \cdot 10^{-5}$
		100	$1,2 \cdot 10^{-5}$
		Полное разрушение	$5,0 \cdot 10^{-6}$

Общепринятым пороговым (приемлемых) значением уровней риска для оценки опасности тех или иных опасных производств принимается диапазон значений $10^{-6} \div 10^{-7}$. Разброс обуславливается отношением к риску, уровнем развития промышленной безопасности в стране, а также различиями в методологии анализа риска. Учитывая, что в России большая часть потенциально-опасных предприятий по уровню промышленной безопасности не соответствуют международным требованиям, износ основного технологического оборудования опасных производств составляет 40 - 90 %, а снижение риска требует значительных материальных и финансовых затрат, установление уровней риска $5,0 \cdot 10^{-5}$ и ниже (что соответствовало бы большинству примеров из международной практики) в настоящее время не может быть обеспечено для большинства промышленных объектов.

В этой связи представляется удобным воспользоваться зонированием территорий по уровню приемлемого риска [4]:

1-я зона (уровень риска более 10^{-4}) зона недопустимого риска – это территория, где необходимо либо проводить соответствующий комплекс мероприятий (изменение технологических процессов, уменьшение запасов опасных веществ, введение дополнительных систем контроля и т.д.), либо не допускать нахождения людей в этой зоне.

2-я зона (уровень риска $10^{-4} \div 10^{-5}$) зона жесткого контроля риска – в этой зоне должны выполняться следующие требования:

нахождение в зоне ограниченного числа людей в течение ограниченного отрезка времени;

персонал таких объектов должен быть хорошо обучен и готов к проведению защитных мероприятий в случае крупной производственной аварии на опасном объекте;

в зоне должна быть отработана система оповещения, позволяющая в кратчайшие сроки осуществить мероприятия по защите производственного персонала;

другие объекты, находящиеся в такой зоне, сами не должны являться потенциально-опасными объектами, поддерживающими эффект «домино», и не должны содержать непрерывных технологических процессов.

3-я зона (уровень риска менее 10^{-5}) зона приемлемого риска – это территория, где допускается любое строительство и размещение населения.

Для качественной оценки риска описанных аварий и определения тяжести последствий аварий на емкостном оборудовании составляющих декларируемого объекта использовались:

- метод анализа последствий и критичности отказов (АВПКО);
- метод анализа опасности и работоспособности (HAZOP);
- метод анализа «деревьев событий».

Согласно ГОСТ Р 27.310-95 «Анализ видов, последствий и критичности отказов. Основные положения (АВПКО)» виды отказов по частоте для индивидуального изделия можно классифицировать следующим образом:

- частый отказ – вероятное частое возникновение;
- вероятный отказ – будет наблюдаться несколько раз за срок службы изделия;
- возможный отказ – возможно одно наблюдение данного отказа за весь срок службы;
- редкий отказ – отказ маловероятен, но возможен хотя бы один раз за срок службы изделия;
- практически невероятный отказ – отказ настолько маловероятен, что вряд ли будет наблюдаться даже один раз за срок службы.

По тяжести последствий отказы ранжируются следующим образом:

- катастрофический – приводит к смерти людей, наносит существенный ущерб объекту и невозполнимый ущерб окружающей природной среде;
- критический (некритический) – угрожает (не угрожает) жизни людей, окружающей природной среде, потере объекта;
- отказ с пренебрежимо малыми последствиями – отказ, не относящийся по своим последствиям ни к одной из первых трех категорий.

Для ранжирования опасности и определения степени риска можно использовать матрицу «вероятность – тяжесть последствий» представленной в таблице 3.

Таблица 3 – Матрица «вероятность – тяжесть последствий»

Отказ	Ожидаемая частота возникновения, 1/год	Категория отказов по тяжести последствий			
		Катастрофическая	Критическая	Некритическая	С пренебрежимо малыми последствиями
Частый	1	А	А	А	С
Вероятный	$1 \div 10^{-2}$	А	А	В	С
Возможный	$10^{-2} \div 10^{-4}$	А	В	В	С

Отказ	Ожидаемая частота возникновения, 1/год	Категория отказов по тяжести последствий			
		Катастрофическая	Критическая	Некритическая	С пренебрежительно малыми последствиями
Редкий	$10^{-4} \div 10^{-6}$	A	B	C	D
Практически невероятный	10^{-6}	B	C	C	D

Здесь буквами А, В, С и D обозначены ранги риска отказов, которые соответственно означают:

А – обязателен детальный анализ риска, требуются особые меры безопасности для снижения риска;

В – желателен детальный анализ риска, требуются меры безопасности;

С – рекомендуется проведение анализа риска и принятие мер безопасности;

D – анализ и принятие мер безопасности не требуется.

С помощью другого метода (метода анализа опасности и работоспособности – HAZOP) исследуется влияние отклонений технологических параметров (температура, давление и др.) от регламентных режимов с точки зрения возникновения опасности.

В процессе анализа для каждой производственной линии и блока определяются возможные отклонения, причины и рекомендации по их недопущению. При характеристике отклонения используются ключевые слова: «НЕТ», «БОЛЬШЕ», «МЕНЬШЕ», «ТАКЖЕ КАК», «ДРУГОЙ», «ИНАЧЕ ЧЕМ», «ОБРАТНЫЙ» и т.п., которые помогают выявить все возможные отклонения. Конкретные сочетания этих слов с технологическими параметрами определяются спецификой их производства. Примерное содержание ключевых слов:

НЕТ – отсутствие прямой подачи вещества, когда она должна быть;

БОЛЬШЕ – увеличение значений режимных параметров по сравнению с заданными (температура, давление, расход ...);

ТАКЖЕ КАК – появление дополнительных компонентов;

ДРУГОЙ – состояние, отличающееся от обычной работы установки (пуск, остановка, повышение производительности ...);

ИНАЧЕ ЧЕМ – полное замещение процесса, непредвиденное событие, разрушение, разгерметизация;

ОБРАТНЫЙ – логическая противоположность замыслу, появление потока вещества.

Результаты анализа представляются на специальных технологических листах. Степень опасности отклонений может быть определена количественно путем оценки вероятности и тяжести последствий рассматриваемой ситуации по критериям критичности аналогично методу анализа видов и последствий отказов.

Опасность процесса характеризуется индексом критичности отклонений ($K=2 \div 6$), равным сумме двух составляющих – вероятности в баллах В (1: 4) и тяжести Т (1 : 4)

последствий каждого отклонения. Опасность процесса возрастает с увеличением индекса К. В таблице 4 представлены соотношения вероятности с уровнем частоты аварии.

Таблица 4 – Соотношение индекса вероятности с уровнем частоты аварии

Индекс В вероятности	Категория вероятности	Уровень частоты
4	Высокая	1
3	Средняя	$10^{-3} : 1$
2	Низкая	$10^{-5} : 10^{-3}$
1	Маловероятная	10^{-5}

Таблица 5 – Характеристика индекса тяжести возможных последствий

Индекс тяжести Т	Характеристика тяжести возможных последствий
4	Отказ, который может повлечь за собой значительный ущерб для самого объекта и (или) окружающей среды, гибель или тяжелой травмы людей, срыв поставленной задачи.
3	Отказ, который может повлечь за собой значительный ущерб для самого объекта и (или) окружающей среды, срыв выполняемой задачи, но создает малую угрозу жизни и здоровью людей.
2	Отказ, который может повлечь задержку выполнения задачи, снижение готовности и эффективности объекта, но не представляет опасности для окружающей среды, самого объекта и здоровья людей.
1	Отказ, который может повлечь снижение качества функционирования объекта, но не представляет опасности для окружающей среды, самого объекта здоровья людей.

Рассмотрим применение риско-ориентированного анализа на примере установки предварительной подготовки нефти, технологическая схема которой представлена на рис. 1. Предварительная подготовка нефти (сепарация, предварительное обезвоживание) осуществляется на установке предварительного сброса воды УПСВ-3 НГДУ «Нурлатнефть».

Промысловая жидкость с обводненностью до 45%, давлением до 4 кгс/см² и температурой до 200С поступает в установку блочную сепарационную Е-1. Из сепаратора Е-1 водонефтяная эмульсия направляется в сепарационную емкость Е-2/2, работающую параллельно с сепарационной емкостью Е-3, где производится отделение нефти и газа.

Из емкостей Е-2/1, Е-2/2, Е-3 водонефтяная эмульсия насосами Н-1, Н-2 перекачивается через печи нагрева П-1, 2 в систему измерения количества и показателей качества нефти (СИКН). Рабочий уровень в емкостях Е-2/1, Е-2/2, Е-3 регулируется откачкой насосов Н-1,2.

В печах П-1, П-2 эмульсия нагревается до температуры $30 \div 50$ °С и через узел учета сырой нефти СИКН поступает в горизонтальные отстойники УПС-1÷4, где происходит расслоение водонефтяной эмульсии на нефть и воду. Уровень раздела фаз «нефть-вода» в отстойниках УПС-1÷4 регулируется электрозадвижками. Технологической обвязкой работа отстойников УПС-1, УПС-2 и УПС-3, УПС-4 предусмотрена параллельно.

Из отстойников УПС-1÷4 нефть с остаточным содержанием воды до 2%, через узел учета обезвоженной нефти, поступает на сырьевые емкости УПВСН-1 «Андреевка» под давлением сырьевых насосов Н-1, Н-2.

Резервуары РВС-1, РВС-2, РВС-6 предназначены для аварийного приема нефти. Из РВС-1, РВС-2, РВС-6 нефть откачивается насосом Н-3 на вход печей нагрева П-1, П-2, либо на вход отстойников УПС-1÷4. Также предусмотрена возможность откачки нефти на нефтешламовую установку (НШУ).

Дренаживание, при необходимости, емкостей, резервуаров и трубопроводов, утечки с сальников насосов осуществляется в дренажные емкости ДЕ-1, ДЕ-2, ДЕ-3. Периодическую откачку из дренажной емкости ДЕ-1 производить насосом Н-6 на голову процесса или резервуары РВС-3,4,5. Периодическую откачку из дренажных емкостей ДЕ-2, ДЕ-3 производится насосом Н-9 на голову процессов или в резервуары РВС-3,4,5.

Результаты анализа по изложенной методике представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Результаты анализа риска аварии на емкостном оборудовании

Ключевое слово	Отклонение	Причина	Последствия				Рекомендуемые мероприятия
				В	Т	К	
Больше	Повышение уровня жидкости в емкости	Ошибки персонала, нарушение технологического режима	Опасность разгерметизации оборудования	1	2	3	Наличие средств сигнализации; обучение персонала; визуальный контроль.
Меньше	Уменьшение уровня жидкости в емкости	Ошибки персонала, нарушение технологического режима, повреждение запорной арматуры	Выделение продукта в окружающее пространство	2	1	3	Наличие средств сигнализации; обучение персонала; визуальный контроль; периодический технический контроль.
Иначе чем	Повышение концентрации паров нефти в емкости, достижение нижнего предела воспламенения	Ошибки персонала, нарушение инструкции при проведении ремонтных работ	Взрыв внутри емкостного оборудования	1	3	4	Дегазация емкости; наличие средств сигнализации; обучение персонала; периодический технический контроль за концентрацией паров нефти в емкости.

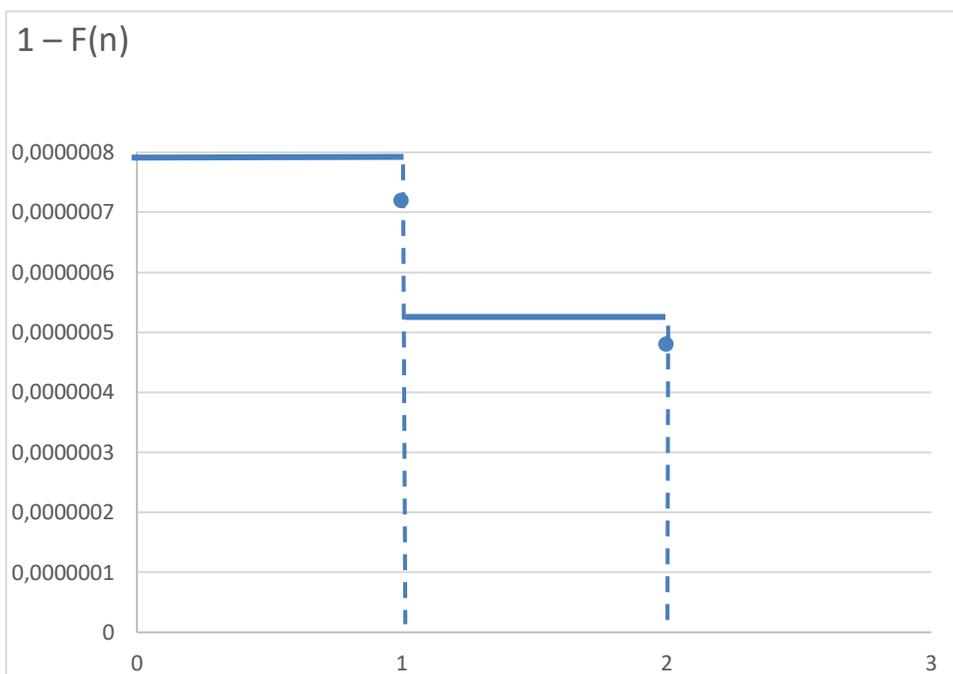
Ключевое слово	Отклонение	Причина	Последствия	В	Т	К	Рекомендуемые мероприятия
Иначе чем	Уменьшение уровня жидкости в емкости	Некачественный сварной шов при монтаже	Полная разгерметизация емкости; пожар разлива	1	3	4	Контроль на стадии монтажа; проведение испытаний перед началом эксплуатации; опорожнение жидкой фазы в аварийную емкость.
Иначе чем	Уменьшение уровня жидкости в емкости	Коррозия корпуса	Выделение продукта в окружающее пространство; разлив нефти	1	2	3	Соблюдение периодичности освидетельствования; визуальный контроль.
Нет	Нет потока	Разрыв трубопровода	Выделение продукта в окружающее пространство.	1	2	3	Соблюдение периодичности освидетельствования; наличие сигнализации; визуальный контроль.

(индексы В и Т определялись путем экспертных оценок)

Из проведенного анализа видно, что наиболее опасными авариями по индексу критичности являются аварии, связанные с полной разгерметизацией технологического оборудования на промплощадках составляющих декларируемого объекта (К=4, ожидаемое количество смертельно пострадавших 2 человека при взрыве на площадке резервуаров РВС-1, РВС-2, на технологической площадке №1 (ЭДГ-1/1,2), на технологической площадке №2 (ЭДГ-1/3,4), на площадке глубокого обезвоживания и обессоливания (ЭДГ-1/5,6, ОГ-200).

Оценка возможного числа пострадавших с учетом смертельно пораженных среди персонала объекта в случае аварии определялась на основе определения величины социального риска. Под социальным риском рассматривается зависимость частоты возникновения событий, вызывающих поражение определенного числа людей. Результаты анализа интегральной функции распределения $F(n)$ числа погибших n при аварии на составляющих рассматриваемого объекта отображены на F/N -кривой (рис 2).

После рассмотрения на каждом из принятых к рассмотрению объектов всех видов аварий, специфики их возникновения и развития, определения вероятности реализации их негативного потенциала проводится построение полей риска на масштабированной картографической основе. Получаемая карта $R(x,y)$ характеризует интегральную вероятность того или иного типа негативного воздействия (тепловое излучение, избыточное давление) на человека при условии, что субъект воздействия с вероятностью равной 1 (единица) находится в конкретной точке пространства в момент реализации аварии.



где, $[1 - F(n)]$ – вероятность гибели за год персонала, более n человек

Рисунок 2. Диаграмма F/N (УПСВ-3 «Андреевка»)

Таким образом риск (потенциальная опасность) в каждой конкретной точке характеризует риск от рассматриваемой опасности, которой подвергался бы человек, находящийся в этой точке в течение года. Величина этого риска (потенциальной опасности) не зависит от распределения персонала предприятия, а отражает тот уровень потенциальной опасности, который создает конкретный объект.

Таким образом детальный риск-ориентированный анализ состояния безопасности позволяет оценить не только вероятность аварийных ситуаций, но и спрогнозировать их последствия. Результаты риск-ориентированного анализа состояния безопасности установки предварительной подготовки нефти служат основой для разработки мероприятий по повышению надежности и безопасности рассматриваемых объектов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. «Аварии и катастрофы. Предупреждение и ликвидация последствий». Учебное пособие в 5 книгах. Под редакцией проф. Котляровского В.А., 1995-2001 гг.
2. Бесчастнов М.В. «Промышленные взрывы. Оценка и предупреждение», М., Химия, 1991 г.
3. Гражданкин А.И., Дегтярев М.В., Лисанов М.В., Печеркин А.С. «Основные показатели риска аварии в терминах теории вероятности» // Безопасность труда в промышленности – 2002 г., № 7. – с. 35-39
4. Елохин А. «Анализ и управление риском: теория и практика». – М.: Страховая компания «ЛУКОЙЛ», 2000г.

5. Информационные письма «О состоянии аварийности и травматизма в нефтегазодобыче и геологоразведке».
6. Муромцев Ю.Л. «Безаварийность и диагностика нарушений в химических производствах», М., Химия, 1990 г
7. Приказ МЧС РФ от 10 июля 2009г. N404 «Об утверждении методики определения расчетных величин пожарного риска на производственных объектах»
8. Сучков В.П. «Актуальные проблемы обеспечения устойчивости к возникновению и развитию пожара технологий хранения нефти и нефтепродуктов» // ЦНИИТЭНефтехим. Транспорт и хранение нефтепродуктов. – 1995г.

РАСЧЕТ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ С ДВУХГРАДИЕНТНЫМ ДАВЛЕНИЕМ

М.А. Салихов, М.Е. Коваль

ООО «СамараНИПИнефть», ФГБОУ ВО СамГТУ, г. Самара, Россия

KovalME@samnipi.rosneft.ru

Технология двухградиентного бурения изначально предназначена для морских скважин. Она представляет собой создание двух интервалов градиентов давления в отдельных областях кольцевого пространства в райзере для управления профилем давления при бурении. Данная технология предполагает использование глубоководных насосов, подсоединяемых к райзеру, жидкостей различной плотности или опорожнение райзера. Разработками в области данной технологии занимаются такие компании, как Transocean, Baker Hughes, Chevron, BP, Ocean Riser Systems.

Ключевые слова: двухградиентное бурение, облегчение конструкции скважины, райзер, микросферы, устьевой герметизатор, расчёт цементирования.

Технология двухградиентного бурения значительно снижает воздействие водяного столба на процесс глубоководного бурения. Вдобавок она позволит буровикам получить доступ к тем месторождениям, разработка которых была невозможна при помощи традиционного одноградиентного бурения. Использование технологии двухградиентного бурения помогает оптимизировать производительность, безопасность и эффективность при бурении глубоководных скважин.

На сегодняшний день развитие технологии двухградиентного бурения идет по 3 направлениям:

- установка глубоководных насосов на поверхности дна моря, райзер при этом заполняется морской водой, которая изолируется от бурового раствора специальным устьевым герметизатором. Тем самым исключается влияние гидростатического давления столба жидкости в райзере. Схема представлена на рисунке (1а). Именно для такого способа в 2012 году было специально переоборудовано буровое судно Pacific Santa Ana. Недостатком данной технологии является отсутствие возможности регулировать уровень бурового раствора, что сильно ограничивает возможность ее

применения – во многих случаях подобрать плотность бурового раствора в соответствии с данным фиксированным его уровнем не представляется возможным;

- другой вариант предполагает подсоединение глубоководного насоса к райзеру на некоторой глубине и регулирование с его помощью уровня бурового раствора в райзере. Устьевой герметизатор при этом не требуется, а пространство выше уровня бурового раствора остается пустым. Данную технологию развивает в частности компания EC-Drill. Схема представлена на рисунке (1б).

- третий вариант предполагает закачку в райзер на уровне морского дна микросфер для уменьшения плотности жидкости в райзере. Устьевой герметизатор при этом не требуется, а насос располагается на буровой платформе. Схема метода представлена на рисунке (1в). Данную технологию предложила компания Maurer.

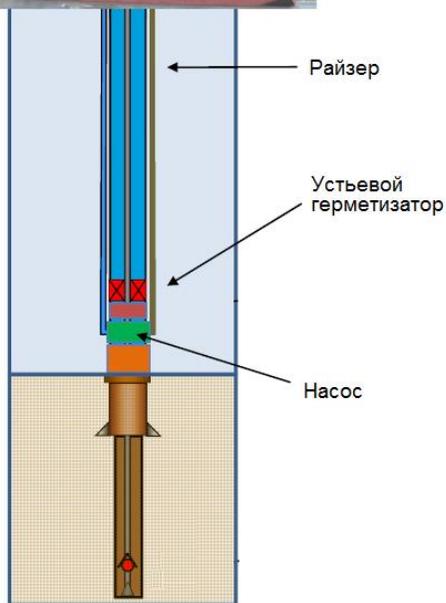
Применение технологии двухградиентного бурения для упрощения конструкции для поисково-оценочной скважины на структуре «Мария»

В процессе проектирования строительства скважины на структуре «Мария» в Черном море с использованием традиционной технологии бурения была выбрана конструкция, представленная в таблице 1.

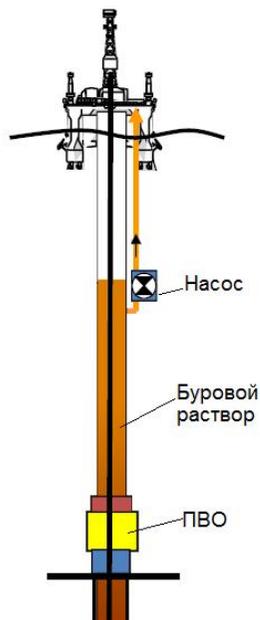
Необходимость спуска промежуточного хвостовика-1 на глубину 3100 м обусловлена тем, что при газопроявлении из ниже лежащих пластов происходит гидроразрыв пород под башмаком кондуктора (2790 м). Глубина спуска всех последующих колонн выбрана исходя из интервалов совместимых условий бурения. Таким образом, для применения технологии двухградиентного бурения можно выбрать интервал с несовместимыми условиями бурения с 3100 м до 5026 м. Возможность бурения данного интервала будет обеспечена уменьшением воздействия на стенки скважины при снижении уровня бурового раствора в затрубном пространстве.

В случае использования технологии двухградиентного бурения по схеме б (см. рис. 1), необходимо подобрать такой уровень в райзере и такую плотность бурового раствора, чтобы его воздействие на пласт во время бурения превышало пластовое давление и в то же время не превышало давление ГРП во всем интервале открытого ствола. Расчетным путем можно определить, что под это условие подходит буровой раствор плотностью от 1791 кг/м³ до 1869 кг/м³ и поддержание его уровня на глубине от 1062 м до 1185 м в зависимости от выбранной плотности. Стоит отметить, что для плотностей на границах интервала диапазон допустимого уровня минимален, а из середины интервала – максимален. Поэтому можно принять плотность бурового раствора 1820 кг/м³, диапазон допустимого уровня для данной плотности 1109 м – 1125 м. Примем 1117 м. Сравнительный график давлений при традиционном бурении и с технологией двухградиентного бурения в интервале 3100-5026 м представлен на рис. 2.

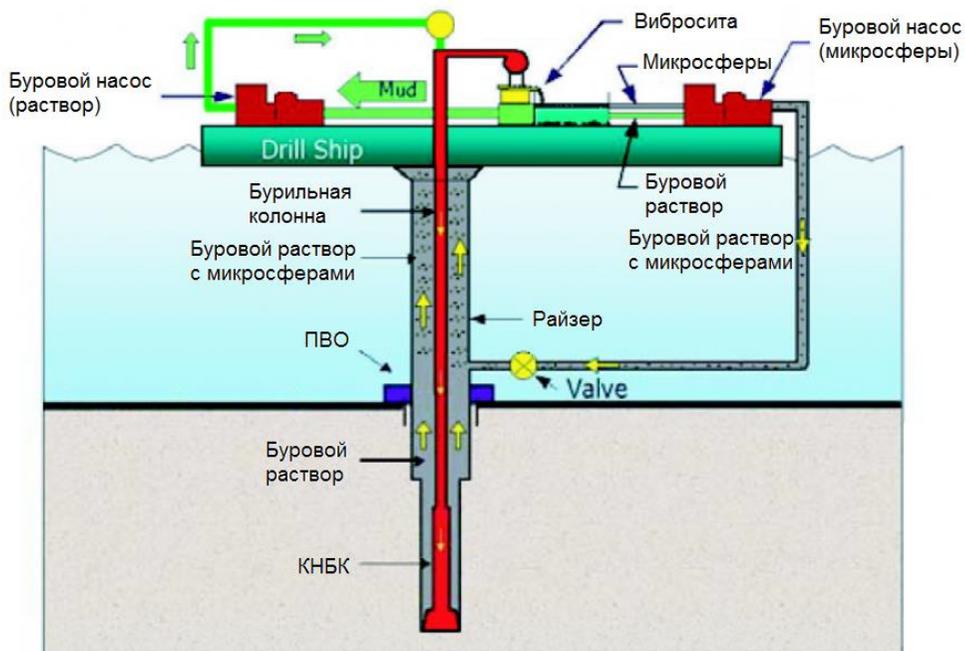
Таким образом из конструкции скважины можно исключить 2 обсадных колонны (техническую и промежуточный хвостовик-2). Новая конструкция скважины в сравнении с традиционным бурением представлена в табл. 1 и на рис. 3. В табл. 3 представлено сравнение максимальных избыточных давлений, действующих на обсадные колонны при традиционном бурении и с использованием технологии двухградиентного бурения.



а)



б)



в)

Рисунок 1. Схемы двухградиентного бурения

Таблица 1 – Конструкция скважины

Обсадная колонна	Глубина башмака, м	Диаметр долота, мм	Диаметр обсадной колонны, мм	Плотность бурового раствора, кг/м ³
Направление	2211	–	914,4	–
Удлиненное направление (резерв)	2500	762	660,4	–
Кондуктор	2790	609,6	508	1140
Промежуточный хвостовик-1	3100	444,5	406,4	1210
Техническая колонна	4226	374,7	339,7	1210
Промежуточный хвостовик-2	4626	342,9	298,5	1320
Эксплуатационная колонна	5026	311,2	244,5	1410
Открытый ствол	6126	215,9	-	1430

Из таблицы 3 видно, что для райзера и эксплуатационной колонны внутренние избыточные давления будут больше, чем при традиционном бурении, в соответствии с этим должны быть выбраны трубы для данных колонн.

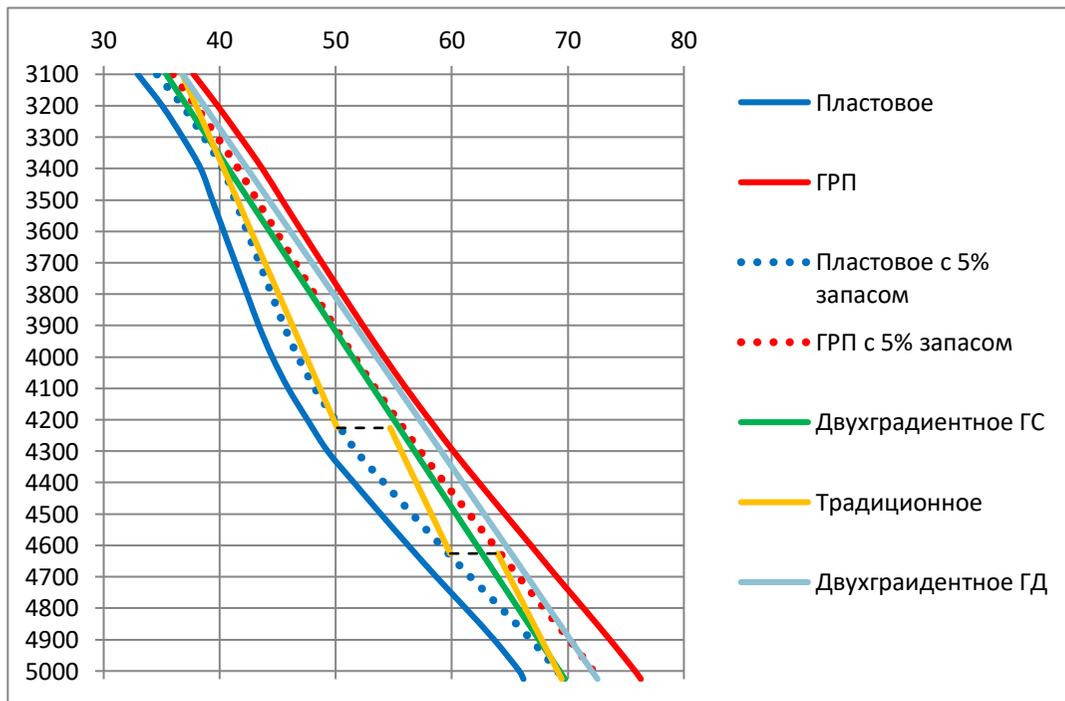


Рисунок 2. Распределение давлений при двухградиентном бурении

Таблица 2 – Конструкции скважин при традиционном и двухградиентном бурении

Обсадная колонна	Традиционное бурение		Двухградиентное бурение	
	глубина башмака, м	диаметр обсадной колонны, мм	глубина башмака, м	диаметр обсадной колонны, мм
Райзер	2141	533,4	2141	533,4
Направление	2211	914,4	2211	660,4
Удлиненное направление (резерв)	2500	660,4	2500	508
Кондуктор	2790	508	2790	406,4
Промежуточный хвостовик-1	3100	406,4	3100	339,7
Техническая колонна	4226	339,7	-	-
Промежуточный хвостовик-2	4626	298,5	-	-
Эксплуатационная колонна	5026	244,5	5026	244,5
Открытый ствол	6126	-	6126	-

Таблица 3 - Максимальные избыточные давления

Обсадная колонна	Традиционное бурение		Двухградиентное бурение	
	максимальное избыточное давление, МПа			
	внутреннее	наружное	внутреннее	наружное
Райзер	8,4	17,4	16,6	17,4
Направление	0,4	7,6	0,4	7,6
Удлиненное направление (резерв)	3,5	7,1	3,5	7,1
Кондуктор	11,1	11,3	11,1	10,3
Промежуточный хвостовик-1	6	11,1	6	5,1
Техническая колонна	10,9	11	-	-
Промежуточный хвостовик-2	10,7	13,8	-	-
Эксплуатационная колонна	14,2	21,5	18,3	21,5

Цементирование

Еще один аспект, на который следует обратить внимание – это цементирование. Проблема расчета параметров технологии двухградиентного цементирования заключается в том, что в отличие от бурения при цементировании происходит замещение бурового раствора в затрубном пространстве более тяжелым цементным раствором. Вследствие этого нарушается неизменность воздействия составного столба жидкости на горные породы в процессе цементирования (которая присутствует

в процессе бурения, т.к. в затрубном пространстве находится только буровой раствор). В связи с этим возникает вопрос, каким образом можно регулировать данное воздействие, чтобы кривая давления от столба жидкости в любой момент времени оказывалась не ниже пластового давления и не выше давления ГРП на всем интервале открытого ствола (с учетом запаса 5%). Также это создает дополнительные сложности для проведения расчетов, т.к. на данный момент отсутствуют общедоступные программные продукты, которые бы позволяли это сделать. Поэтому были разработаны собственные электронные таблицы для проведения подобных расчетов.

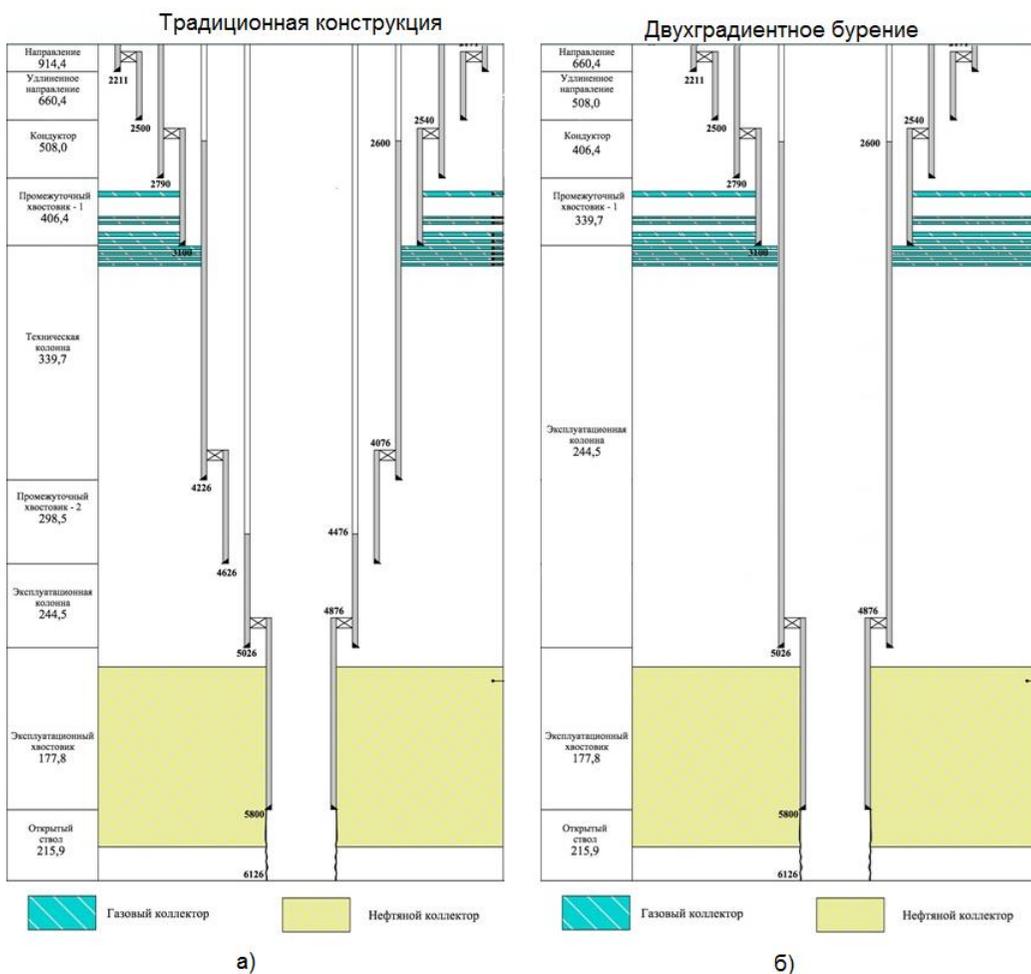


Рисунок 3. Сравнение конструкций скважины при традиционном (а) и двухградиентном бурении (б)

Для решения данной проблемы есть несколько вариантов решений:

1. Использовать цементный раствор той же плотности, что и буровой раствор. Таким образом, гидростатическое давление в любой момент времени будет таким же, как и при бурении. В этом случае ничего больше менять не нужно. Отрицательным моментом в данном случае служит то, что не соблюдается плотностная иерархия закачиваемых жидкостей, что может повлечь за собой уменьшение степени

вытеснения бурового раствора цементным и как следствие ухудшение качества цементного камня.

2. Разделить цементный раствор на несколько порций разной плотности, таким образом, чтобы в процессе цементирования соблюдалось условие превышения давления столба жидкости над пластовым давлением и отсутствие превышения над давлением ГРП. В этом случае есть вероятность, что некоторые порции с большей плотностью будут чередоваться с порциями меньшей плотности, что также приводит к нарушению плотностной иерархии.

3. Изменять уровень бурового раствора в райзере в процессе цементирования с помощью регулирования производительности глубоководного насоса. Этим достигается возможность контроля давления составного столба жидкости на горные породы во всем интервале открытого ствола.

Для дальнейших расчетов было применено деление цементного раствора на 2 порции с возможностью изменения уровня бурового раствора в райзере в процессе цементирования. Согласно расчетам, для условий превышения давления гидростатического столба жидкости над пластовым давлением и непревышения над давлением ГРП были подобраны плотности для буфера и обеих порций цементного раствора и их интервалы в конце цементирования (табл. 4).

Таблица 4 – Жидкости, закачиваемые при цементировании

Жидкость	Плотность, кг/м ³	Интервал, м
Буровой раствор	1820	1145-2300
Буферная жидкость	1840	2300-2600
Цементный раствор, 1 порция	1860	2600-4126
Цементный раствор, 2 порция	1950	4126-5026

При этом уровень бурового раствора в райзере при помощи глубоководного насоса в процессе цементирования должен быть уменьшен с глубины 1117 м в начале закачки жидкостей и до 1150 м в конце цементирования (рис. 4). Распределение давления по стволу скважины в конце цементирования показано на рис. 5.

Выводы

При помощи технологии создания двухградиентного столба жидкости в процессе строительства глубоководных скважин можно не только пробурить интервал с несовместимыми горно-геологическими условиями при традиционном бурении, но также и произвести цементирование данного интервала, что достигается за счет снижения уровня бурового раствора в затрубном пространстве. Для сравнения двух методов была выбрана скважина «Мария», пробуренная в Черном море. Для ее строительства в интервале 3100-5026 м был произведен расчет для применения технологии двухградиентного бурения, в результате чего была рассчитана необходимая плотность бурового раствора, уровень бурового раствора в райзере, а также выбран дизайн цементирования с необходимым при этом изменением уровня бурового раствора в райзере для обеспечения необходимого давления столба жидкости на горные породы.

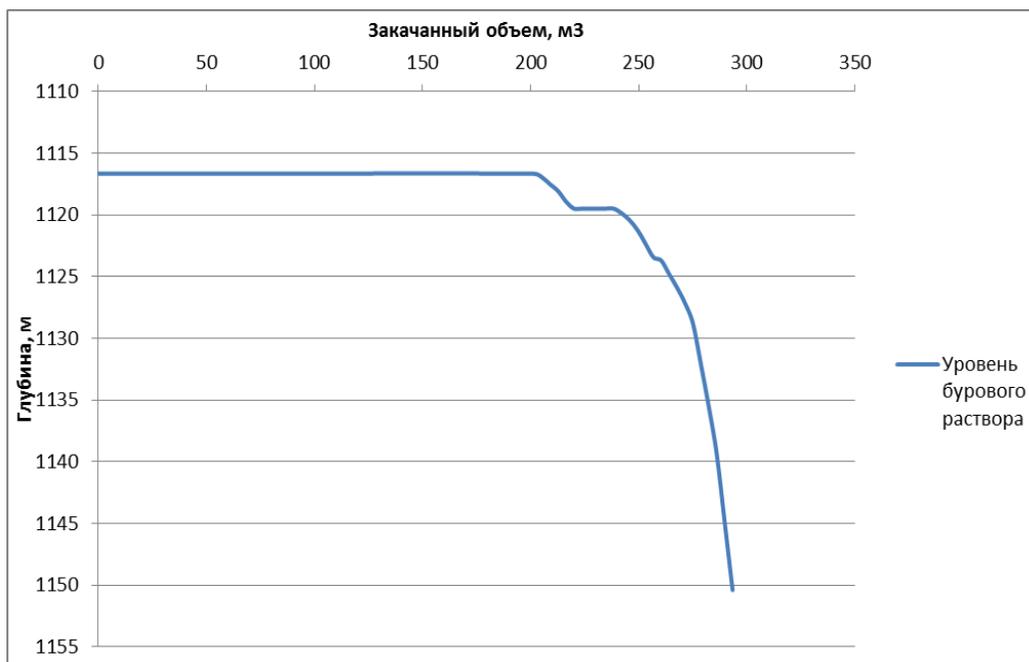


Рисунок 4. Уровень бурового раствора в райзере в процессе цементирования

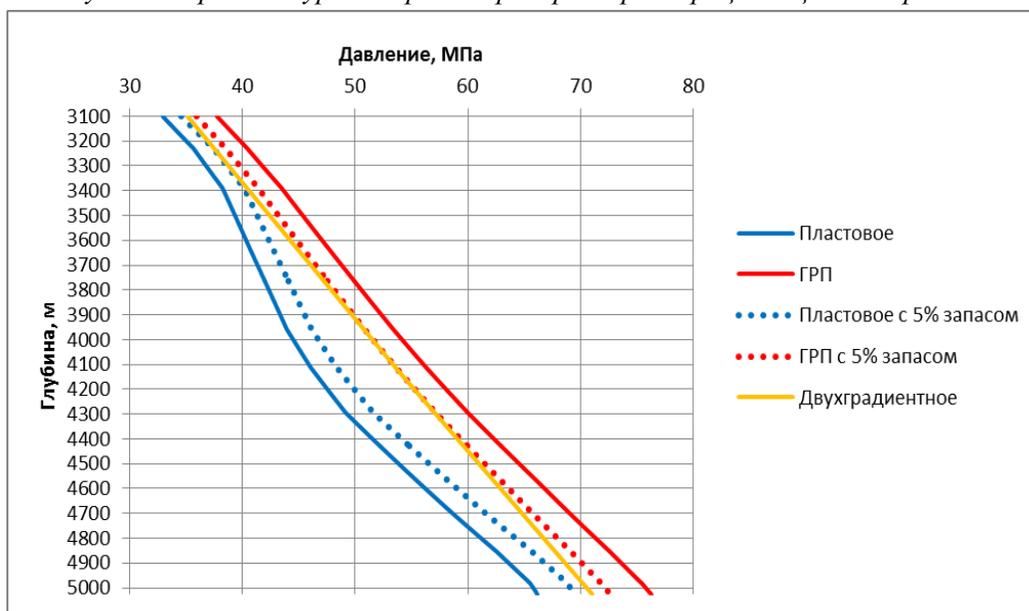


Рисунок 5. Распределение давления в открытом стволе в конце цементирования

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Frederic Jacquemin, Dale Straub. Moonpool dance on the Pacific Santa Ana [Электронный ресурс]: Subsea MudLift Drilling system deployments pave path to deepwater DGD. – электрон. текст. дан. – Drilling contractor. 2015, апрель. – Режим доступа: URL. - <https://www.drillingcontractor.org/moonpool-dance-on-the-pacific-santa-ana>

ana-subsea-mudlift-drilling-system-deployments-pave-path-to-deepwater-dgd-34968

2. John A. Cohen. MPD Dual Gradient Drilling [Электронный ресурс]. - электрон. текст. дан. – 16th US-Norway Technology Partnership Conference 2014. 2014, февраль. - Режим доступа: URL. – https://www.norwep.com/content/download/20141/126101/version/1/file/AGR+Pe_PDF_6.+EC+Drill+--+MPD+Du.pdf

3. William C. Maurer. Hollow Sphere Dual Gradient Drilling System [Электронный ресурс]. - электрон. текст. дан. – Maurer Technology. 2001, сентябрь. - Режим доступа: URL. – <https://slideplayer.com/slide/4428296/>

4. Алифанов А.А. Журнал авторского надзора за строительством поисково-оценочной скважины на лицензионном участке недр "Западно-черноморская площадь" в акватории Черного моря». – Самара, 2017. – 8 с.

УДК 665.1.09

РАЗРАБОТКА КИСЛОТНОГО ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕГО СОСТАВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОЛЕИЛАМИДОПРОПИЛБЕТАИНА

*П.В. Склюев^{1,2}, С.В. Демин¹, С.А. Булгаков¹, П.В. Роцин¹,
Мохсен А.М.А.², Ю.Ю. Белоусова²*

ООО "СамараНИПИнефть" p.v.sklyuev@gmail.com

*Самарский государственный технический университет, г. Самара, Российская
Федерация*

Аннотация. В работе представлены результаты исследования поверхностно-активных веществ оксиэтилированных сульфосукцинатов жирных спиртов с различной степенью оксиэтилирования (СО-3, СО-5, СО-7), в качестве цвиттерионного ПАВ использовался водоизопропанольный раствор олеиламидопропилбетаина (ОАПБ). Результаты исследования показали, что повышение концентрации исходной кислоты при равном содержании ПАВ (6 %) приводит: к увеличению максимальной вязкости; расширению области проявления вязкоупругих свойств; смещению пика вязкости, максимальная вязкость проявляется при остаточном содержании соляной кислоты 1,8% (исходная концентрация соляной кислоты - 28%) и 5,8 % (исходная концентрация HCl - 17 %).

Ключевые слова: интенсификация добычи, кислотный состав, поверхностно-активное вещество, лабораторные исследования, реология,

Abstract

The paper presents the results of a study of surfactants of oxyethylated sulfosuccinates of fatty alcohols with varying degrees of oxyethylation (CO-3, CO-5, CO-7), as a zwitterionic surfactant, a water-isopropanol solution of oleylamidopropyl betaine (OAPB) was used. The results of the study showed that an increase in the concentration of the original

acid with an equal content of surfactants (6%) leads to: an increase in the maximum viscosity; expanding the area of manifestation of viscoelastic properties; displacement of the viscosity peak, the maximum viscosity is manifested at a residual content of hydrochloric acid of 1.8% (the initial concentration of hydrochloric acid is 28%) and 5.8% (the initial concentration of HCl is 17%).

Key words: production intensification, acid composition, surfactant, laboratory research, rheology

Введение

Одним из наиболее распространенных и часто используемых методов обработки призабойной зоны пласта является кислотная обработка (КО). Сущность применения соляно-кислотных обработок заключается в увеличении проницаемости, очистке призабойной зоны пласта от загрязнения и в повышении (интенсификации) производительности скважин. Существенным недостатком КО является преимущественное поступление кислотного раствора в водонасыщенные высокопроницаемые пропластки, что приводит к увеличению обводнённости скважинной продукции [1]. Поэтому, повышение эффективности кислотных составов – одна из актуальных задач нефтепромысловой химии. Для повышения эффективности воздействия на пласт с использованием КО предложены различные модифицированные кислотные композиции, обладающие возможностью перераспределения поступающей кислоты в низкопроницаемые нефтенасыщенные интервалы [2], среди которых можно выделить применение растворов вязкоупругих поверхностно-активных веществ (ПАВ). Применение таких составов направлено на увеличение охвата воздействием при кислотной обработке за счет временного отклонения блокирующим составом. В процессе кислотной обработки по мере нейтрализации кислотного состава в результате реакции с карбонатной породой образуется вязко-упругий гель, представляющий собой мицеллярную систему [3,4]. Преимуществом такого метода является полное разрушение вязко-упругого геля после контакта с пластовыми жидкостями и это повышает эффективность освоения скважины и ускоряет процесс добычи [5].

Вязко-упругий гель, который формируется в определенных условиях, состоит из червеобразных мицелл, которые образуют поверхностно-активные вещества при определённых условиях. Например, 1% водный цетилпиридиний бромид и 0,8М NaBr, додецилтриметиламмония бромид и додецилсульфат натрия в 0,1М NaBr, лецитин в изооктане и множество других [6].

Несмотря на то, что к настоящему времени предложено множество композиций ПАВ, проявляющих вязкоупругие свойства, экспериментальные исследования в области поиска новых сочетаний ПАВ продолжаются с целью повышения технологической эффективности применяемых кислотных композиций.

Цель настоящей работы – приготовление отклоняющего кислотного состава на основе ПАВ отечественного производства.

Алгоритм разработки вязко-упругого состава ПАВ был следующий:

- подбор оптимального соотношения АПАВ/ΣПАВ;
- подбор оптимальной суммарной концентрации ПАВ;
- изучение изменения вязкости в зависимости от исходной концентрации кислоты при нейтрализации солянокислотного раствора.

В данной работе в качестве АПАВ были использованы водные растворы оксиэтилированных сульфосукцинатов жирных спиртов с различной степенью оксиэтилирования (СО-3, СО-5, СО-7), в качестве цвиттерионного ПАВ использовался водоизопропанольный раствор олеиламидопропилбетаина (ОАПБ). Измерения вязкости выполняли при помощи реометра ModularCompactRheometerMCR52 (AntonPaarGmbH, Austria).

Результаты экспериментальных исследований

Результаты определений вязкости водных растворов сульфосукцинатов с различной степенью оксиэтилирования в зависимости от соотношения ПАВ приведены на рисунке 1.

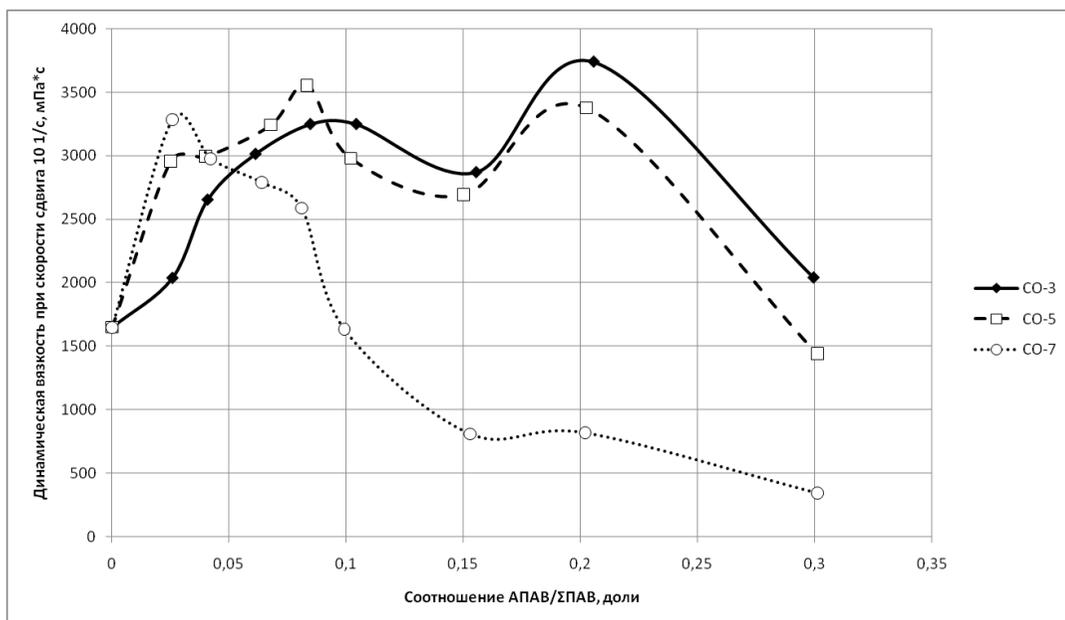


Рисунок 1. Зависимость динамической вязкости водных растворов ПАВ от соотношения АПАВ/ΣПАВ при скорости сдвига 10 с^{-1} и температуре 20°C

Из рисунка 1 следует, что максимальную вязкость из выбранных сульфосукцинатов оксиэтилированных жирных спиртов проявляет СО-3, содержащий 3 моль окиси этилена при соотношении АПАВ/ΣПАВ = 0,2. Кривые зависимости вязкости от соотношения ПАВ имеют полимодальный характер и проявляют несколько пиков вязкости, что может быть связано с образованием различных надмолекулярных структур [7].

По результатам изучения зависимости вязкости от общего содержания ПАВ (рис.2) можно сделать вывод о том, что максимальная вязкость проявляется при суммарном содержании ПАВ в водном растворе 6%. При дальнейшем увеличении содержания ПАВ вязкость понижается в связи с увеличением доли изопропанола, который входит в состав товарного реагента ОАПБ и способствует образованию мицелл сферической, а не цилиндрической формы [7,8].

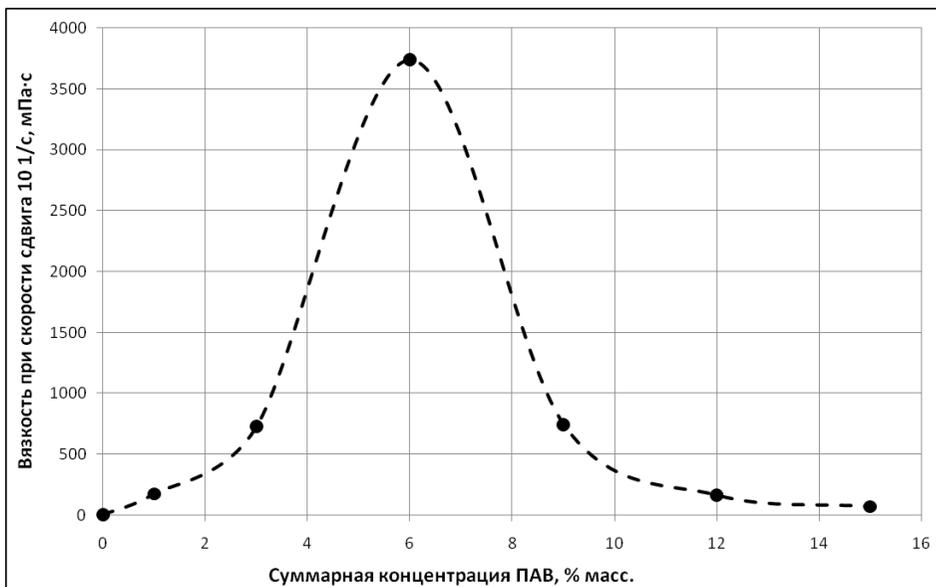


Рисунок 2. Зависимость вязкости раствора при соотношении АПАВ/ΣПАВ 0,2 от общего содержания ПАВ

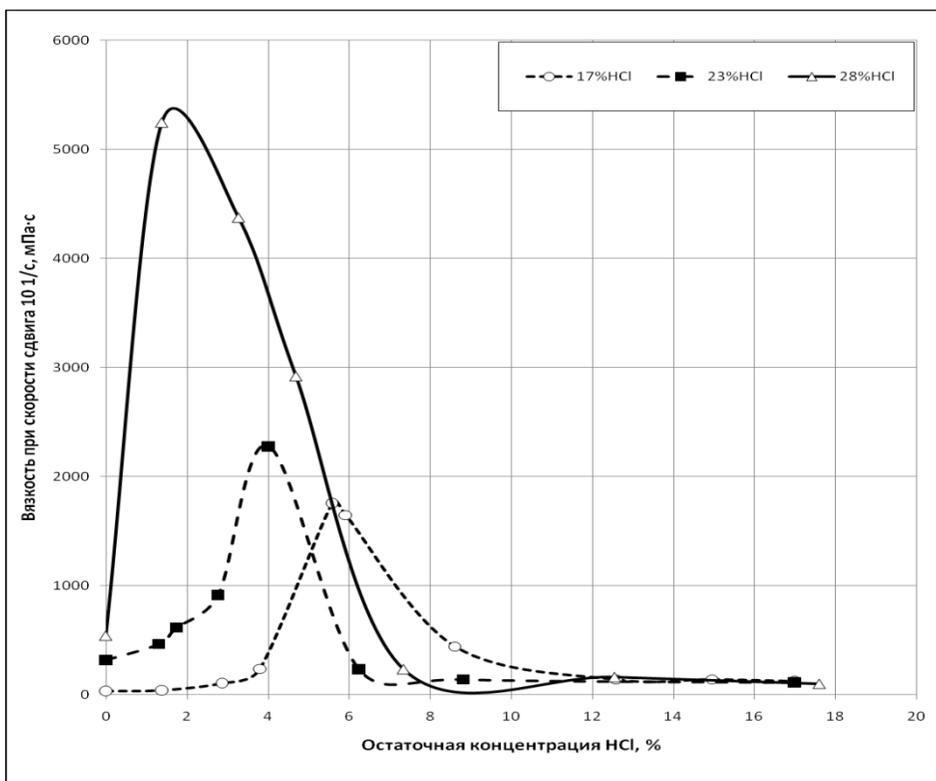


Рисунок 3. Зависимость вязкости (при 10 c^{-1} и температуре 20°C) частично нейтрализованных кислотных составов от остаточной концентрации HCl

Выводы

Результаты исследования показали, что повышение концентрации исходной кислоты при равном содержании ПАВ (6 %) приводит:

- к увеличению максимальной вязкости;
- расширению области проявления вязкоупругих свойств;
- смещению пика вязкости, максимальная вязкость проявляется при остаточном содержании соляной кислоты 1,8% (исходная концентрация соляной кислоты - 28%) и 5,8 % (исходная концентрация HCl - 17 %).
- к росту вязкости полностью нейтрализованного раствора.

Таким образом, для приготовления композиции, обладающей вязкоупругими свойствами, рекомендуется использовать кислотный раствор ПАВ, содержащей 6% ПАВ в соотношении АПАВ/ΣПАВ = 0,2, исходная концентрация соляной кислоты в котором составляет от 17 до 23% (вследствие высокой вязкости отработанного кислотного состава с более высокой концентрацией HCl). Также по результатам данной работы видно, что сульфосукцинат со степенью оксиэтилирования, равной 3, проявляет максимальную вязкость.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Chang Frank F., Xiangdong Qiu, Hisham A. Nasr-El-Din. Chemical Diversion Techniques Used for Carbonate Matrix Acidizing: An Overview and Case Histories // SPE Library paper number 106444. 2007. March.

2. Мохсен А.М., Хуссейн М.А., Коновалов В.В., Склюев П.В. Реологические свойства мицеллярных растворов смеси кокамидопропилбетаина и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов. Нефтегазовое дело, 2019, т. 17, № 1, с. 33-40.

3. Jiang Yang. Viscoelastic wormlike micelles and their applications // Current Opinion in Colloid & Interface Science, 2002. N.7 p. 276-281

4. Куряшов Д.А., Лужецкий А.В., Захаров С.В., Кашапов Р.Р., Яцкевич Е.И., Вагапов Б.Р., Самоорганизация в смешанных мицеллярных растворах цвиттер-ионного и анионного поверхностно-активных веществ. / Вестник технологического университета. 2013, т.16, в.1, с.32-37

5. Мохсен А.М., Хуссейн М.А., Коновалов В.В., Склюев П.В. Реологические свойства мицеллярных растворов смеси кокамидопропилбетаина и сульфосукцинатов этоксилированных жирных спиртов // Нефтегазовое дело, 2019. Т. 17, № 1, с. 33-40.

6. Ezrahi S., Tuval E., Aserin A. Properties, main applications and perspectives of worm micelles // Advances in Colloid and Interface Science, 2006. 128–130, pp. 77–102

7. Холмберг К., Б. Йёнссон, Б. Кронберг, Б. Линдман. Поверхностно-активные вещества и полимеры в водных растворах. М.: БИНОМ. Лаборатория знаний, 2012 - 2-е изд., 532 с.

8. Шилова С. В., Фалалеева Т. С., Третьякова А. Я., Барабанов В. П. Влияние пропанола-1 на мицеллообразование алкилсульфатов натрия в водных растворах // Журнал физической химии, 2016, том 90, № 1, с. 59–63

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СКВАЖИННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ
РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ВЫСОКИМ
ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ**

А.В.Тютяев^{1,2}, Д.А.Миквельман¹, А.С.Должиков¹, С.Должикова¹.

1 –ООО «СамараНИПИнефть»

2-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина.

tyutyayev@mail.ru

Аннотация. В работе проведён анализ мирового опыта эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором. Показаны перспективы использования струйных насосов. Выполнен расчёт на прочность и параметров струйного насоса при применении двухрядного лифта.

Ключевые слова: межремонтный период, электроцентробежный насос, струйный насос, газовый фактор, двухрядный лифт.

Один из главных показателей, характеризующих процесс эксплуатации скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами - это межремонтный период (МРП) работы погружного оборудования. Большая часть нефтяных скважин эксплуатируется в настоящее время с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Преждевременные ремонты УЭЦН происходят как по эксплуатационным причинам, так и по причинам отказа оборудования. Причиной подобных отказов может быть не только качество самого оборудования, но и условия его эксплуатации. Среди прочих факторов, определяющих величину МРП, важное значение имеет повышенное содержание газа на приёме УЭЦН. УЭЦН в скважинах с большим газосодержанием работает в неустойчивом режиме и не выходит на стационарный режим работы.

Одним из перспективных способов эксплуатации скважин в осложнённых условиях является добыча нефти установками струйных насосов [1]. Благодаря своим конструктивным особенностям струйные аппараты отличаются отсутствием движущихся деталей, высокой надёжностью и эффективностью. К преимуществам струйных насосов относят их малые габариты, большую пропускную способность и возможность стабильно отбирать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа и механических примесей. Недостатками гидроструйных насосов являются низкий КПД и необходимость монтажа во многих случаях силовой наземной насосной станции. Однако эти недостатки отходят на второй план в тех случаях, когда скважины не удаётся эксплуатировать другими способами. Кроме того, уже существуют технические решения, позволяющие устранить или в значительной степени смягчить указанные недостатки.

Проведенный анализ российского и иностранного опыта эффективного применения технологий эксплуатации струйными насосами показал, что в Российской Федерации разработкой и применением струйных устройств для эксплуатации нефтяных скважин занимается очень малое количество производственных и научных организаций. Среди них "Гипротюменьнефтегаз", ОАО

«Самотлорнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос» и др. И.Т. Мищенко была предложена схема установки, работающая по тандемной технологии «УЭЦН - струйный насос».

Однако на нефтяных месторождениях отечественных компаний эта технология не получила распространения, несмотря на явные преимущества добычи с помощью тандемной технологии (снижение удельного веса столба жидкости в насосно-компрессорных трубах за счет инъекции газа, относительная дешевизна, возможность стабилизации динамического уровня). Основная причина такой ситуации заключается в сложности подбора оптимальных параметров погружного и струйного насоса.

Основной проблемой, возникающей при эксплуатации скважин установками струйных насосов с пакерами является невозможность получения оперативной информации о давлении на забое скважины. Кроме того, продукция скважины поднимается на поверхность по эксплуатационной колонне, что недопустимо при наличии коррозионно-активной воды в добываемой смеси. Указанных недостатков лишена беспакерная компоновка струйного насоса с двухрядным лифтом [2]. При работе установки рабочая жидкость нагнетается (например) по НКТ 60 мм в сопло струйного аппарата, который эжектирует продукцию пласта на поверхность по кольцевому пространству между НКТ 60 мм и НКТ 102 мм. В отличие от известных в России установок с пакерами эта технология позволяет избежать подъема жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений. Кроме того, появляется возможность контроля динамического уровня в процессе эксплуатации и статического уровня для контроля за пластовым давлением.

Использование двухрядного лифта для глубоких скважин связано с большими нагрузками на НКТ. Для НКТ 60мм и 102 мм выполнен расчёт на прочность. Расчеты колонны НКТ разделяют на технологические и прочностные. Технологическим расчетом определяют внутренние диаметры труб одной или многосекционных колонн и глубину их спуска. Расчеты на прочность производят с целью проверки: НКТ под воздействием нагрузки, вызывающей страгивание резьбового соединения; эквивалентного напряжения, возникающего в опасном сечении трубы с учетом давления среды и осевой нагрузки; усилий, вызывающих продольный изгиб труб, циклической переменной нагрузки. Учет всех или части вышеперечисленных факторов производится в зависимости от условий работы колонны НКТ в скважине. Все расчеты были произведены в Microsoft Excel.

Расчет НКТ диаметром 102мм показал.

Так как колонна состоит из труб одного диаметра, то для верхней секции назначают более высокую группу прочности материала. Поэтому для НКТ 102мм рекомендуемая длина верхней секции 253м из стали группы прочности М, с пределом текучести $\sigma_T = 750$ Мпа, для нижней секции рекомендуемая длина 3747м из стали группы прочности Л, с пределом текучести $\sigma_T = 650$ Мпа. Проведенный расчёт показал возможность использования двухрядного лифта в скважинах глубиной более 4000м.

Приложение 1					
1.1 Расчет НКТ на страгивающую нагрузку					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Предельная нагрузка P _{пр1}	1544070	Н
Толщина стенки, δ	0,009	м	Предельная нагрузка P _{пр2}	1338194	Н
Масса 1м гладкой трубы, q	154,998	н	Длина секции L1	3747	м
Внутренний диаметр трубы d	0,863	м	Длина секции L2	571	м
Страгивающая нагрузка P1	755000	н	принимаем L2	253	м
Страгивающая нагрузка P2	870000	н	Осевая нагрузка Q1	580769	Н
Макс.избыточное давление P1	71400000	Па	Осевая нагрузка Q2	39223	Н
Макс.избыточное давление P2	82400000	Па	Q1>P1	Выполнено	
σ1	750000000	Па	Q2>P2	Выполнено	
σ2	650000000	Па	Обоснование выбора типоразмера труб L1+L2>L	Да	
поправочный коэффициент n	1,3				
Глубина спуска L	4000	м			

Приложение 3					
1.3 Расчет НКТ при совместном действии осевого усилия и внутреннего давления					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Внутренний диаметр трубы, d	0,0836	м	Осевое напряжение, σZ1	105857440,2	Па
Осевая нагрузка, Q1	580769	Н	Тангенциальное напряжение, σt1	155457435	Па
Толщина стенки, δ	0,009	м	Радиальное напряжение, σr1	-31352760,0	Па
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Эквивалентное напряжение, σэkv1	167607947	Па
Предельное внутренне давление, P1	31352760	Па	Условие прочности σэkv < σT/n	выполняется	
Предельное внутренне давление, P2	31352760	Па			
σ1	750000000	Па	Осевое напряжение, σZ2	7149176,862	Па
			Тангенциальное напряжение, σt2	155457435	Па
			Радиальное напряжение, σr2	-31352760,0	Па
			Эквивалентное напряжение, σэkv2	170844648,0	Па
σ2	650000000	Па	Условие прочности σэkv < σT/n	выполняется	
Осевая нагрузка, Q2	39222,76923	м			

Приложение 2					
1.2 Расчет НКТ при избыточном внутреннем давлении					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Предельное внутренне давление, P _{вн}	91764705,88	Па
Толщина стенки, δ	0,009	м	Фактическое избыточное давление P _ф	31352760	Па
Предел текучести материала труб, σ	650000000	кг	Отношение P _{вн} >P _ф для нижней секции	выполняется	
Длина нижней секции, l1	3747	м			
Длина верхней секции, l2	253	м			
Плотность нефти, ρн	799	кг/м3			
Давление на буфере	0	Па			
Предел текучести материала труб верхней секции, σ	750000000	Па	Предельное внутренне давление, P _{вн}	105882352,9	Па
			Фактическое избыточное давление P _ф	31352760	Па
			Отношение P _{вн} >P _ф для верхней секции	выполняется	

Расчёт параметров струйного насоса проводился с учётом изменения давления по стволу скважины при подъёме пластовой жидкости и выделения растворённого в нефти газа при давлениях ниже давления насыщения нефти газом по методикам, приведённым в [1] для фиксированных значений геометрических параметров сопла и камеры смешения для выбранных эксплуатационных скважинных параметрах. В качестве рабочей жидкости предполагается использование воды из системы ППД с дожимным насосом для подачи рабочей жидкости в сопло струйного аппарата. Такие расчёты позволяют провести обоснованное сравнение эксплуатации скважины струйным насосом и ЭЦН.

Далее приведены результаты расчётов основных параметров струйной технологии эксплуатации скважин с высоким газовым фактором.

Расчет струйного насоса для нефтяных скважин по параметрам			
Исходные данные			
по скважине:		по пласту:	
Дебит нефти	$Q_n = 9$ т/сут	Пластовое давление	$P_{пл} = 24,9$ МПа
Дебит жидкости	$Q_{ж} = 25$ м ³ /сут	Пластовая температура	$T_{пл} = 362$ К
Обводненность	$\beta = 38$ %	Давление насыщения	$P_{нас} = 28,8$ МПа
Забойное давление	$P_{заб} = 21,93$ МПа	Газовый фактор	$\Gamma Ф = 2452,2$ м ³ /м ³
Давление в затрубе	$P_{затр} = 2,8$ МПа	Объемный коэффициент нефти	$b_n = 2,4$
Глубина перфорации	$H_{пр} = 4621$ м	Вязкость воды	$\mu_w = 0,43$ мПа/с
Глубина подвески насоса	$H_n = 4032$ м	Вязкость жидкости	$\mu_{ж} = 0,18$ мПа/с
Диаметр эксплуатационной колонны	$D_{эк} = 0,15$ м	Вязкость нефти в пластовых условиях	$\mu_n = 0,16$ мПа/с
Внутренний диаметр НКТ	$D_{нкт}^{(внутр.)} = 0,064$ м	Плотность нефти	$\rho_n = 805$ кг/м ³
Внешний диаметр НКТ	$D_{нкт}^{(внеш.)} = 0,073$ м	Плотность газа	$\rho_g = 1,2$ кг/м ³
Длина хвостовика	$L_{хв} = 350$ м	Плотность воды	$\rho_w = 1190$ кг/м ³
Коэффициент сепарации	$k_{сеп} = 0,7$	Молярная доля азота	$y_a = 0,0624$
Содержание мех. примесей	КВЧ = 155 мг/л	Молярная доля метана	$y_m = 0,475$

РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ			
Дебит	$Q = 13,3$	м ³ /сут	
Давление закачки	$P_{зак} = 31,2$	МПа	
Расход рабочей жидкости	$G_{раб.ж} = 202$	м ³ /сут	
Мощность струйного насоса	$\eta = 110$	кВт	
Давление на приеме насоса	$P_{пр} = 15,7$	МПа	
Давление нагнетания	$P_{нагн} = 32$	МПа	
Кавитационный расход	$G_{кав} = 29,5$	м ³ /сут	

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. И.Т. Мищенко, Х.Х. Гумерский, В.П. Марьенко. Струйные насосы для добычи нефти/ М.: Нефть и газ, 1996.
2. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самотлорском месторождении/Д.Г. Орлов, В.А. Териков, А.Н. Дроздов, В.В. Монахов, А.В. Фастовец//Нефтепромысловое дело. — 2003. — № 11. — С. 45- 47.

DECISION SPACE КАК СРЕДСТВО ОПТИМИЗАЦИИ ПОСТРОЕНИЯ ПРОФИЛЕЙ СКВАЖИН

*Худяков А.В., Коровин И.Ю., Леонтьев А.В., Мартынов М.В.,
Максимишин Н.Ю.*

*ООО "СамараНИПИнефть", Самара, Российская Федерация
KhudyakovAV@samnipi.rosneft.ru, KorovinIYu@samnipi.rosneft.ru,
LeontevAV@samnipi.rosneft.ru, MartynovMV@samnipi.rosneft.ru,
MaksimishinNYu@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В работе рассматривается возможность сокращения трудозатрат и времени на процесс проектирования скважин. Подробно рассмотрены проблемы, с которыми технологическая служба бурения сталкивается при построении профиля скважины. Также на конкретном примере представлены экономические и временные затраты при планировании скважин на кустовых площадках. В качестве оптимизации процесса проектирования скважин предложено использование в работе программного обеспечения Decision Space Well Planning.

Ключевые слова: технологическая служба бурения, проектирование скважин, раскустование месторождения, риски пересечения скважин, программное обеспечение Decision Space Well Planning.

Abstract

The authors consider the possibility to reduce labour costs and time spent for well design process as well as the problems that drilling technology service faces when constructing a well profile in details. Moreover, a specific example illustrates the economic costs and time when planning the wells at cluster well pads. The authors propose to use Decision Space Well Planning software as the means of optimization process.

Key Words: drilling technology service, well designing, field drilling schedule, well collision risks, Decision Space Well Planning software.

Бурение является наиболее затратной частью строительства скважин. Именно поэтому важно внимательно подходить к процессу проектирования месторождения.

Одной из основных работ проектировщика технологической службы бурения является построение и разведение профилей скважин на кустовых площадках. Довольно часто встречаются проблемы пересечения скважин, и приходится корректировать профиль, переносить скважины с одной кустовой площадки на другую, корректировать расположение устьев скважин и т.д. Это очень трудоёмкая работа, которая занимает много времени. Помимо этого, при монотонной работе с большим объемом данных, повышается риск совершения ошибки. [1]

Так, для обеспечения более точных и качественных результатов существуют и продолжают разрабатываться новые программные обеспечения. Это, например, Compass, WellPlan, Decision Space и т.д.

В данной работе с целью оптимизации построения профилей скважин предлагается использовать в работе ПО Decision Space Well Planning.

Decision Space Well Planning – это многофункциональное программное обеспечение, позволяющее значительно сократить время цикла проектирования скважин по сравнению с традиционным ручным методом.

Внедрение и широкое использование ПО Decision Space Well Planning будет иметь огромное значение как для разработки новых месторождений, так и корректировки старых. Главным преимуществом этой программы является возможность обрабатывать большой объем информации исходных данных геологического и технологического характера, строить профили скважин с учетом рельефа местности и объектов наземной инфраструктуры и выдавать оптимальные решения по раскустовке месторождений с учетом рисков пересечений.

Эффективность работы с использованием программного обеспечения Decision Space Well Planning проверялась при построении 66 горизонтальных скважин и внесении 243 соседних скважин.

На первом этапе вносятся цели бурения и строятся горизонтальные участки скважин (рис. 1).

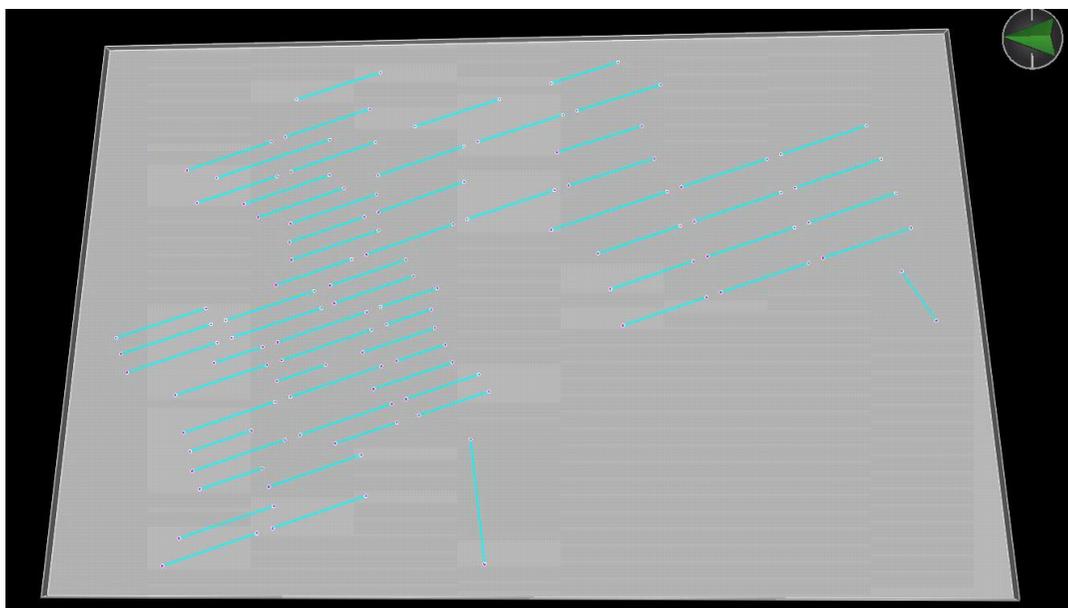


Рисунок 1. Горизонтальные участки проектируемых скважин

На втором этапе производится построение 66 профилей скважин без учета риска столкновений (рис. 2).

Результатом стало образование 4 кустовых площадок:

- Кустовая площадка №1 – 24 скважины;
- Кустовая площадка №2 – 24 скважины;
- Кустовая площадка №3 – 12 скважин;
- Кустовая площадка №4 – 6 скважин.

Суммарная глубина скважин по стволу составила 333 580,9 м.

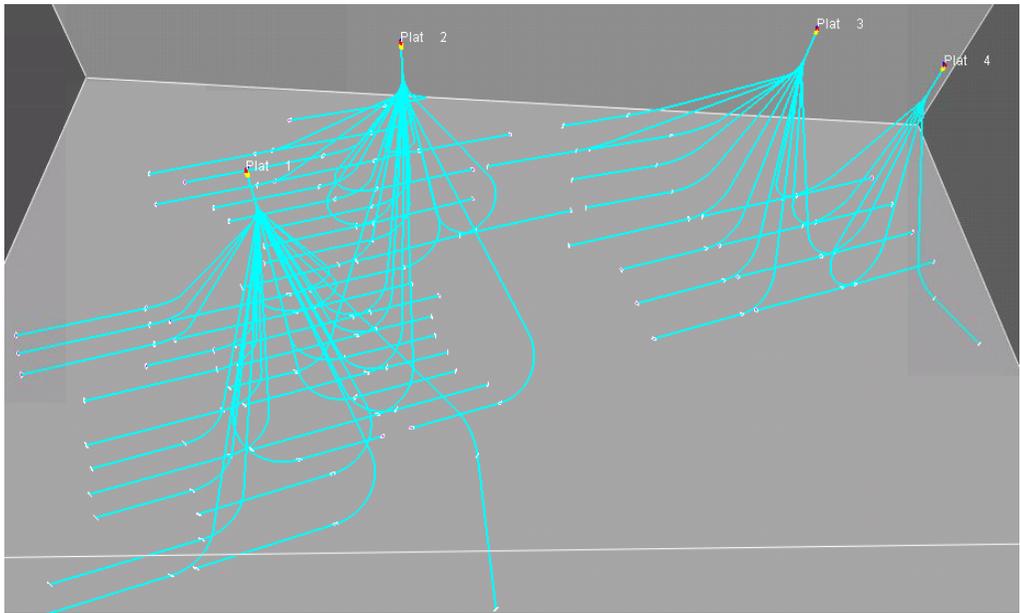


Рисунок 2. Построение профилей скважин без учета рисков столкновения

На третьем этапе выполняется построение профилей скважин с учетом рисков столкновений (рис. 3). При таком условии было построено 55 скважин, а оставшиеся 11 имели риск пересечения ниже 1 уровня.

В результате было образовано 4 кустовые площадки:

- Кустовая площадка №1 – 21 скважины;
- Кустовая площадка №2 – 19 скважины;
- Кустовая площадка №3 – 8 скважин;
- Кустовая площадка №4 – 7 скважин.

Суммарная глубина скважин по стволу составила 290 407,5 м.

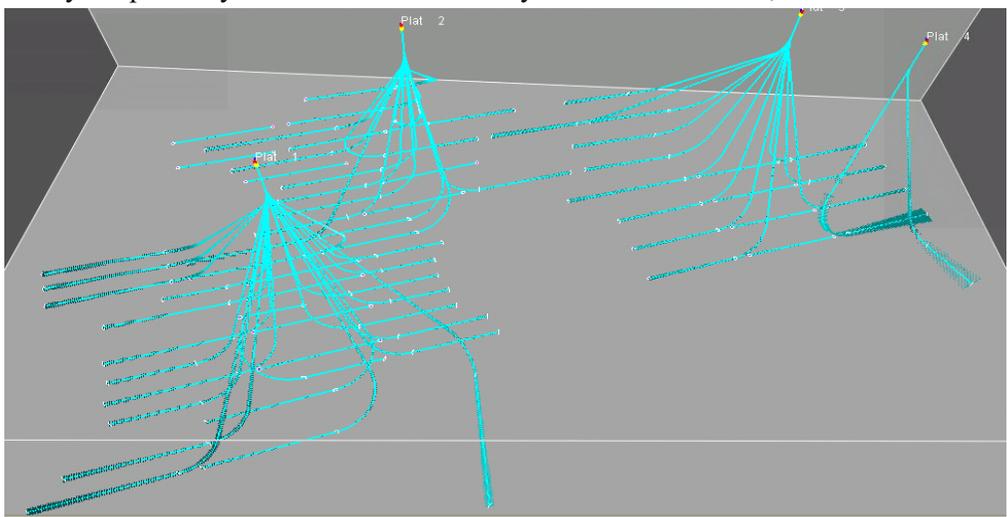


Рисунок 3. Построение профилей скважин с учетом рисков столкновения

Далее подгружаются уже пробуренные соседние скважины (рис. 4). Каждой из них по всей глубине был присвоен tool code «MWD».

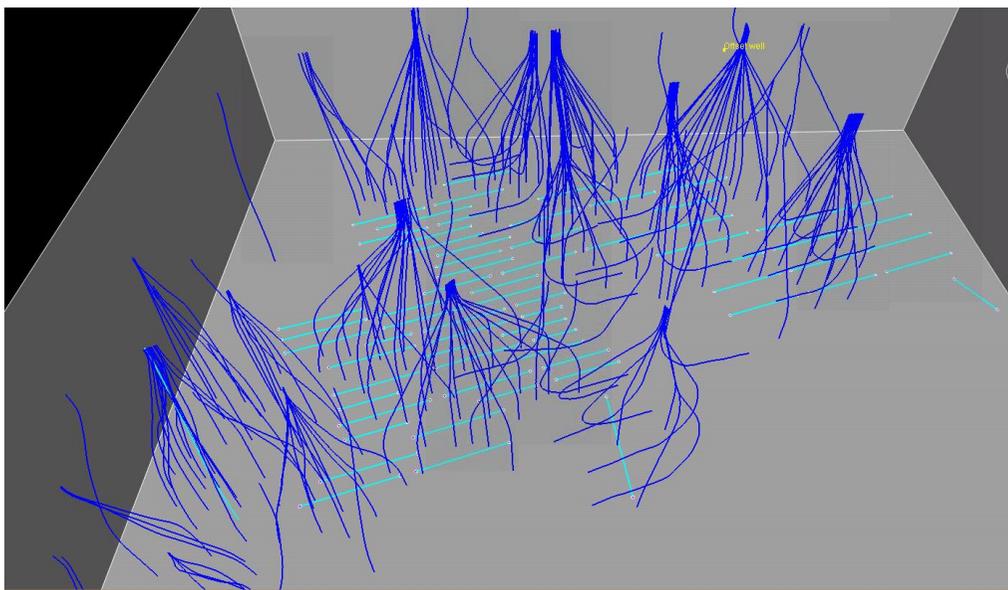


Рисунок 4. Загрузка 243 соседних скважин

Следующим шагом требуется оценить реализуемость проектируемых скважин с учетом соседних скважин (рис. 5). В итоге при построении в автоматическом режиме получаются следующие результаты:

- 34 скважины построено;
- 7 скважин имеют обратные отходы;
- 32 скважины имеют риск пересечения ниже 1 уровня.

Для построения всех проектируемых скважин было предпринято следующее:

- скорректированы профили скважин с $KCC < 1$ смещением целей бурения в радиусе круга допуска 100 м;
- скорректированы положения кустовых площадок.

После проведения дополнительных корректировок можно подвести итог (рис. 6):

- 6 кустовых площадок образовано при построении профилей скважин;
- 66 скважин построено в автоматическом и ручном режимах;
- 9 скважин (14%) стали реализуемыми ($KCC > 1$) за счет смещения целей бурения за пределы радиуса круга допуска (100 м).

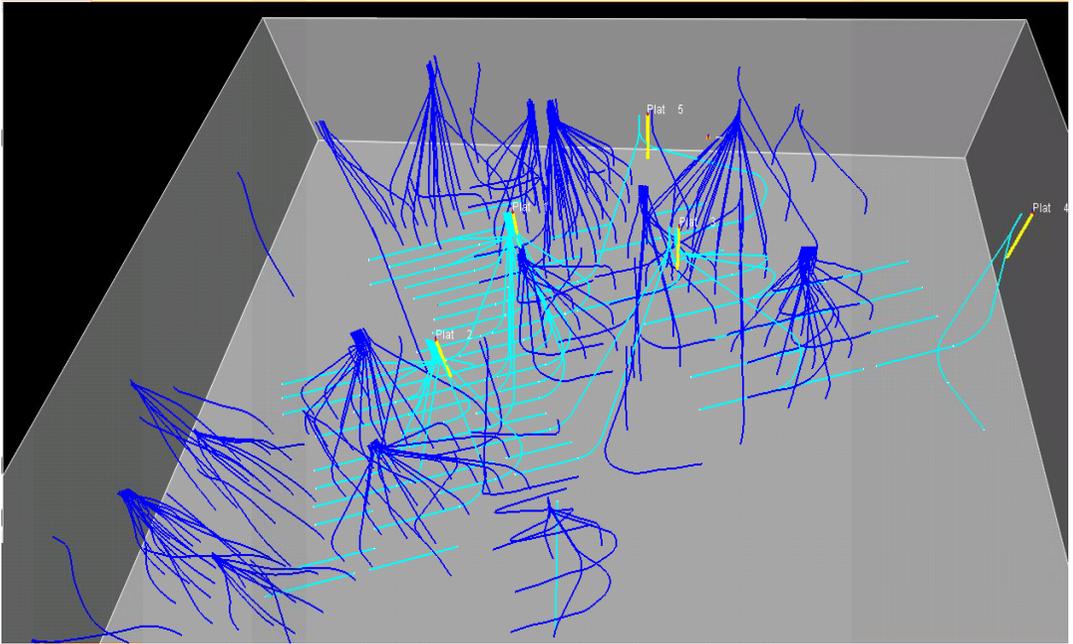


Рисунок 5. Построение профилей скважин с учетом соседних скважин

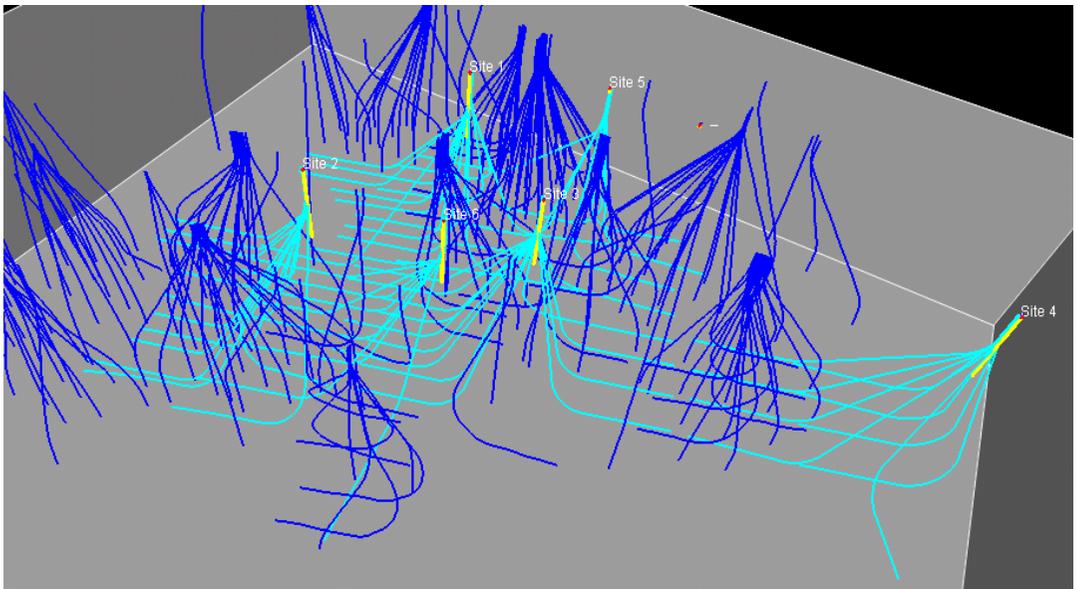


Рисунок 6. Построение профилей скважин с учетом корректировок

При оценке эффективности программного обеспечения помимо реализуемости проекта важно рассмотреть и затраченное время.

Так, трудозатраты на простое построение траекторий в ручном режиме составляют около 5 дней. При использовании же ПО это время уменьшается более чем на 50 % - для построения траекторий скважин в автоматическом режиме требуется

2 дня. После этого требуется более детальное распределение скважин по КП, разведение с учетом рисков пересечения и т.д.

Даже с учетом вовлеченности на протяжении всего рабочего дня эта работа может занять около месяца. Используя же автоматический режим построения траекторий этот же результат будет достигнут гораздо быстрее.

Таким образом, использование в работе ПО Decision Space Well Planning позволяет проектировщику значительно сократить затрачиваемое время на проектирование профилей скважин, уменьшить риск ошибки по причине человеческого фактора и позволить выполнять больший объем работы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. А.В. Худяков, А.В. Ефимов, И.Ю. Коровин, А.С. Сусоев, М.Е. Коваль, В.Н. Кожин. Комплексная проработка проектных решений как формат определения расположения скважин и кустовых площадок с учетом планируемой инфраструктуры// НТЖ «Нефть. Газ. Новации». – 2021.

УДК 622.276

ОЦЕНКА СКОПЛЕНИЯ ВОДЫ НА ЗАБОЕ ФОНТАННОЙ СКВАЖИНЫ

О.А. Грибенников¹, А.А. Симдянов²

¹ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, o.a.gribennikov@mail.ru

²ФГБОУ ВО «СамГТУ», Самара, Россия

Аннотация. В работе рассматривается вопрос оценки скопления стоячей воды на забое скважины. В процессе обводнения фонтанных скважин из-за недостаточности скорости потока для полного выноса воды на забое начинается ее скопление. Скопление воды на забое скважины увеличивает забойное давление, тем самым снижая депрессию на пласт и приток жидкости из пласта. Если не проводить мероприятий по удалению воды с забоя, то произойдет самоглушение фонтанной скважины.

Ключевые слова: эффективность работы, фонтанная скважина, нефтяная скважина, обводненность, скопление воды, барботаж нефти.

В зависимости от режима работы залежи фонтанирование может происходить или за счет энергии гидростатического напора, или за счет энергии расширения газа, растворенного в нефти, или за счет той и другой энергий.

Работу фонтанного подъемника можно разделить на несколько стадий. На первой стадии происходит полный вынос воды с забоя скважины, т.е. притока из пласта хватает для подъема воды с забоя (см. рисунок 1а).

В результате падения пластового давления (т.к. отсутствует система ППД) депрессия снижается, и следовательно снижается приток из пласта. При достижении определенного значения притока из пласта, при котором перестанут соблюдаться

условия полного выноса воды с забоя фонтанной скважины, на забое начинает формироваться столб стоячей воды, через который будет проходить барботаж нефти (см. рисунок 1б).

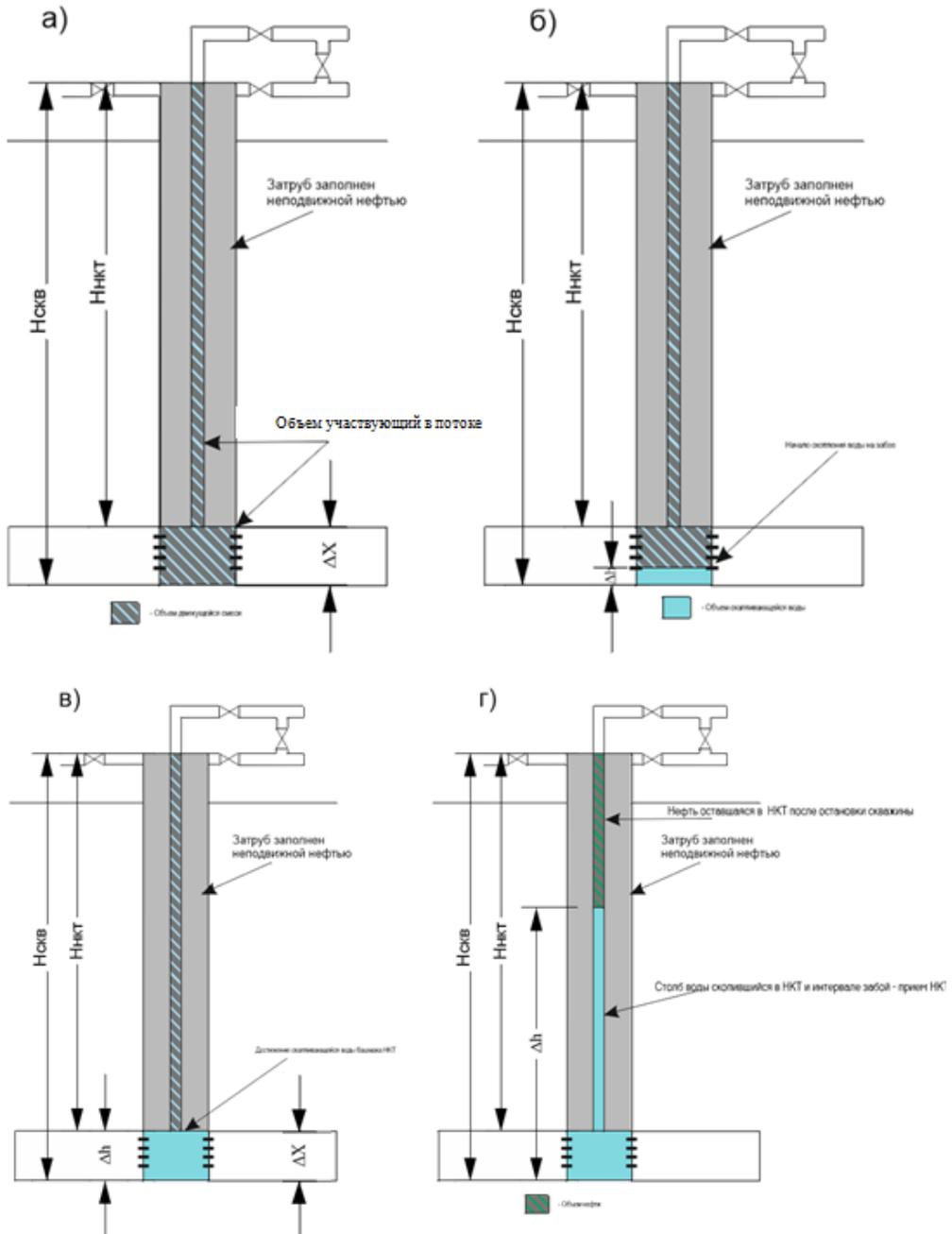


Рисунок 1. Стадии работы фонтанной скважины при не полном выносе воды на устье скважины

Так как столб стоячей воды будет увеличивать забойное давление в скважине, то, следовательно, высота данного столба Δh , будет увеличиваться и заполнять эксплуатационную колонну до башмака НКТ расстояние Δx (рисунок 1в).

Таким образом происходит так называемое «захлебывание» потока, и не полный вынос жидкости на поверхность, в результате которого снижается дебит фонтанной скважины вплоть до 0.

В работе рассматривается способ расчета процесса скопления воды на забое фонтанной скважины.

а) начальное состояние работы (полный вынос воды на устье); б) начало скопления воды на забое (снижение дебита фонтанной скважины); в) достижение скопившейся водой «башмака» НКТ; г) самоглушение скважины скопившейся водой в интервале Δh ($P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}}$)

Для того чтобы определить объем скопившейся воды необходимо понять, есть ли вообще скопление воды на забое скважины. Для этого необходимо рассчитать забойное давление по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q_{\text{жид}}}{K_{\text{прод}}} \quad (1)$$

Где:

$K_{\text{прод}}$ – коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/(\text{сут} \cdot \text{атм})$; $P_{\text{пл}}$ – текущее пластовое давление, атм ; $Q_{\text{жид}}$ – текущий дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$.

По расчетному забойному давлению определяется средняя плотность жидкости в НКТ и скважине:

$$\rho_{\text{ж.рас}} = \frac{P_z - P_y}{g \cdot H_{\text{скв}}} \quad (2)$$

Определив $\rho_{\text{ж}}$, необходимо определить долю воды в НКТ и скважине из уравнения:

$$\rho_{\text{ж}} = \rho_{\text{н}}(1 - n) + \rho_{\text{в}} \cdot n \quad (3)$$

$$n_{\text{скв}} = \left(\frac{\rho_{\text{ж.рас}} - \rho_{\text{н.пов}}}{\rho_{\text{в}} - \rho_{\text{н.пов}}} \right) * 100 \quad (4)$$

Зная объемное содержание воды, полученное при отборе проб на устье скважины $n_{\text{пов}}$ и расчетное $n_{\text{скв}}$ необходимо определить разницу Δn между поверхностным содержанием и расчетным содержанием воды:

$$\Delta n = n_{\text{скв}} - n_{\text{рас}} \quad (5)$$

Если в течение продолжительного времени разность Δn повышается, то в фонтанной скважине происходит скопление воды на забое.

Для определения высоты столба скапливающейся жидкости (воды) на забое, необходимо учитывать работу скважины при не полном выносе воды с забоя. Стадии такой работы скважины представлены на рисунке 1. Для упрощения в работе будет рассматриваться объем скважины и НКТ $V_{\text{ждв}}$ и $V_{\text{в}}$ занимаемым при 100% содержании воды как показано на рисунке 1б.

Рассматриваемый объем составляет:

$$V = V_{\text{ждв}} + V_{\text{в}} \quad (6)$$

Обводненность получается из соотношения:

$$V n_{\text{рас}} = V_{\text{в}} \cdot 1 + V_{\text{ждв}} \cdot n_{\text{пов}} \quad (7)$$

Из уравнения (6) с учетом уравнений (5) и (7) получается:

$$V_{\text{в}} = \frac{V_{\text{скв}} \cdot \Delta n}{1 - n_{\text{пов}}} \quad (8)$$

Где:

$$V_{\text{скв}} = V_{\text{НКТ}} + V_{\text{экс}} ;$$

$V_{\text{экс.к}}$ – объем скважины от забоя до башмака НКТ, м³.

Далее необходимо определить высоту столба жидкости на забое, а также при достижении башмака НКТ вычислить высоту подъема в трубах по формулам:

$$\Delta h = \frac{4 \cdot V_{\text{в}}}{\pi \cdot D_{\text{экс.вн}}^2} ; \text{ при } \Delta h \leq \Delta x \quad (3.10)$$

$$\Delta h = \frac{4 \cdot (V_{\text{в}} - V_{\text{эк}})}{\pi \cdot d_{\text{НКТ.вн}}^2} + \Delta x ; \text{ при } \Delta h > \Delta x \quad (3.11)$$

$$V_{\text{экс}} = \frac{\Delta x \cdot D_{\text{экс.вн}}^2}{4} \quad (3.12)$$

Таким образом, можно рассчитать объем скапливающейся (стоячей) воды на забое скважины.

В качестве примера был произведен расчет по реальной скважине. Результаты расчета и сравнения представлены на рисунке 2.

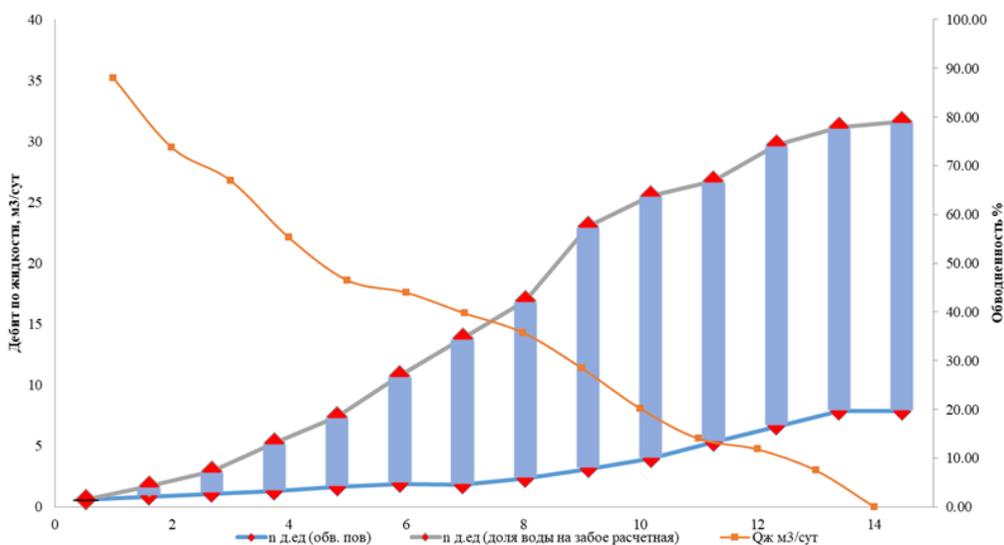


Рисунок 2. Результаты расчета по скважине №9

Как видно из рисунка 2 при условии плавного роста обводненности по поверхностной пробе, происходит более быстрое обводнение в самой скважине и при этом дебит скважины снижается довольно резко. Также в работе была посчитана высота подъема водяного столба от забоя скважины (рисунок 3).

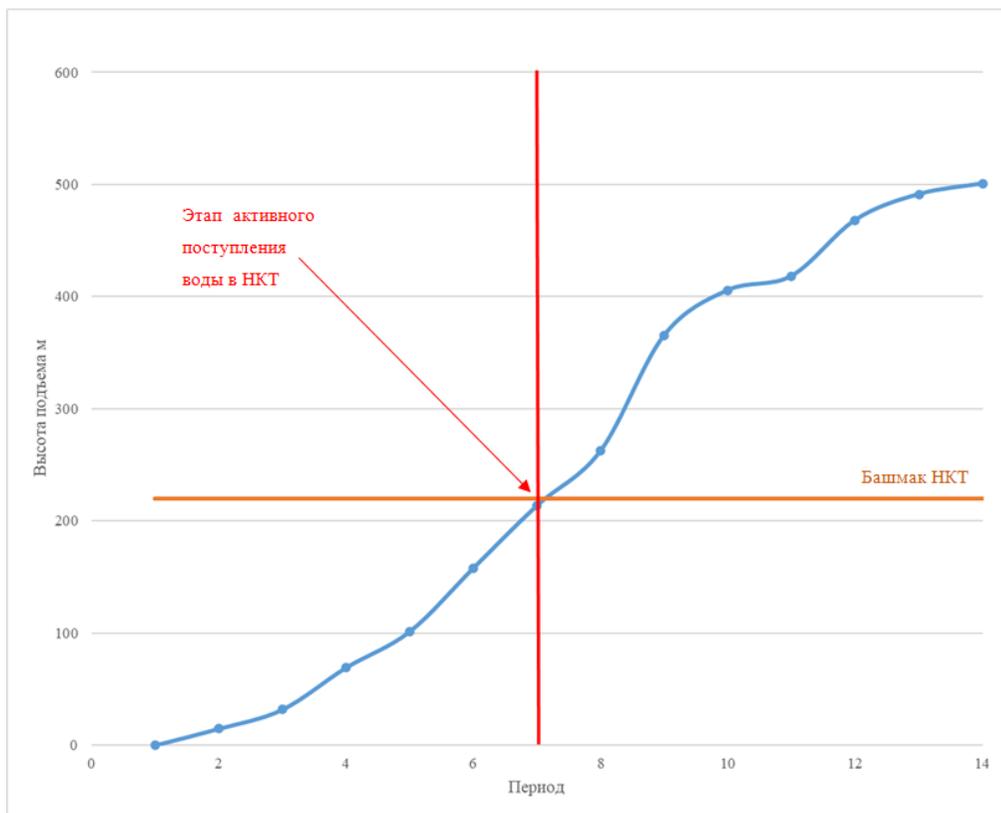


Рисунок 3. Высота подъема водяного столба в скважине от забоя

Таким образом, используя представленную методику расчета скопления воды на забое скважины, можно определить, когда столб стоячей воды достигнет башмака НКТ (представлено на рисунке 3), чтобы заблаговременно предпринять действия по ее удалению с забоя.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Крылов А.П., М.М.Глоговский, М.Ф.Мирчинк, Н.М.Николаевский, И.А.Чарный. Научные основы разработки нефтяных месторождений. Москва-Ижевск : Ин-т компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
2. Щелкачев В.Н., Лапук Б.Б. Подземная гидравлика: Учебное пособие для нефтяных вузов под ред. Л.С.Лейбензона. – Л.: Гостоптехиздат, 1949.– 525с.
3. Лысенков Е.А. Предупреждение раннего обводнения скважин // Нефтяное хозяйство. – 2004. – № 1. – С. 61-63.
4. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти. – М.: Изд. центр РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. – 448 с.

ПРОБЛЕМА ПЕРЕХОДА К «ЗЕЛЕНОМУ» ТОПЛИВУ

Зельцер Г.А.

СамараНИПИнефть, РФ, г. Самара

Аннотация. В статье рассматривается вопрос целесообразности развития электромобилей и полный отказ от ДВС европейских стран для улучшения экологии.

Ключевые слова: альтернативные источники, электроэнергия, ДВС, экология, глобальное потепление, выбросы, литий.

В декабре 2019 года Европейская комиссия представила «Европейское зеленое соглашение», направленное на декарбонизацию энергетического сектора и превращение Европы к 2050 году в первый «климатически нейтральный» континент. Статистическая служба Евросоюза подсчитала, что из-за сжигания ископаемого топлива в атмосферу ежегодно выбрасывается 12 млрд т парниковых газов — четверть от всех вредных выбросов. Чтобы остановить глобальное потепление на уровне 1,5°C, снизить потребление бензина и дизеля нужно на 80%.

С потеплением можно бороться за счет полного отказа от ископаемого топлива в пользу электричества. В настоящее время основными источниками электроэнергии во всём мире (Рис.1) являются именно тепловые станции, 40% от объёмов выработки приходится на генерирующие объекты, работающие на угле и торфе, ещё 22% — на газе и 5% — на фракциях нефти. В расчёте на единицу получаемой энергии степень экологической опасности ТЭС гораздо большая, чем от работы бензиновых и дизельных двигателей, поскольку к минимизации загрязнённости выхлопов современных машин во всём мире выдвигаются жёсткие требования. Что же попадает в воздух над тепловыми станциями? — Помимо углекислого газа, это зола, ангидриды, оксид азота, соли натрия, соединения ванадия, мышьяк и диоксины. Кроме того, угольные станции в совокупности потребляют колоссальное количество воды, сопоставимое с объёмом, который за аналогичный временной промежуток удовлетворил бы потребности пяти миллиардов человек. В международном энергетическом агентстве полагают, что в силу увеличения мощностей ТЭС показатель водопользования станций вырастет вдвое уже к 2035 году.

Для того, чтобы обеспечить экологичность электрических машин в разрезе минимизации загрязнения воздуха, их нужно перевести на зарядку энергией, генерируемой «чистыми» электростанциями — объектами альтернативной энергетики или АЭС. Если внедрение станций, работающих на возобновляемых источниках (за исключением ГЭС), в мире пока осуществляется пока в недостаточной мере, то в случае с атомными станциями ситуация складывается лишь немногим лучше. Доля выработки АЭС не превышает 10%. Кроме того, АЭС стремительно утрачивают популярность и закрываются под давлением природоохранных организаций и во исполнение госпрограмм, принятых в разных странах мира после катастроф в Чернобыле и Фукусиме. Исходя из сложившейся ситуации, переход на «чистую» энергетику вряд ли возможен в ближайшем будущем, и такое положение дел приводит к присвоению производству электромобилей статуса бесперспективного направления в аспекте улучшения экологии.

Сколько электроэнергии производят разные источники, ТВт·ч

С 2017 года — прогноз

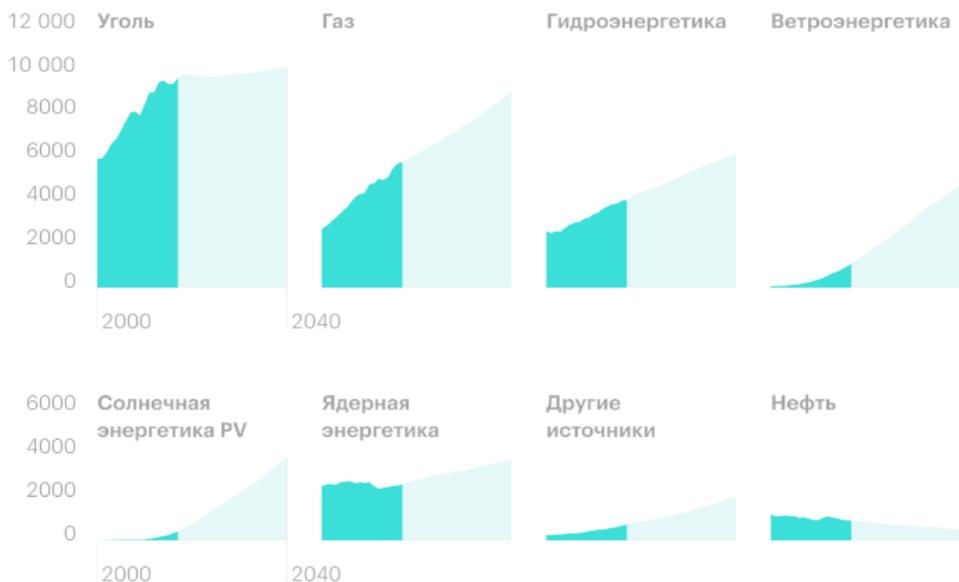


Рисунок 1. Основные источники электроэнергии

Первой страной в мире, которая на собственном опыте сумела убедиться в том, что экологичность электромобилей — это миф, стал Китай. Доля использования машин на электрической тяге в КНР самая высокая в мире. В некоторых городах количество электромобилей больше, чем стандартных машин, к примеру, в Шанхае на инновационный транспорт пересели, в том числе сотрудники полиции и других государственных служб. Напомним, к 2018 году в Китае анонсировали запуск 800 тыс. «заправок» — зарядных станций для электротранспорта. Наряду с дороговизной нефти, одной из причин тотального перехода китайцев на электромобили является то, что эта страна лидирует в мире по объёмам добычи лития — материала, из которого производятся аккумуляторы для таких машин, а также серьёзные загрязнения воздуха в городах вследствие автомобильных выхлопов. Тем не менее, освоение электротранспорта не спасло китайское государство от экологических проблем. Смог невиданных масштабов накрывает Пекин и другие крупные города, хотя доля использования электромобилей в мегаполисах страны достаточно высока. Китайские специалисты, проанализировавшие данную проблему, провели расчёты и пришли к определённым выводам. Дело в том, что 85% электроэнергии в КНР производится на тепловых электростанциях, использующих преимущественно уголь. С переходом на электромобили потребление электричества, вырабатываемого на станциях, загрязняющих воздух, только растёт.

Даже если забыть про способ получения электроэнергии, масса вопросов возникает к самим аккумуляторам для электромобилей — не важно, это никель-кадмиевые или литий-ионные батареи. Добыча и кадмия, и лития, и других редкоземельных металлов — очень грязные процессы, при которых убиваются подземные воды, а местность превращается в пустыню. Месторождения, из которых

извлекается данный компонент, расположены на равнинных поверхностях. Чтобы его добыть, приходится делать специальные отверстия, через которые литиевый рассол выходит на поверхность. Затем применяется химический способ для извлечения из него карбоната лития. Такая технология добычи лития уже привела к нанесению существенного вреда чилийской пустыне Атакама. При ней, чтобы добыть требуемый материал, необходимо использование огромного количества воды. Следствием стало истощение запасов этого ресурса для населения. Мало того, как только в почве стало не хватать влаги, на данной территории полностью исчезла пастбищная трава, которая и до того была достаточно скудной. Это стало напрямую угрожать существованию фермерских хозяйств. Таким образом «литиевая лихорадка», которую неизбежно вызовет увеличение производства электромобилей, приведёт к исчезновению с лица Земли многих экосистем. При этом из-за роста продаж электромобилей за последние 10 лет мировая добыча лития выросла в восемь раз. А запасы этого металла небесконечны — несмотря на постоянный рост цен, промышленность уже начинает испытывать дефицит.

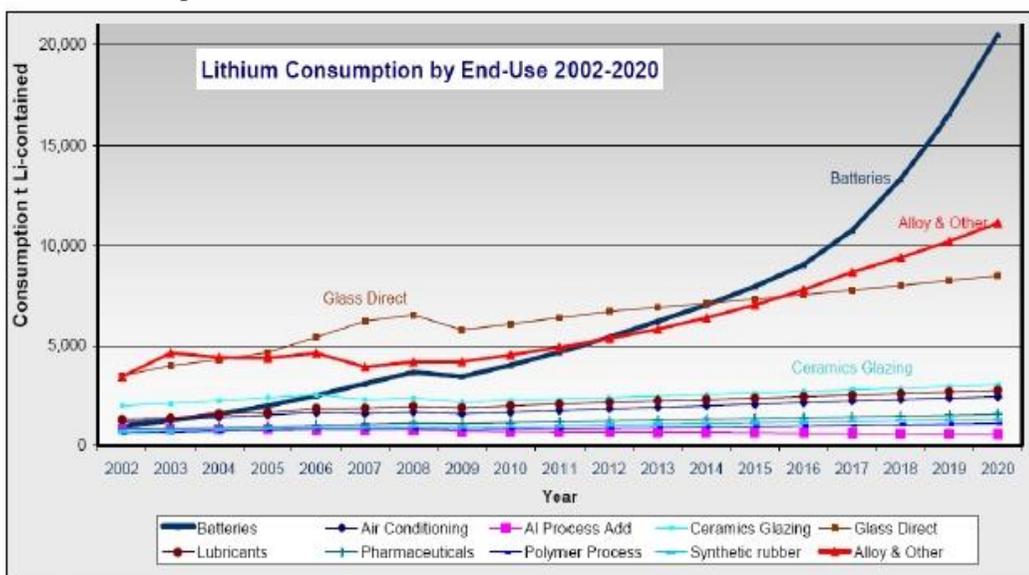


Рисунок 2. Потребление литиевых аккумуляторов в период 2002-2020 г.

Нерешенным остается и вопрос утилизации аккумуляторов, на сегодняшний день мировое сообщество не имеет таких технологий, чтобы избавиться от отработанных отработанных аккумуляторов.

Еще одна тема также пока никак не решена. На сегодняшний день стоимость электромобиля примерно на 30–50% выше, чем обычного бензинового автомобиля того же класса. Во всех странах, где приняты соответствующие программы, продажи растут, пока есть дотации для покупателей и производителей. На сколько еще хватит денег в бюджете той же Германии или Китая? Неоспоримый факт: если предложить человеку выбор и при этом не будет поддержки государства, он однозначно выберет автомобиль с ДВС.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Чубик, М. П. «Зеленые» технологии и их роль в ситуации ресурсного кризиса / М. П. Чубик. – Томск: Томский политехнический университет, 2012. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: URL: <http://www.lib.tpu.ru/fulltext/c/2012/C26/068.pdf>
2. Трескова, Ю. В. Электромобили и экология. Перспективы использования электромобилей / Ю. В. Трескова. — Текст : непосредственный // Молодой ученый. — 2016. — № 12 (116). — С. 563-565. — URL: <https://moluch.ru/archive/116/31697>

УДК 622.692.1

ВЛИЯНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПАРАМЕТРЫ ПЕРЕКАЧКИ

Кичигина А.А.

*ООО «СамараНИПИнефть»,
Самара, Россия, kich_98@bk.ru*

Нефтегазодобывающая отрасль занимает ведущее место в экономике Российской Федерации, и темпы добычи нефти растут с каждым годом. Так с 2010 по 2019 года объемы добываемой нефти выросли с 505,2 до 560,2 млн. тонн в год, что соответствует приросту на 10,89 %.

Объем добываемой попутной воды с 1995 г. увеличился в 4 раза и в 2019 г. составил 3,8 млрд. м³. Рост обводненности добываемой продукции влечет за собой увеличение удельных операционных затрат и энергопотребления на единицу объема очищенной нефти [1]. Согласно данным Федеральной службы государственной статистики, за последние 7 лет себестоимость добычи нефти в РФ увеличилась в 2 раза – с 7491,9 руб./т до 14942,94 руб./т.

Интенсивная деятельность по добыче углеводородов создает риски нарушения экологического баланса и сопровождается чрезвычайными ситуациями. Основные экологические проблемы, возникающие при добыче нефти, связаны с возникновением аварийных ситуаций при эксплуатации промысловых трубопроводов, сопровождающихся выбросом значительного количества загрязняющих веществ в окружающую среду, загрязнением воздуха и воды и образованием нефтезагрязненных почв [2].

Согласно анализу результатов исследования причин аварий на промысловых трубопроводах, основная доля аварий (91%), сопровождающихся разливом нефти и нефтепродуктов, связана с внутренней коррозией металла труб.

Главной причиной внутритрубной коррозии является высокая обводненность скважинной продукции. Химический состав пластовой воды делает ее хорошим электролитом для протекания реакций окисления металла труб с образованием очагов внутритрубной коррозии.

Кроме того, увеличение содержания воды в добываемой продукции является причиной образования устойчивых водонефтяных эмульсий (ВНЭ) и приводит к увеличению энергетических затрат по их транспортировке.

Существующая тенденция роста обводненности и истощения месторождений требует значительного внимания к энергетической оптимальности транспорта продукции по промысловым трубопроводам.

С целью обеспечения необходимой производительности промышленного трубопровода следует проводить максимально достоверное прогнозирование потерь давления с учетом всех факторов, влияющих на движение потока.

Для выявления зависимости между обводненностью скважинной продукции и требуемым давлением в начале трубопровода были произведены гидравлические расчеты трубопровода диаметром 89x5 мм при различных значениях обводненности скважинной продукции. [3]

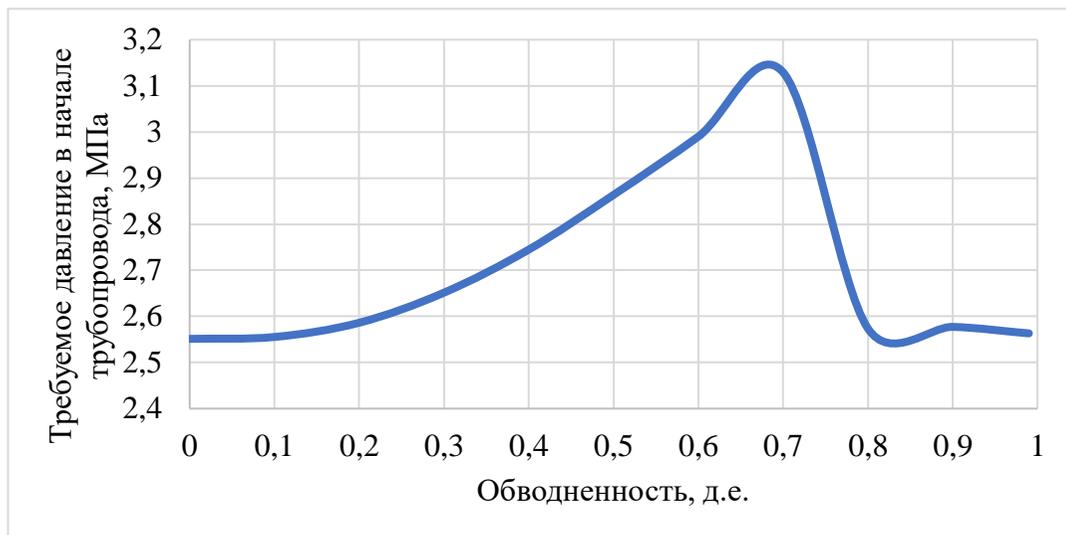


Рисунок 1. Зависимость требуемого давления в начале трубопровода от обводненности продукции, полученная с помощью программы «PIPESIM»

По графику требуемого давления в начале трубопровода (рисунок 1), построенного по результатам гидравлического расчета трубопровода видно, что по мере приближения процентного содержания воды в нефти к критическому, наблюдается рост давления в трубопроводе (до 3,13 МПа), а при переходе значения обводненности через точку инверсии, происходит резкое снижение давления.

Увеличение требуемого давления связано с возрастанием гидравлического сопротивления за счет увеличения вязкости водонефтяной эмульсии. Вязкость эмульсионной нефти с увеличением обводненности постепенно возрастает, достигая максимума, после чего происходит обращение фаз эмульсии, что сопровождается резким падением вязкости. По сравнению с вязкостью чистой нефти, вязкость эмульсии может увеличиваться в десятки раз.

Наиболее «опасными» для системы сбора являются эмульсии, содержащие 50–70 % воды. При значениях обводненности вне этого диапазона движение продукции по трубопроводу не приводит к существенным затруднениям. [4]

Высокая обводненность скважинной продукции влияет не только на увеличение операционных затрат и энергопотребления за счет транспортировки скважинной продукции до установок по подготовке нефти (УПН) и установок предварительного сброса воды (УПСВ) и повторной транспортировки отделенной воды обратно к нагнетательным скважинам, но и увеличивает вероятность возникновения аварийных

ситуаций с попаданием в окружающую среду загрязняющих веществ из-за высокой коррозионной активности.

Проектирование и обустройство основной части нефтяных месторождений РФ выполнено также более 20 лет назад и рассчитывалось на существующий в то время уровень добычи нефти. В процессе разработки и последующей «доразведки» площадь месторождений увеличивалась в 2-3 раза. Требуемый уровень добычи нефти обеспечивался форсированным отбором жидкости, внутривнепромысловая перекачка которой возможна только за счет увеличения давления в трубопроводах. В настоящий момент, для снижения недобора нефти из-за порывов трубопроводов и уменьшения негативного влияния на окружающую среду, необходима оптимизация и модернизация существующих систем сбора нефти и газа со скважин.

В качестве способов решения данной проблемы стоит выделить установку блоков очистки и предварительного сброса воды непосредственно на кустах скважин или на небольшом расстоянии от них. Данное решение не только снижает затраты на транспорт воды, но и уменьшает эрозионный износ труб за счет уменьшения концентрации механических примесей.

Комплексное использование средств очистки и ингибиторов коррозии позволит многократно уменьшить скорость коррозии и увеличить срок службы промысловых трубопроводов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Гусев В.В. Ресурсосберегающая технология сбора, подготовки и закачивания пластовой воды. - Деловой журнал NEFTEGAZ.RU. 2020. № 2 (98). - 28-30 с.

Шацкая Л.А., Кичигина А.А., Кочетков Н.Е. Влияние обводненности скважинной продукции на параметры перекачки. - Проблемы функционирования систем транспорта. 2020. - 202-205 с.

Тугунов П.И., Новоселов В.Ф., Коршак А.А., Шаммазов А.М. Типовые расчеты при проектировании и эксплуатации нефтебаз и нефтепроводов: учебное пособие. - Уфа: ДизайнПолиграфСервис, 2002. – 294-305 с.

Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и ее влияние на осложняющие факторы в добыче нефти. - Экспозиция нефть газ. 2011. № 2. - 14-17 с.

НОВЫЕ КОМПОЗИЦИОННЫЕ МАТЕРИАЛЫ И ТРУБЫ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Каргин Б.В., Мозговой Г.С., Кобзева Р.З.

*1 – к.т.н., доцент кафедры Бурение нефтяных и газовых скважин»
ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ» kargin163@gmail.com*

*2 - Ст. преподаватель кафедры Бурение нефтяных и газовых скважин»
ФГБОУ ВО «Самарский ГТУ».*

gsmozgovo@mail.ru

*3 – ООО «СамараНИПИнефть», г. Самара, Россия, 443010,
ул. Вилоновская, 18.*

KobzevaRZ@samnpi.rosneft.ru

Аннотация. Проведен анализ причин коррозионного разрушения нефтепромысловых трубопроводов. Описаны перспективные композитные материалы и трубы при производстве трубопроводов на объектах нефтедобычи.

Ключевые слова: нефтепромысловые трубопроводы, агрессивные среды, коррозия, углеводороды, композитные материалы и трубы, технология получения композитных труб.

Annotation. Analysis of causes of corrosion destruction of oilfield pipelines was carried out. Perspective composite materials and pipes are described during pipeline production at oil production facilities.

Keywords: oil field pipelines, aggressive media, corrosion, hydrocarbons, composite materials and pipes, technology of composite pipes production.

Несмотря на бурное развитие атомной и альтернативной энергетики, добыча нефти и газа постоянно растет. Продолжается разработка новых месторождений. Большинство углеводородов транспортируются по трубопроводам из углеродистой стали, которые подвержены коррозии и последующему растрескиванию. Трубы изготавливают методом прокатки из листового или рулонного проката с применением термической обработки, табл.1. Проведенный статистический анализ литературных данных показывает, что основной причиной прорывов трубопроводов, более 80 процентов, является - внутренняя коррозия, рис.1.

Интенсивность коррозии для трубопроводов из различных материалов неодинакова. Даже для одного и того же материала она колеблется в весьма широких пределах в зависимости от местных условий эксплуатации. Затраты же на ликвидацию последствий коррозионных разрушений могут составлять до 30% от затрат на добычу нефти и газа. В ряде случаев порывы вследствие коррозии насосно-компрессорных труб приводят к потере скважин и значительным убыткам. По причине активной коррозии межремонтные сроки для стальных нефте- и газопроводов составляют 5-6 лет, а актуальность борьбы с коррозией возрастает по мере их эксплуатации [2].

Основные причины прорывов стальных труб.

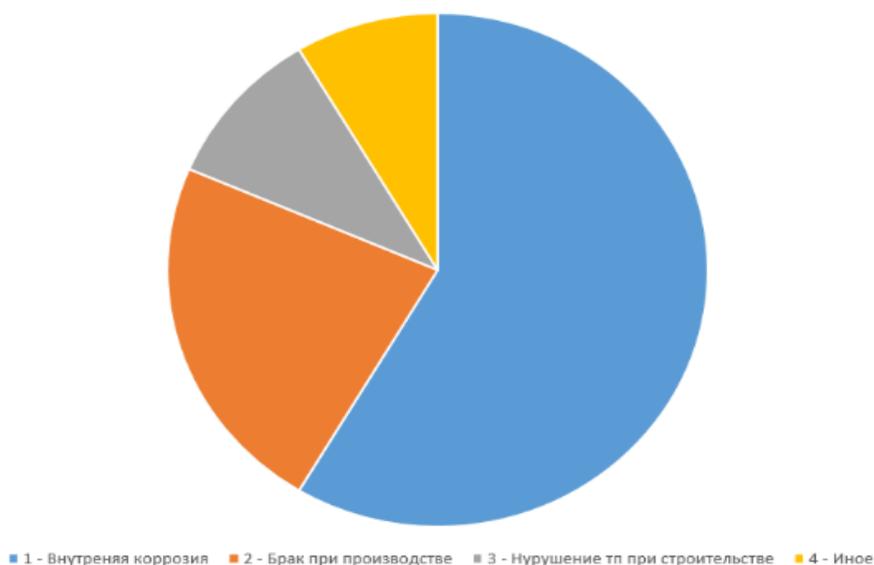


Рисунок 1. Основные причины прорывов стальных трубопроводов

Таблица 1 – Стальные трубы для нефтепровода [4].

Шов	Сплав	Диаметр мм	Толщина стенки, мм	Класс точности	Коррозионная стойкость
Прямошовная	10, 20	114, 159	3,5; 4,0; 4,5; 5,0	K34, K38, K42	В среде H ₂ S: скорость общей коррозии ≤ 0,5 мм/год; стойкость к водородному растрескиванию CLR ≤ 3 % CTR ≤ 6 %; скорость общей коррозии металла трубы 0,5 мм/год.
Прямошовная	Ст3	114	7,5	K34, K42	В среде H ₂ S: скорость общей коррозии ≤ 0,4 мм/год; стойкость к водородному растрескиванию CLR ≤ 3 % CTR ≤ 6 %; скорость общей коррозии металла трубы 0,4 мм/год.

Специалисты в области обработки металлов давлением и защиты металлов от коррозии давно занимаются проблемой коррозии и водородного растрескивания: разрабатывают новые технологии выплавки, прокатки и термообработки трубопроводов. Однако освоение новых, труднодоступных месторождений газа и нефти, в том числе шельфовых и в арктической зоне, требует повышения надёжности и долговечности трубопроводов, пролегающих в зонах сурового климата. Кроме того, всё больше разрабатывается месторождений углеводородов с повышенным содержанием сероводорода, что вызывает водородное растрескивание и охрупчивание стали. Увеличение толщины стенки стальной трубы ведет к

значительному утяжелению и повышению стоимости. Применение различных способов цинкования труб: электрогальваническое цинкование, горячие цинкование и термодиффузионное покрытие цинком позволяет продлить срок службы труб. Так при термодиффузионном покрытии металл получает значительную твёрдость покрытия, срок эксплуатации такой трубы может превышать 15 лет. Цинковое покрытие защищает сталь от коррозии, во-первых, за счёт создания барьера, который отделяет сталь от агрессивной среды, и, во-вторых, цинковое покрытие является анодом по отношению к железу, обеспечивая электрохимическую защиту. Этот показатель для цинка составляет 0,5–6,0 мкм/год в зависимости от условий эксплуатации.

Композиционные материалы и трубопроводы применяются практически на всех этапах пути следования углеводородного сырья, начиная от промыслов и заканчивая непосредственно потребителем. Они не подвержены коррозии, что позволяет значительно увеличить срок службы трубопроводов до 25 лет и более, транспортирующие агрессивные среды. Плановая себестоимость уменьшается на 30 процентов по сравнению со стальными трубами. Экономия при эксплуатации композитного трубопровода может достигать 300%. Благодаря применению фторполимерных покрытий оборудование и трубопроводы приобретают улучшенные свойства без существенного изменения конструкции. Правильно подобранные покрытия позволяют не только обеспечить защиту от коррозионного разрушения в агрессивных средах, но и предотвратить образование отложений парафинов и солей, снизить гидравлическое сопротивление трубопроводов и насосного оборудования за счет уменьшения шероховатости и налипания, защитить оборудование от эрозионного и механического износа, обеспечить чистоту перекачиваемого продукта, повысить герметичность разъемных неподвижных соединений, уменьшить металлоемкость конструкций. Еще одним направлением применения композитов является применение высокоэффективных фторидных смазочных и герметизирующих материалов, обеспечивающих противокоррозионную защиту элементов конструкций (резьбовые соединения труб, затворы запорной арматуры и т.д.) и значительно снизить коэффициент трения в механизмах.

К областям использования композитов на объектах нефтедобычи можно отнести [1,2]:

Внутрискважинные трубы для нагнетательных скважин, добывающих скважин со штанговыми насосами; электрическими центробежными насосами, винтовыми насосами, в т.ч. газлифтные; газовых и газоконденсатных скважин; геотермальных скважин; наблюдательных скважин; скважин утилизации химических отходов;

Нефтепромысловые трубопроводы: Нефтесорные трубопроводы для транспорта продукции нефтяных скважин до пунктов первой ступени сепарации включительно, в том числе для транспорта многофазных смесей и эмульсий (нефть, вода, газ) с высоким содержанием H₂S и CO₂; нефтепроводы для транспорта газонасыщенной или разгазированной, обводненной или безводной нефти от пунктов сбора нефти и дожимных насосных станций до центральных пунктов сбора; трубопроводы систем заводнения нефтяных пластов и систем захоронения пластовых и сточных вод; водоводы поддержания пластового давления для транспорта пресной, пластовой и подтоварной воды на кустовые насосные станции; нефтепроводы для транспортирования товарной нефти от центральных пунктов сбора и подготовки нефти до сооружений магистрального транспорта; ингибиторопроводы для подачи ингибиторов к скважинам или другим объектам обустройства нефтяных

месторождений; внутриплощадочные трубопроводы, транспортирующие продукт на объектах его подготовки.

Фторполимерные покрытия позволяют снизить трудоемкость ремонта, уменьшить эксплуатационные затраты. Современная технология формирования полимерных покрытий упростилась, что позволяет выполнять их как на заводах-изготовителях оборудования, так и на ремонтных предприятиях нефтегазодобывающих объединений. Трубы с фторполимерным покрытием изготавливают методом продольно-поперечной непрерывной намотки. На вращающуюся оправку заданного диаметра наматывается стеклоровинг, пропитываемый эпоксидным связующим. По мере горизонтального продвижения трубы в направлении схода, она проходит стадии отверждения в полимеризационных печах высокой температуры. В результате сформированная стенка трубы получается плотной и равномерной по всей длине, а готовая труба получает прочность в осевом направлении до 200 МПа.

В нефтегазовом комплексе, как альтернатива стальным трубам, являются гибкие полимерно-металлические трубы (ГПИМТ), представляющие собой многослойную систему, включающую в себя слои из полимерной камеры, высокопрочной стальной ленты, и наружной оболочкой из полиэтилена высокого давления. Они предназначены для обустройства внутрипромыслового нефтесбора и использования в качестве технологического трубопровода или трубопровода подачи продукции от устья скважин к первичным сборным пунктам, для прокладки наземных и подземных трубопроводов при транспортировке нефти, нефтепродуктов, нефтегазовых смесей. Альтернативой могут служить полимерно-армированные трубы (ПАТ). Их изготавливают методом прямого прессования с одновременным помещением внутрь стенки трубы металлического каркаса. Они нашли широкое применение для труб высокого давления; перекачки нефти и нефтепродуктов; кислот высокого давления; солевого раствора и бурового раствора.

Заключение

Использование композитных материалов и композитных труб на объектах нефтедобычи будет возрастать с каждым годом. Большая ценовая разница между композитной и стальной трубой обусловлена отсутствием дополнительных расходов на сварку и антикоррозийное покрытие. Применение смешанных технологических процессов в составе гибридных нанокомпозитов позволит улучшить эксплуатационные характеристики труб и продлить срок их службы.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Логинов Б.А., Виллемсон А.Л., Бузник В.М. Российские фторполимеры: история, технологии, перспективы. Москва, 2013. - 320 с.
2. Бузник В.М. Фторполимерные материалы: применение в нефтегазовом комплексе (Сер. «Академические чтения», вып.61) – М.: Изд-во «НЕФТЬ и ГАЗ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2009. – 31 с.
3. Ломовский О.И., Политов А.А., Дудина Д.В., Корчагин М.А., Бузник В.М. Механохимические методы получения композитных материалов металлокерамика - политетрафторэтилен // Химия в интересах устойчивого развития, 2004, № 12, с.619-626.
4. ГОСТ ISO 3183-2012 Трубы стальные для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности.

ПЛОЩАДНАЯ РАЗНИЦА ТЕРРИТОРИИ ИНЖЕНЕРНО-ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИЗЫСКАНИЙ И ТЕРРИТОРИЙ ОТДЕЛЬНЫХ ВИДОВ ИССЛЕДОВАНИЙ

Коровина А. Б., Седойкина А. С.

ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт нефтедобычи», блок проектно-изыскательских работ, управление инженерных изысканий, отдел экологических и гидрометеорологических изысканий, группа экологических изысканий, г. Самара, KorovinaAB@samnipi.rosneft.ru, SedoykinaAS@samnipi.rosneft.ru

Аннотация. В данной статье рассмотрена территория воздействия проектируемого объекта. Определение площади для различных видов исследования для определения неготовниого воздействия на окружающую среду и выявления объектов историко-культурного наследия.

Ключевые слова: инженерно экологические изыскания, радиационное обследование, археологическое обследование.

Инженерно-экологические изыскания выполняются для экологического обоснования намечаемой деятельности с целью предотвращения, минимизации или ликвидации негативных экологических и связанных с ними социальных, экономических и других последствий. Под экологическим обоснованием понимается совокупность доводов (доказательств) и научных прогнозов, позволяющих оценить экологическую опасность намечаемой хозяйственной и иной деятельности для экосистем (природных территориальных комплексов) и человека [3]. Неблагоприятные экологические последствия планируемой деятельности будут происходить в зоне воздействия сооружения. Нормативная документация по инженерно-экологическим изысканиям не определяет территорию, в пределах которой должны проводиться изыскания, не дает рекомендаций, как определять границу зоны воздействия и по каким критериям и компонентам природной среды следует выполнить прогноз возможных изменений.

В зависимости от компонента природной среды и специфики воздействия, зона влияния производственного объекта может существенно различаться. Размеры зоны в основном определяются лабильными [4] компонентами, такими как воздушные массы и водные потоки, являющимися переносчиками загрязняющих веществ. Дальность переноса зависит от концентрации загрязнений, скорости, и разбавляющей способности переносящего агента. За небольшой промежуток времени, в течение которого производятся инженерные изыскания инертные (минеральный субстрат и рельеф) и активные (биота) компоненты природно-территориальных комплексов [4] не имеют решающего значения в установлении зоны влияния.

Рассмотрим конкретный пример.

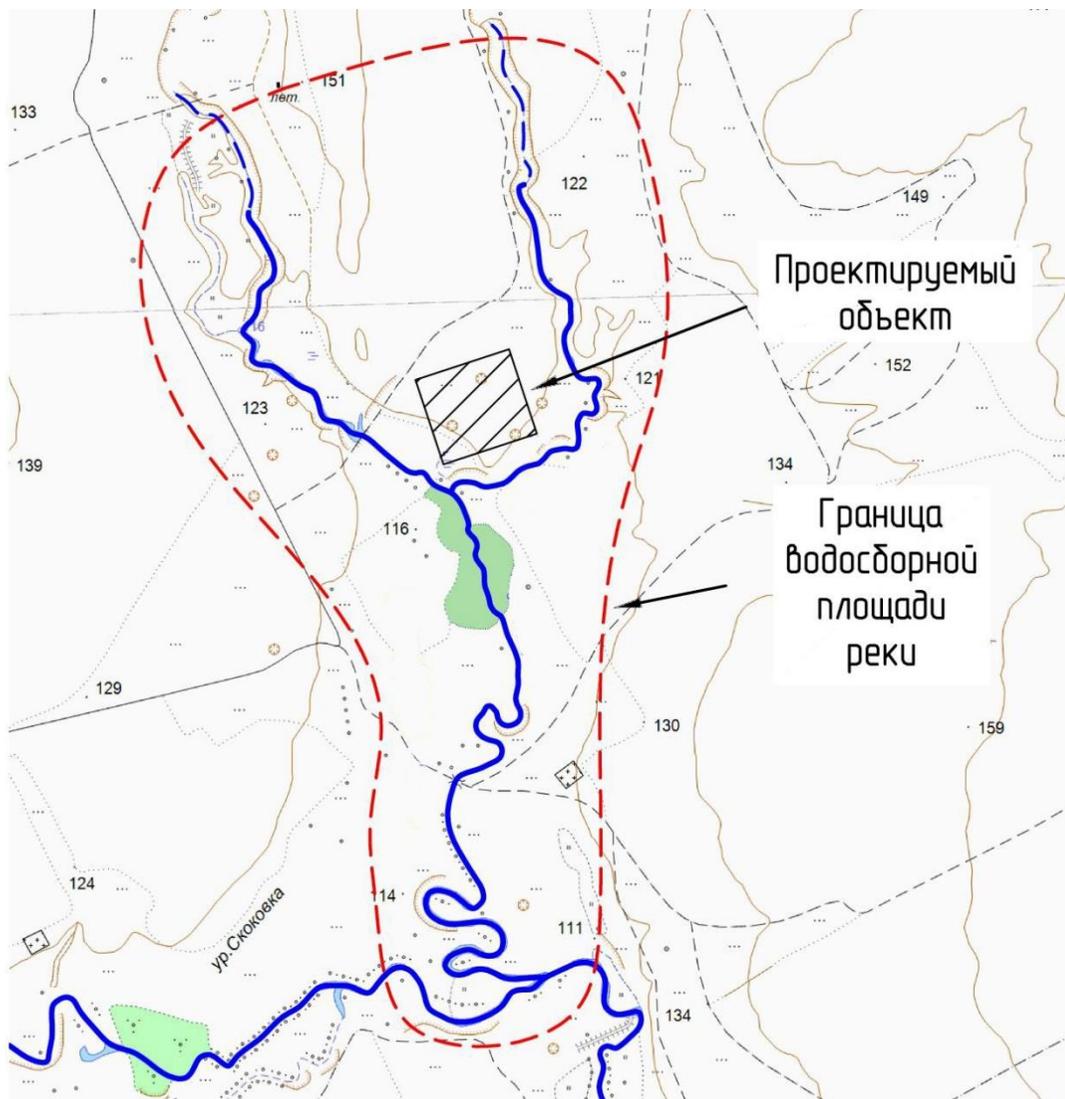


Рисунок 1. Территория инженерно-экологических изысканий

В данном случае предполагаемые воздействия проектируемого объекта на основные компоненты природной среды будут локализованы в пределах водосборного бассейна реки.

Воздействие проектируемого объекта на почвенный и растительный покров может происходить через атмосферный воздух, в следствии плоскостного смыва загрязнений со склона и в результате подтопления, и будет локализовано в пределах части водосборного бассейна. Грунтовые воды первого от поверхности водоносного горизонта на участке предполагаемого строительства могут разгружаться в виде родников или подрусловым стоком в основную реку бассейна и двигаться по уклону рельефа в сторону реки. Граница водораздела подземных вод часто совпадает с границей водораздела поверхностных вод, и потенциально загрязненные проектируемым объектом грунтовые воды, не пересекут границу водосборной площади реки.

Таким образом, природный комплекс в виде водосборного бассейна реки, в пределах которого планируется строительство объекта, следует считать территорией проведения инженерно-экологических изысканий.

Граница территории изысканий в целом может значительно отличаться от границ отдельных видов исследований. Так например помимо исследований отдельных компонентов природной среды (почва, воздух, вода), инженерно-экологические изыскания должны также включать в себя исследования и оценку радиационной обстановки [2].

Зачастую общая площадь радиационного обследования складывается из площадей отвода (временных и постоянных) земель для проектируемых сооружений согласно действующей нормативной документации [5]. Практика разработки и выдачи технических заданий на выполнение радиационного обследования предусматривает обследование всех проектируемых сооружений в пределах их землеотводов.

При проектировании эксплуатационной скважины во временное краткосрочное пользование на период бурения отводится земельный участок площадью 1,8 га¹ [5].

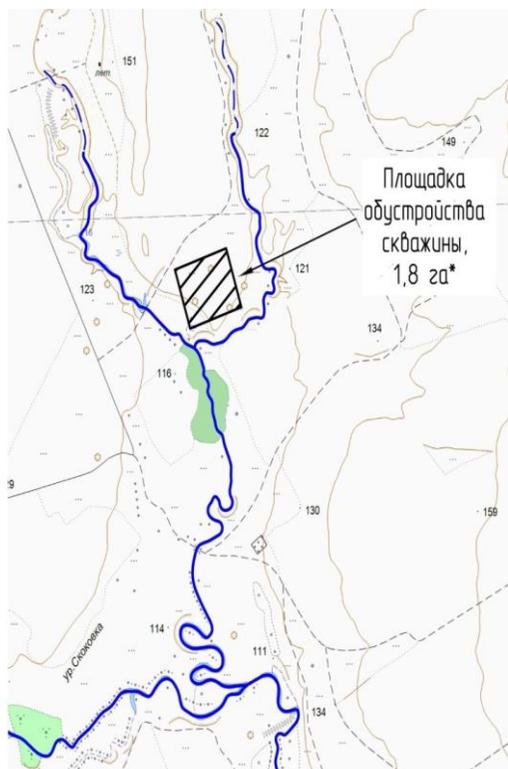


Рисунок 2. Площадка обустройства скважины

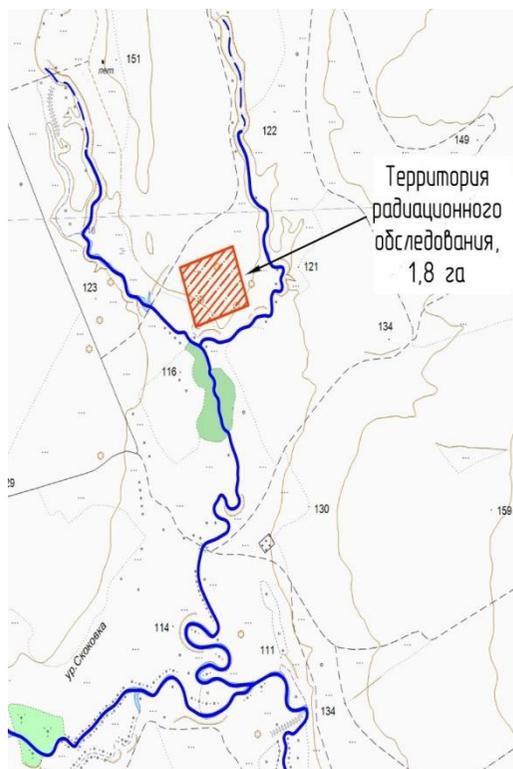
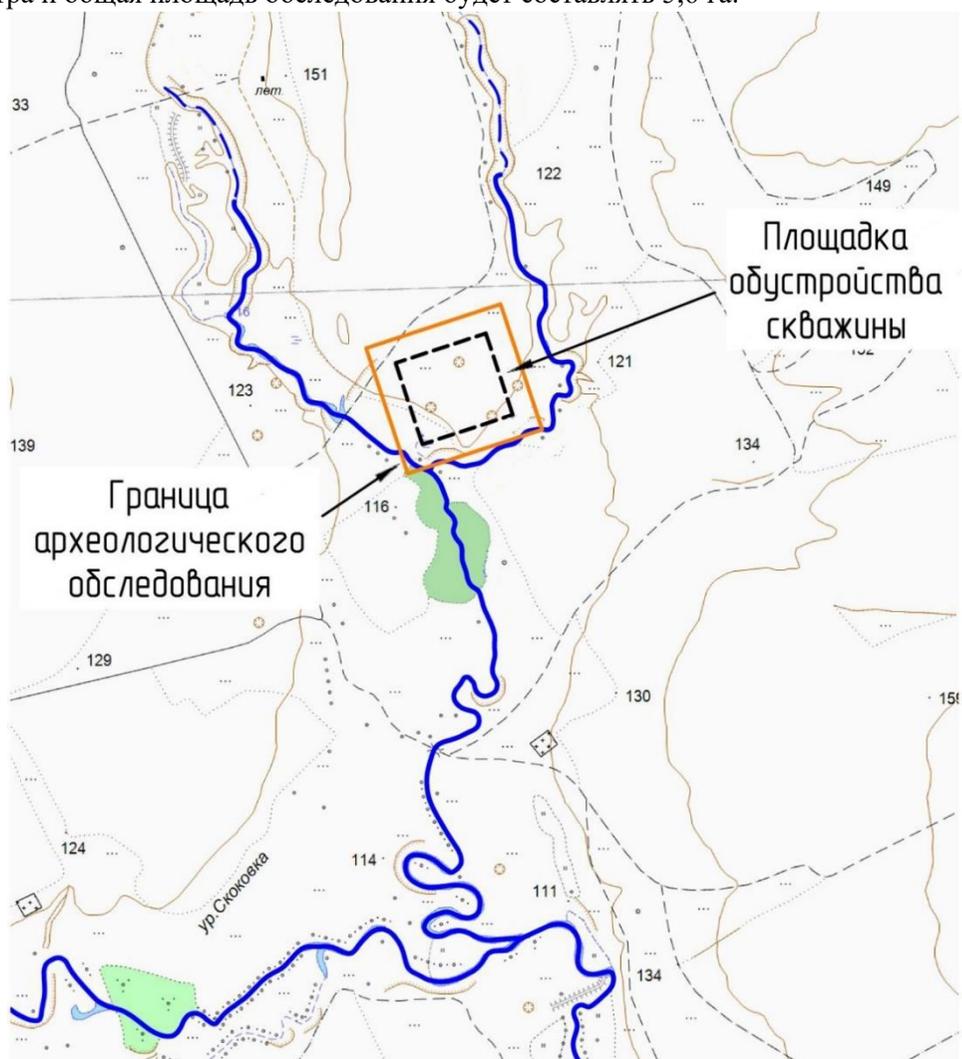


Рисунок 3. Территория радиационного обследования

Поскольку работы по бурению и обустройству будут производиться в пределах отводимой площадки, радиационное обследование целесообразно также производить в пределах отводимого участка (рис. 1, рис.2).

¹ При бурении буровыми установками с электрическим приводом, грузоподъемностью от 125 до 200 т. с вышкой высотой 41 м.

Помимо радиационных, инженерно-экологические изыскания также должны включать в себя обследование и оценку состояния памятников архитектуры, истории, культуры [1]. Для этого необходимо проведение полевого археологического обследования. Нормативными документами, регламентирующими данный вид работ, предусматривается полевое археологическое обследование участков землеотводов [6]. Исходя из практики разработки и выдачи технических заданий на выполнение археологических исследований, помимо обследования площадей землеотводов, в них также предусматривается осуществление дополнительного визуального осмотра, для выявления объектов культурного наследия (одиночных курганов, курганных могильников и т.д.), на расстоянии 50 метров от границ отводимой площадки по периметру. Таким образом, имея площадку под обустройство 1,8 га, к площади археологического обследования дополнительно добавляется 3,8 га визуального осмотра и общая площадь обследования будет составлять 5,6 га.



Отдельные виды исследований, производимые в рамках инженерно-экологических изысканий, могут быть реализованы на различных площадях, составляющих лишь часть общей территории изысканий.

По опыту прохождения экспертизы проектов стоит отметить, что локальные исследования, такие как радиационное или археологическое, должны производиться с учётом всех проектируемых сооружений. Обследованная площадь не должна быть меньше площади постоянных и временных отводов земель, если иное не предусмотрено нормативной документацией.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Инженерно-экологические изыскания для строительства : СП 11-102-97. - М. : Госстрой РФ, 1997.
2. Инженерные изыскания для строительства. Основные положения : СП 47.13330.2016. – М. : Министерство строительства и жилищно-коммунального хозяйства РФ, 2016.
3. Инструкция по экологическому обоснованию хозяйственной и иной деятельности. Утв. приказом Минприроды России от 29 декабря 1995 года № 539.
4. Пшеничников, Б.Ф., Пшеничникова, Н.Ф.. Ландшафтоведение : учебное пособие. – Владивосток : Изд-во ВГУЭС, 2012. – 244 с. 2012.
5. Нормы отвода земель для нефтяных и газовых скважин : СН 459-74. Утв. Госстроем СССР (Государственный комитет Совета Министров СССР по делам строительства), 1974.
6. Положение о порядке проведения археологических полевых работ и составления научной отчетной документации. Утв. постановлением Бюро Отделения историко-филологических наук Российской академии наук от «20» июня 2018 г. № 32.
7. Караваева Т.И., Тихонов В.П. Обоснование территории для проведения инженерно-экологических изысканий // Современные проблемы науки и образования. – 2012. – № 6.

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ ОБЪЕКТОВ ДОБЫЧИ НЕФТИ

М.И. Родионова, Каргин Б.В.

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

Аннотация. В статье освещается роль информационных технологий в повышении эффективности проектного производства, рассматриваются примеры программного обеспечения.

Ключевые слова: информационные технологии, проектное производство, программное обеспечение, Aspen HYSYS, PIPESIM.

По итогам совещания в Минэнерго России по цифровой трансформации нефтегазовой отрасли заместитель министра энергетики Павел Сорокин отметил, что расширение использования информационных технологий принесёт «значительный мультипликативный эффект» для российской экономики. Речь идет о 700 млрд рублей

в год — это снижение затрат на разведку и добычу на 10–15%, сроков ввода объектов — на 40%».

Поиск методов повышения эффективности проектного производства является одним из приоритетных направлений для снижения сроков ввода объектов. Соответственно, актуальной является задача развития технологии процесса проектирования путем привлечения новых информационных технологий.

Внедрение новых информационных технологий в проектирование позволит:

- повысить техническое качество проектов;
- применить новые технические решения;
- сократить сроки проектирования;
- эффективнее реагировать на выдвигаемые заказчиком требования;
- оперативные и качественнее выполнять необходимые изменения и корректировку проектов;
 - выдавать заказчику проектно-сметную документацию в современных цифровых форматах;
 - насыщать проектную документацию дополнительной, атрибутивной, информацией, используемой, в дальнейшем, в строительстве и эксплуатации;
 - повысить эффективность управления проектированием.

Успешное решение вышеперечисленных задач основывается на широком применении средств вычислительной техники, оснащенной современным программным обеспечением.

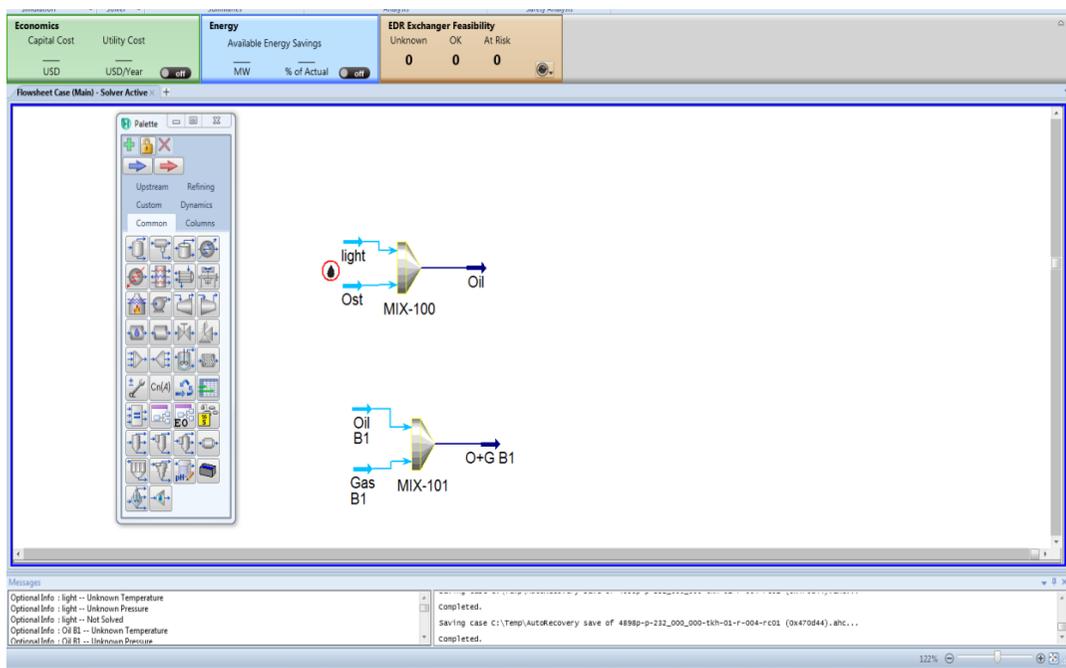
Рассмотрим пример применения ПО в процессе разработки технологической части проекта добычи нефти.

Для определения физико-химических свойств и составов нефти, попутного газа и воды необходимо смоделировать химический процесс извлечения нефтяной эмульсии из пласта, при котором параметры внешней среды (давление, температура) меняются. Для этого используется Aspen HYSYS.

Aspen HYSYS представляет собой программный пакет, предназначенный для моделирования в стационарном режиме, проектирования химико-технологических производств, контроля производительности оборудования, оптимизации и бизнес-планирования в области добычи и переработки углеводородов и нефтехимии.

Программный пакет HYSYS построен на основе надёжных и проверенных методов расчёта технологических процессов.

HYSYS объединяет в себе удобный интерфейс и мощные средства для инженерных расчётов, что позволяет инженерам использовать программный пакет с максимальной эффективностью и с помощью него получать дополнительные знания о технологических процессах.



Наиболее серьезные производственные риски связаны с транспортировкой нефти. При одновременном течении в скважине или трубопроводе нефти, воды и газа, они потенциально возрастают. Проблемы могут быть связаны с неустойчивостью течения, осаждением твердых компонентов, которые потенциально способны блокировать течение, эрозией и коррозией, являющихся причиной разрушения трубопровода.

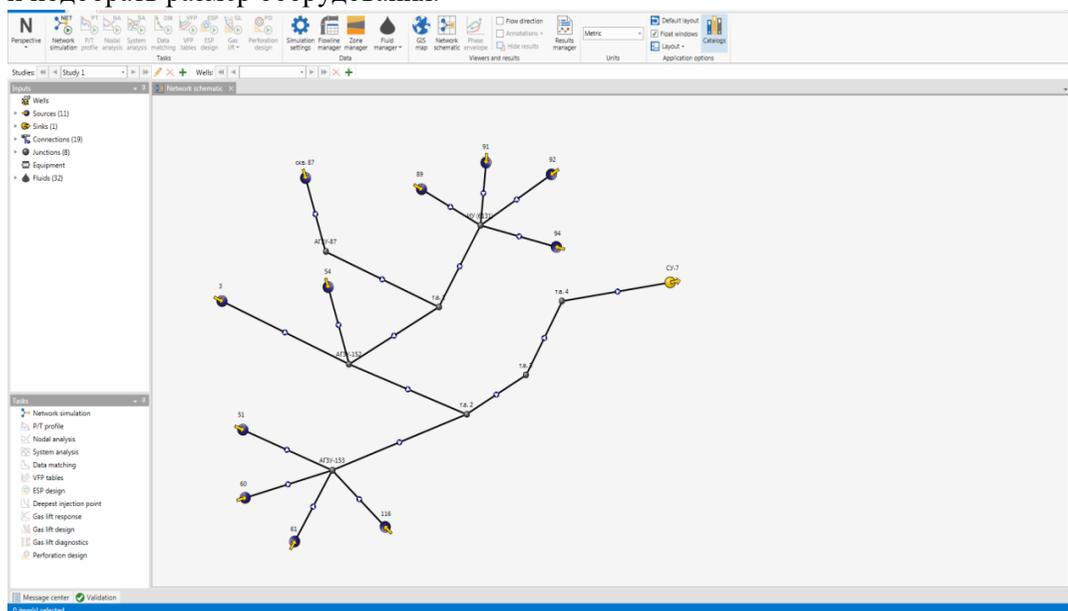
PIPESIM предлагает самый полный в отрасли набор рабочих процессов для моделирования установившегося течения, как при проектировании систем клиентского уровня, так и производственных операций. PIPESIM часто применяется для выявления ситуаций, которые в дальнейшем требуют более детального подхода к моделированию неустановившегося течения, используя OLGA. К таким случаям можно отнести остановку/запуск скважин, вывод скважин на режим, удаление гидратов, очистку скважин и трубопроводов. Совместно PIPESIM и OLGA предлагают наиболее комплексное решение задач моделирования при изучении систем мультифазного потока.

PIPESIM позволяет:

- Проектировать, оптимизировать трубопроводы и такое оборудование, как насосы, компрессоры, мультифазные бустеры с целью увеличения добычи и снижения капиталовложений
 - Разработать стратегии предотвращения рисков для работающей системы
 - Точно моделировать многофазные потоки, теплообмен и поведение жидкости
- для обеспечения надежной доставки жидкости до пункта назначения

PIPESIM позволяет выбрать оборудование различного типа для определения его влияния на конструкцию всей системы. При проектировании систем в PIPESIM могут быть использованы сложные анализы чувствительности с изменением

ключевых параметров расчёта. Это позволяет оптимально рассчитать трубопроводы и подобрать размер оборудования.



Информационные технологии коренным образом меняют технологию проектирования и роль проектировщиков. Из техников, чертежников, расчетчиков, выполнявших работу на кульмане, они превращаются в инженеров-конструкторов, полностью моделирующих с помощью компьютера условия строительства, объект проектирования и процессы, происходящие в нем. Успех работы проектного института в настоящее время определяется не только научным потенциалом, инженерными кадрами, но и способностью эффективно использовать новые информационные технологии. Для сохранения конкурентоспособности проектные институты должны постоянно обновлять технологию проектирования. Она должна всегда соответствовать быстро меняющимся условиям, технологическим аспектам объектов проектирования при постоянном росте уровня компьютеризации.

В цифровом исследовании нефтегазовых тенденций выделили пять трендов, которые окажут наиболее сильное влияние на нефтегазовую отрасль в ближайшие годы. Среди них использование технологий DARQ, технологическая идентичность, усиление профессиональных навыков сотрудников новыми технологическими решениями, управление рисками кибербезопасности и готовность работать в «мгновенном рынке».

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Коршак А.А., Шаммазов А.М. Основы нефтегазового дела. Учебник для ВУЗов: Уфа.: ООО "ДизайнПолиграфСервис", 2001 - 544 с.
2. Мариненков Д.В. Пальянов П.А. Информационные технологии в проектном производстве // Нефтяное хозяйство. 2003. №10. С.41-43.
3. Мариненков Д.В. Качественная оценка активности проектировщиков в развитой информационной среде // Нефтяное хозяйство. 2005. №5. С.118— 120.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЧЕРНОЗЕМОВ ОБЫКНОВЕННЫХ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ В УСЛОВИЯХ ИСКУССТВЕННЫХ БАРЬЕРОВ

Сидоренко С.А.

*ООО «СамараНипинефть» г. Самара Россия,
SidorenkoSA@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В статье приведены результаты химического анализа почв действующей производственной площадки по результатам отбора проб, содержание нитратов, бенз(а)пирена, тяжелых металлов и нефтепродуктов в почвах, приведен расчет суммарного коэффициента химического загрязнения почвы (Zc) при сравнении с фоновой концентрацией, обозначена проблема изученной территории.

Ключевые слова: физико-химические свойства, почва, почвенный покров, гумус, тяжелые металлы в почвах.

Реализация международных экологических стандартов на территории РФ, приоритетная задач добывающих предприятий нефтегазодобывающей отрасли, соответствие стандартам дает основание для заключения договоров на поставку продукции потребителям Европы, как готовой продукции, так и первичного сырья.

Реализации соответствия экологическим стандартам связана с уменьшение и последующем исключение техногенных факторов влияющих на деградацию почв, как в текущей, так и долгосрочной перспективе, особенно после окончания работ на отведенной территории региона нефтегазодобычи.

Согласно геоботаническому районированию территория исследования относится к Евгенинско-Заволжской степной подпровинции Заволжско-Казахстанской степной провинции Причерноморско-Казахстанской подобласти Евразийской степной области.

Более узкое разделение данной территории относить исследуемую часть Общего Сырта к Иргизско-Самарскому флористическому району.

Данная территория относится к подзоне северной степи. Растительность здесь представлена главным образом разнотравно-дерновиннозлаковыми степями, которые сохранились отдельными фрагментами (преимущественно разнотравно-типчакowo-ковыльные) сообщества, развитые в полосе черноземов обыкновенных.

Естественная лесная растительность представлена преимущественно пойменными тополевыми. В подлеске отмечены калина красная, бересклет бородавчатый, терн колючий, шиповник коричный, чилига и др. Лесополосы представлены кленом ясенелистным и вязом мелколистным.

По природно-сельскохозяйственному районированию страны исследуемая территория относится к Заволжской провинции степной зоны характеризующаяся недостаточным увлажнением и широким распространением черноземов.

В районе производства работ преобладающим подтипом почв является чернозем обыкновенный.

В ходе почвообразовательного процесса под влиянием континентального климата, растительности, своеобразных почвообразующих пород и ландшафтных особенностей на территории исследования сформировались черноземы

обыкновенные, а также смытые и намывные почвы оврагов и балок. Почвообразующими породами для них послужили делювиальные карбонатные глинистые и тяжелосуглинистые отложения.

На территории исследования сформировал род черноземов обыкновенных обычных.

Обычные – выделяются во всех подтипах; развиты на достаточно однородных по сложению мелкоземистых и умеренно карбонатных материнских породах – легкоголинистых, суглинистых, пылевато-супесчаных; морфологические признаки и свойства соответствуют основным характеристикам подтипа. В полном наименовании чернозема название рода опускается

Среди черноземов обыкновенных на исследуемой территории встречаются:

по содержанию гумуса – малогумусные (4-6 %), среднегумусные (6-9 %);

по мощности гумусового горизонта – маломощные (20-40 см);

механический состав преимущественно тяжелосуглинистый (40-50 %), легкоголинистый (50-65 %).

по степени эродированности – несмытые, слабосмытые.

Физико-химические характеристики почвы на территории исследования представлены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические свойства основных подтипов почвы на территории исследования

Название подтипа	Название рода	Гумус, %	Мощность гумусового горизонта, см	Физическая глина, %	pH, ед
Чернозем обыкновенный	Обычные	6-9	30-40	40-80	6,9-7,1

Мощность гумусового горизонта (А+АВ) у маломощных разновидностей не превышает 38 см, у слабоэродированных черноземов – 33 см.

По мере нарастания смытости в обыкновенных черноземах уменьшаются содержание и запасы гумуса, азота и поглощенных оснований.

Содержание гумуса колеблется от 3,04 % у среднесмытых до 8,1 % у черноземов незэродированных среднемощных. Распределение гумуса по профилю характеризуется постепенным убыванием с глубиной в пределах верхних горизонтов А и АВ, а затем более быстрым спадом в зависимости от гранулометрического состава (чем последний тяжелее, тем быстрее идет спад), степени перерытости и других местных особенностей формирования профиля. Суммарные запасы гумуса в верхнем полуметровом слое составляют 265-282, в метровом – 320-397 т/га. В эродированных вариантах запасы гумуса меньше на 15-35 %, в зависимости от степени эродированности. Запасам гумуса соответствуют валовые количества азота и фосфора. Отношение С : N преобладает в интервале 10-11, а иногда расширяется до 11-13, что более свойственно разновидности облегченного гранулометрического состава.

Реакция почв в верхних горизонтах обычных черноземов близка к нейтральной (рН 6,9-7,1). Обыкновенные черноземы характеризуются достаточно высокой

обменно-поглощительной способностью, что тесно связано с аккумуляцией гумуса. Сумма поглощенных оснований в пахотном горизонте колеблется от 27,6 среднесмытых черноземов до 48,7 мг-экв на 100 г почвы у неэродированных среднегумусных среднемошных черноземов. Среди обменных оснований преобладает кальций – 22,4-35,4 мг-экв на 100 г почвы, что способствует устойчивости поглощающего комплекса и прочности структурных агрегатов. Сумма оснований характеризует общую возможность поглощения ионов и их обмена, буферную способность почв противостоять «стрессовым ситуациям» (резкому изменению реакции среды, засолению, осолонцеванию, нейтрализации влияния тяжелых металлов при загрязнении).

Представленные сведения о сложившемся почвенном покрове характерны для территории, окружающей промышленные площадки, охватывая, в том числе и санитарно-защитную зону предприятия.

Представленные сведения о сложившемся почвенном покрове характерны для территории, окружающей промышленные площадки, охватывая, в том числе и санитарно-защитную зону предприятия. Непосредственные участки исследования расположены на спланированных территориях. Коренной почвенный покров на данной территории преобразован. Верхний слой представлен насыпными грунтами.

На территории исследования проведено полевое почвенное исследование с отбором проб из верхнего насыпного слоя грунта на агрохимические показатели. Результаты исследования представлены таблице 2.

Таблица 2. Результаты химического анализа почвенного покрова по результатам отбора проб из различных почвенных горизонтов

№п/п	рН, ед	Гумус, %	Обменный Na, %	Сумма токсичных солей, %	Сухой остаток, %	Физическая глина, %
участка	8,00	0,37	Менее 0,1	Менее 0,05	0,124	41,2

Данный насыпной слой не соответствует требованиям ГОСТ 17.5.3.06-85, предъявляемым к плодородному слою по содержанию гумуса, плодородный слой почвы отсутствует, почва не пригодна для рекультивации.

В августе 2019 года на территории исследуемого участка проведено экологическое исследование почв. Пробы почв отбирались из верхнего пахотного (0-30 см) горизонта методом «конверта» в соответствии с требованиями ГОСТ 17.4.3.01-2017 [22], ГОСТ 17.4.4.02-2017 [24], ГОСТ 28168-89

По результатам разовых лабораторных исследований реакция среды почвенного раствора в образцах щелочная (рН – 8,0).

Количественные показатели содержания бенз(а)пирена, нитратов и сернистых соединений в почвенных образцах находятся в пределах ПДК (таблица 3).

Содержание нефтепродуктов в почвогрунте (для горизонта 0-30 см) во всех пробах не превышает фоновые значения для почв области (50 мг/кг).

Таблица 3 - Количественные характеристики химических показателей почвы

№ пробы	Место отбора	Нефтепродукты, мг/кг	Бенз(а)пирен, мг/кг	Нитраты, мг/кг
ПДК, мг/кг		Фон области 50	0,02	130
1	участка	<50	<0,005	6,40

По альтернативному методу оценки содержания нефтепродуктов (таблица 4 Письма МПР РФ №04-25, Роскомзема №61-5678 от 27.12.93) уровень загрязнения почвогрунта нефтепродуктами в всех пробах не превышает 1000 мг/кг, что соответствует 1 допустимому уровню загрязнения.

Таблица 4. Содержание тяжелых металлов в почвах

№ пробы	Местоположение точки отбора пробы	рН	Валовое содержание						
			Кадмий, мг/кг	Свинец, мг/кг	Цинк, мг/кг	Медь, мг/кг	Никель, мг/кг	Мышьяк, мг/кг	Ртуть, мг/кг
	ОДК	-	1,0	65	110	66	40	5,0	-
	рН<5,5		2,0	130	220	132	80	10	
	рН>5,5								
	ПДК, мг/кг	-	-	32	-	-	-	2,0	2,1
1	участка	7,25	0,197	8,89	53,98	13,54	43,67	1,10	0,0161

Концентрация тяжелых металлов и мышьяка в почвах не превышает нормативно установленные значения (ПДК/ОДК).

Кроме этого проведен дополнительный химический анализ почв на содержание полихлорированных бифенилов и пестицидов. Результаты анализа представлены ниже.

Суммарный коэффициент химического загрязнения почвы зависит от уровня фоновых значений для региона, а также фактически полученных концентраций.

Расчет суммарного коэффициента загрязнения почвы приведен в таблице 5.

Суммарный коэффициент химического загрязнения зависит, в первую очередь, от уровня фоновых значений для региона. Зс во всех пробах менее 16, что соответствует допустимой степени химического загрязнения (Приложение 1 СанПиН 2.1.7.1287-03). Согласно таблице 3 СанПиН 2.1.7.1287-03 использование почвогрунта с допустимой степенью загрязнения возможно без ограничений, исключая объекты повышенного риска.

Таблица 5. Расчет суммарного коэффициента химического загрязнения почвы (Zc) при сравнении с фоновой концентрацией

№ пробы	Коэффициент концентрации загрязнителя $K_c = C_i / C_{fi}$								Суммарный коэффициент загрязнения
	Кадмий	Свинец	Цинк	Медь	Никель	Мышьяк	Ртуть	Нефтепродукты	
1	0,66	0,89	0,88	0,59	1,04*	0,20	0,08	1,00	1,04
Фон области **	0,3	10	61	23	42			50	
Фон РФ						5,6	0,2		

*-Коэффициенты концентраций, участвующие в расчете Zc (превышающие 1, а следовательно фон)
 **-фоновые значения взяты из ежегодника Загрязнение почв Российской Федерации токсикантами промышленного происхождения в 2015 году

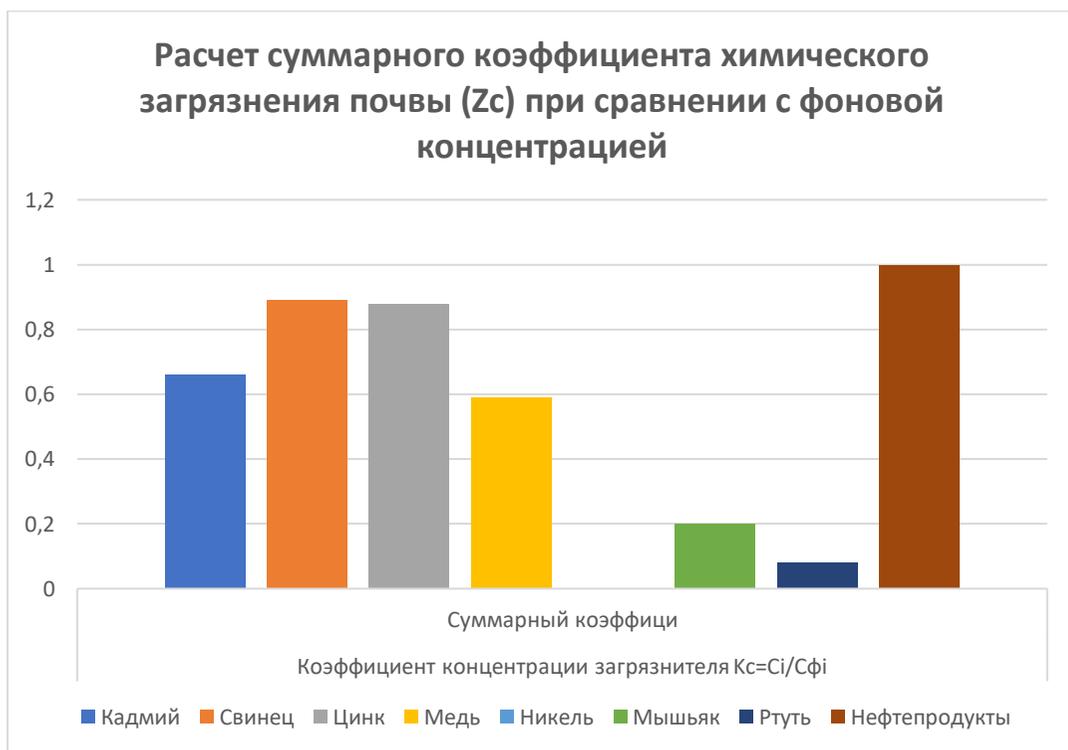


Рисунок 1. Суммарный коэффициент химического загрязнения почвы (Zc) при сравнении с фоновой концентрацией в 2019г.

Также на исследуемой территории в августе 2021 года проводился отбор проб почвы.

По результатам разовых лабораторных исследований реакция среды почвенного раствора в образцах щелочная (рН – 8,1-8,2).

Количественные показатели содержания бенз(а)пирена, нитратов и сернистых соединений в почвенных образцах находятся в пределах ПДК (таблица 6).

Таблица 6. Количественные характеристики химических показателей почвы

№ пробы	Место отбора	Нефтепродукты, мг/кг	Бенз(а)пирен, мг/кг	Нитраты, мг/кг
ПДК, мг/кг		Фон области 50	0,02	130
1	(вблизи тех амбара)	254	<0,005	10,5
2	(около скв №3)	310	<0,005	12,3
3	(скв №3)	236	<0,005	12,5

Содержание нефтепродуктов в почвогрунте (для горизонта 0-30 см) во всех пробах превышает фоновые значения для почв области (50 мг/кг) в первой пробе 5,08ПДК, во второй 6,2ПДК, в третьей наблюдается наименьшее превышение из представленных 4,72ПДК.

По альтернативному методу оценки содержания нефтепродуктов (таблица 4 Письма МПР РФ №04-25, Роскомзема №61-5678 от 27.12.93) уровень загрязнения почвогрунта нефтепродуктами в всех пробах не превышает 1000 мг/кг, что соответствует 1 допустимому уровню загрязнения.

Таблица 7. Содержание тяжелых металлов в почвах

№ пробы	Местоположение точки отбора пробы	рН	Валовое содержание						
			Кадмий, мг/кг	Свинец, мг/кг	Цинк, мг/кг	Медь, мг/кг	Никель, мг/кг	Мышьяк, мг/кг	Ртуть, мг/кг
	ОДК		1,0	65	110	66	40	5,0	
	рН<5,5	-	2,0	130	220	132	80	10	-
	рН>5,5								
	ПДК, мг/кг	-	-	32	-	-	-	2,0	2,1
1	(вблизи тех амбара)	8,1	<0,10	22	128	39	83	6	<0,02
2	(около скв №3)	8,1	<0,10	16	75	26	84	7	<0,02
3	(скв №3)	8,2	<0,10	21	103	34	82	6	<0,02

Наблюдается превышение нормативно установленных значения по свинцу и мышьяку, остальные показатели не превышения отсутствуют.

Суммарный коэффициент химического загрязнения почвы зависит от уровня фоновых значений для региона, а также фактически полученных концентраций.

Расчет суммарного коэффициента загрязнения почвы приведен в таблице 8.

Таблица 8. Расчет суммарного коэффициента химического загрязнения почвы (Z_c) при сравнении с фоновой концентрацией

№ пробы	Коэффициент концентрации загрязнителя $K_c = C_i / C_{fi}$								Суммарный коэффициент загрязнения
	Кадмий	Свинец	Цинк	Медь	Никель	Мышьяк	Ртуть	Нефтепродукты	
1	0,33	2,2*	2,09*	1,69*	1,97*	1,07*	0,1	5,08*	7,13
2	0,33	1,6*	1,22*	1,13*	2*	1,25*	0,1	6,2*	8,4
3	0,33	2,1*	1,68*	1,47*	1,95*	1,07*	0,1	4,72*	7,92
Фон области**	0,3	10	61	23	42			50	
Фон РФ						5,6	0,2		
<p>*-Коэффициенты концентраций, участвующие в расчете Z_c (превышающие 1, а следовательно фон) **-фоновые значения взяты из ежегодника Загрязнение почв Российской Федерации токсикантами промышленного происхождения в 2015 году</p>									

Суммарный коэффициент химического загрязнения зависит, в первую очередь, от уровня фоновых значений для региона. Z_c во всех пробах менее 16, что соответствует допустимой степени химического загрязнения (Приложение 1 СанПиН 2.1.7.1287-03). Согласно таблице 3 СанПиН 2.1.7.1287-03 использование почвогрунта с допустимой степенью загрязнения возможно без ограничений, исключая объекты повышенного риска.

Параллельно с отбором проб из шурфов, проведено бурение 5 скважины, обследовано интервалы залегания ликвидированного шламового амбара. Бурение сопровождалось отбором проб не разрушенной структуры. Подземные воды при исследовании вскрыты всеми скважинами на глубине 6,3 – 9,1 м, установившийся уровень 5,0 – 5,6 м. Техногенный (насыпной) слой (tQIV), мощностью 1,2 – 3,2 м. Представлен отвалами и свалками глинистых грунтов с включением строительного мусора, местами с примесью чернозема, пропитан нефтепродуктами, вскрытая мощность слоя 1,2 – 3,2 м. Вскрыт всеми скважинами. Оценены визуально и данными лабораторных работ. Ниже 3,2м следов углеводородов не найдено.

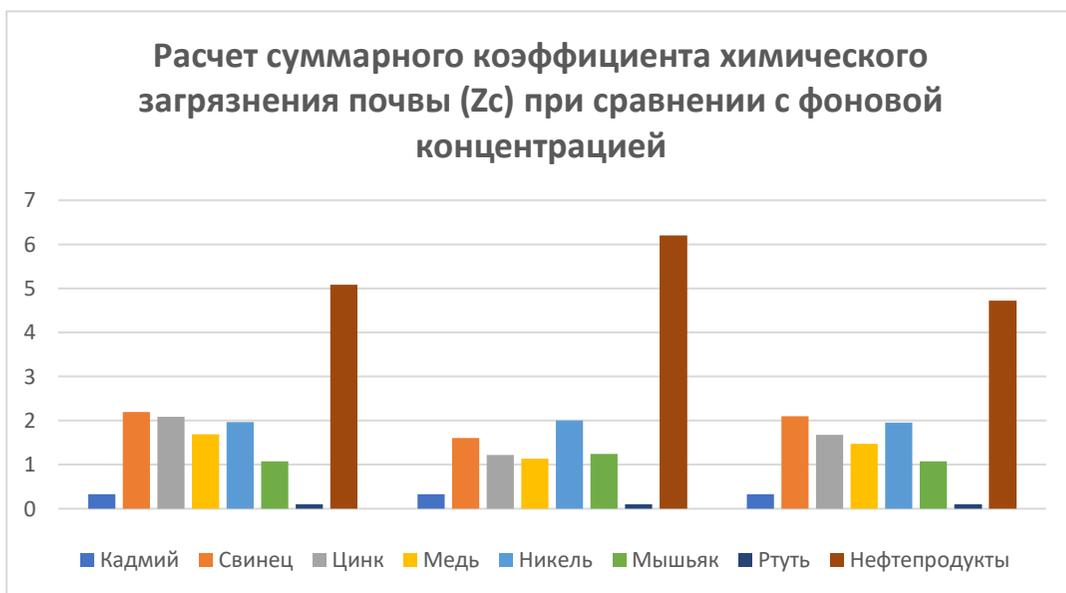


Рисунок 2 Суммарный коэффициент химического загрязнения почвы (Zc) при сравнении с фоновой концентрацией в 2021г.

Проведенные исследования показали, рост загрязнена грунта кадмием, медью, цинком, также есть превышение по нефтепродуктам. Рекогносцировочное обследование не показало загрязнений на поверхности почвы, следовательно, загрязнение после ликвидации амбара верхнего горизонта продолжается. Участок исследования находится на открытом пространстве и защиты от атмосферных осадков нет, превышение свинца и никеля связано с ближайшей автодорогой, цинк, медь и никель с ближайшей пашней, нефтепродукты превышены в связи с тем, что отбор производился на промышленной площадке, также превышение выше перечисленных показателей связано с промышленными выбросами самого предприятия. По полученным данным исследования, искусственные барьеры являются причиной накопления загрязнений и препятствуют естественному восстановлению территории.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Деградация и охрана почв: монография / Под общей ред. Акад. РАН Г.В. Добровольского. М.: Изд-во МГУ, 2002, 654 с.

Демиденко А.Я., Демурджан В.М., Шеянова А.Д. Изучение питательного режима почв, загрязненных нефтью // Агрохимия, 1983. № 9. С. – 100–103.

35. Дугов Ю.С., Родин А.А. Экологические анализы при разливах нефти и нефтепродуктов. СПб: «Анатолия», 2000, 250 с.

Вильямс В. Р. Почвоведение. Избранные сочинения. — М.: Юрайт, 2020. — 345 с.

ГОСТ 17.5.1.03-86 «Охрана природы. Земли Классификация вскрышных и вмещающих пород для биологической рекультивации земель»;

ГОСТ 17.5.3.06-85 «Охрана природы. Земли. Требования к определению норм снятия плодородного слоя почвы при производстве земляных работ»;

ГОСТ Р 59060-2020 «Охрана окружающей среды. Земли, ГОСТ Р 59057-2020 Охрана окружающей среды. Земли. Общие требования к рекультивации земель»;

ГОСТ Р 57446-2017 «Рекультивация нарушенных земель и земельных участков. Восстановление биологического разнообразия»;

ГОСТ 17.4.4.02-2017 «Охрана природы. Почвы. Методы отбора и подготовки проб для химического, бактериологического, гельминтологического анализа».

Глинка К. Д. Почвоведение. — М.: Юрайт, 2019. — 722 с.

Ежегодник. Загрязнение почв Российской Федерации токсикантами промышленного происхождения в 2018 году. – Обнинск: ФГБУ «НПО «Гайфун». - 2019

РАБОТЫ АРХЕОЛОГИЧЕСКОГО ОТРЯДА ООО «САМАРАНИПИНЕФТЬ» НА ТЕРРИТОРИИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Андреев К.М., Андреева О.В., Сомов А.В.

***ООО «Самарский научно-исследовательский и проектный институт
нефтедобычи», Россия, г. Самара, AndreevKM@samnipi.rosneft.ru,
AndreevaOV@samnipi.rosneft.ru, SomovAV@samnipi.rosneft.ru***

В мае-ноябре 2021 года археологическим отрядом ООО «СамараНИПИнефть» под руководством К.М. Андреева и О.В. Андреевой было проведено обследование 136 земляных участка на территории Самарской области, отводимых под хозяйственное освоение АО «Самаранефтегаз». В результате проведенных изысканий было выявлено 7 новых объекта археологического наследия и осуществлены работы по их сохранению. Также были осмотрены ранее выявленные объекты археологического наследия: одиночные курганы Благодаровка II и Калмыковка I; курганные могильники Воронцовский II, Домашка I, Красносамарский V, Черновка XI и Моховое I.

Селище Большая Чесноковка II и Большая Чесноковка III располагаются в 1 км к востоку от с. Большая Чесноковка в Сергиевском районе на первой надпойменной террасе правого берега р. Сок. На территории памятников в общей сложности заложено 20 шурфов из которых в пяти выявлен археологический материал. Мощность культурных напластований составляет от 40 до 80 см. В рекогносцировочных шурфах обнаружено в общей сложности 16 фрагментов костей животных, 35 фрагментов лепной керамики и один бронзовый нож, которые можно отнести к срубной культуре (первая половина II тыс. до н.э.) позднего бронзового века.

Селище Большая Раковка III располагается на СВ окраине с. Большая Раковка в Красноярском районе на первой надпойменной террасе р. Сок. На территории памятника заложено 10 шурфов, из которых в четырех выявлено наличие культурного слоя. В рекогносцировочных шурфах обнаружено 50 фрагментов костей животных и 11 фрагментов лепной керамики. Данный памятник можно отнести к срубной культуре.

Селище Лебяжинка VIII находится в 2 км к ВЮВ от п. Лебяжинка на первой надпойменной террасе южного берега о. Лебяжье в Красноярском районе. На территории памятника заложено 23 шурфа, из которых в одиннадцати выявлен археологический материал. Мощность культурных напластований составляет 60-100

см. В рекогносцировочных шурфах обнаружено 313 фрагментов костей животных и 61 фрагмент лепной керамики, которые относятся к срубной культуре.

Курганный могильник Кабановка I располагается в 1,8 км к СЗ от с. Кабановка на второй надпойменной террасе левого берега р. Козловка в Сергиевском районе. Могильник состоит из 3 курганов, которые образуют неровную линию по направлению ЮЗ-СВ. Насыпи курганов округлой в плане формы, высотой до 0,4 м, диаметром 16-24 м.

Курганный могильник Елшанка II находится в 1,6 км к западу от с. Елшанка в правобережье поймы р. Сок в Сергиевском районе. Могильник состоит из 5 курганов располагающиеся неровными цепочки ориентированную по линии ЮЗ-СВ (Курганы 1-3) и ЮЮВ-ССЗ (Курганы 3-5), образующие Т-образную форму. Насыпи округлой в плане формы, диаметром от 20 до 32 м и высотой 0,3-0,9 м.

Курганный могильник Любичский I располагается в 6,6 км к СВ от п. Любичский на второй надпойменной террасе правого берега р. Большая Вязовка в Красноармейском районе Самарской области. Могильник состоит из 2 курганов ориентированные по линии СЗ-ЮВ. Курган 1 (округлой в плане формы, диаметр кургана - 40 м, высота – 1,6 м.) располагается в лесополосе и на вершине которого был установлен триангуляционный пункт, также данный курган имеет следы потревоженности. Насыпь Кургана 2 (округлой в плане формы диаметром 20 м, высота – 0,2 м) не имеет следов разграбления, потревоженности и активной деятельности землероев.

Также был осуществлен осмотр ранее выявленного *курганного могильника Моховое I*, который находится на первой надпойменной террасе правого берега р. Самара. В результате проведенных работ была выявлена еще одна курганная насыпь (Курган 6). Могильник состоит из 6 курганов (диаметр – 22-64 м; высота – 0,2-3,2 м), образующие ромб, ориентированный длинной стороной по линии ВЮВ-ЗСЗ.

Таким образом проведенные археологические работы предотвратили разрушение описанных объектов культурного наследия. Результаты археологического обследования были учтены ООО «СамараНИПИнефть» и АО «Самаранефтегаз», проведена своевременная корректировка проектов и непосредственной угрозы сохранности памятникам археологии строительномонтажные работы не несут.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

Васильев И.Б. Срубная культура лесостепного Поволжья и Приуралья // 40 лет Средневолжской археологической экспедиции. – Самара: Офорт, 2010. – С. 64–86.

Васильев И.Б., Кузьмина О.В., Семенова А.П. Периодизация памятников срубной культуры лесостепного Поволжья // Срубная культурно-историческая общность (проблемы формирования и периодизации). – Куйбышев: Изд-во Куйбышев. гос. пед. ин-та, 1985. – С. 60–94.

Седова М.С. Поселения срубной культуры // История Самарского Поволжья с древнейших времен до наших дней. Бронзовый век. Самара: Изд-во СамНЦ РАН, 2000. С.209-240.

КОМБИНИРОВАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ И ТЕПЛА

Горнов Д.А., Куреев И.И., Пчела К.В.

*ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия,
snipioil@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. В работе представлено описание комбинированного метода термополимерного воздействия на продуктивный пласт с высоковязкой нефтью. Описаны механизмы действия закачиваемых реагентов, преимущества комбинирования методов воздействия. Указаны параметры термополимерного воздействия на пласт.

Ключевые слова: повышение нефтеотдачи пластов, полимерное заводнение, комбинированная технология, термическое воздействие

Abstract

The paper describes the combined method thermopolymer impact on reservoir with heavy oil. The mechanisms of action of the injected reagents, the advantages of combining methods of stimulating the formation are described. The parameters of thermopolymer stimulation on the formation are indicated.

Keywords: enhanced oil recovery, polymer flooding, combined technology, thermal impact

Комбинированные методы термического воздействия на продуктивные пласты это высокоэффективные современные технологии которые позволяют существенно повысить конечный коэффициент извлечения нефти (КИН). Такие методы существуют в различных вариантах: закачка пара и растворителя, закачка потокоотклоняющих систем с последующей закачкой пара и т.д. [1,4,5].

Термополимерное воздействие (ТПВ).

Комбинированный метод ТПВ создавался преимущественно для залежей высоковязкой нефти с трещиновато-поровым коллектором. Основной эффект достигался за счёт увеличения как охвата пласта воздействием, так и коэффициента вытеснения. Помимо этого за счёт нагнетания вытесняющего агента, вязкость которого увеличивается уже в пласте, сокращаются энергозатраты на закачку. Промышленное использование метода проводилось с 1976г., основной объект исследований - черепетский горизонт Мишкинского нефтяного месторождения (Удмуртия) [2,3].

Механизм нефтеизвлечения при использовании метода ТПВ:

Нагретый до 90°C водный раствор полиакриламида (ПАА, наиболее часто применяемый вид полимера), имея вязкость 1,5-2 мПа·с, при закачке в пласт поступает в естественно существующую в карбонатном коллекторе систему трещин и далее проникает в глубь пласта.

По мере продвижения горячего раствора ПАА по трещинам происходит его остывание. Эффективная вязкость его при этом существенно увеличивается (до 10...15 мПа·с). Одновременно с увеличением вязкости возрастают и общие

гидравлические сопротивления пласта. В связи с этим увеличивается доля раствора, поступающего из трещин в матрицу.

Снижение вязкости нефти за счет нагрева пласта и наличие ПАА в растворе приводит к улучшению смачиваемости пористой среды, что активизирует процесс капиллярной пропитки матрицы. Если система трещин, в пласте достаточно разветвленная, то эффективность от закачиваемого горячего раствора ПАА будет выше в сравнении с воздействием горячей воды (которая, в основном, вытесняет нефть по макротрещинам).

Одним из преимуществ способа ТПВ является ограничение общего количества рабочего агента по сравнению с водным воздействием закачкой просто горячей воды и «холодного» полимерного воздействия, поскольку создание необходимого гидродинамического и «теплого охвата» не требует таких больших количеств закачиваемого агента или теплоносителя, как в случае воздействия на пласт горячей водой. Общий объем рабочего агента для удовлетворительного воздействия в 1,5 раза меньше, чем при других технологиях. При ТПВ наблюдается улучшение приемистости нагнетательных скважин. Снятие профилей приемистости при ТПВ на конкретных скважинах показало, что в них достигается прирост принимающих интервалов на 20-30 % от работающей толщины пласта при обычном и полимерном заводнении.

Необходимый объем оторочки раствора ПАА при ТПВ должен составлять не менее 20% от объема пор пласта. Прирост конечного нефтеизвлечения при ТПВ по сравнению с вытеснением водой составит 15...20%.

Условия и критерии эффективности применения метода:

Величина вязкости нефти в пластовых условиях 50 мПа·с и более.

Верхний предел вязкости 500 мПа·с.

Допустимая глубина залегания продуктивных пластов ограничивается величиной пластовой температуры - она должна быть менее 90°C (для предотвращения быстрой деструкции полимера).

Для получения гарантированного результата от применения ТПВ пласт не должен иметь подошвенную воду.

Применимость термополимерного воздействия существенно зависит от проницаемости матрицы (блоков) трещиновато-порового коллектора: при проницаемости менее $3 \cdot 10^{-2}$ мкм² метод малоэффективен ввиду низких скоростей капиллярной пропитки блоков.

Наибольший эффект этот метод дает для трещиновато-поровых систем. Наилучшие результаты могут быть получены, когда метод применяется с начала разработки залежи.

Обязательным технологическим условием успешности процесса ТПВ является обеспечение непрерывности закачки горячего полимерного раствора в расчетных объемах, а также соблюдение температурного режима.

Конкретная величина концентрации полимера определяется расчетным способом в зависимости от соотношения вязкостей нефти и вытесняющего агента (мн/мв) и определяется непосредственно измерением в лаборатории. При этом имеется в виду, что отношение вязкости нефти и вязкости вытесняющего агента не должно превышать 10.

Процесс ТПВ должен вестись таким образом, чтобы температура полимерного раствора на забое была выше первоначальной температуры пласта не менее чем на 20...30°C.

Технология успешно отработана на Мишкинском месторождении (Удмуртия). Концентрация ПАА для полимерного растворов составляла 0,05% (по сухому порошку японского ПАА типа РДА-1012 и РДА-1020). Суточная закачка в нагнетательную скважину не более 100 м³/сут. Закачка осуществляется до создания полимерной оторочки в объеме 20% от объема пор пласта участка, с последующим перемещением (проталкиванием) ее водой - до полного завершения разработки элемента.

Технология циклического внутрислоевого полимерно-термического воздействия (ЦВПТВ).

Технология предложена с целью совершенствования метода термополимерного воздействия за счёт уменьшения расхода полимера и оптимизации процесса. Эффективность вытеснения вязкой нефти из пласта будет выше, если теплоноситель и раствор полимера закачивать в пласт циклически : отдельными порциями (оторочками) расчётного объёма.

Предусматривается создание в пласте оторочки раствора полимера более высокой (по сравнению с слоевой) температурой, с последующим ее продвижением по пласту закачкой холодной или горячей воды. В ряде случаев нагревать раствор полимера можно не в поверхностных условиях, а непосредственно в пласте. В данном случае предварительно нагретая зона создаётся путём нагнетания расчётного количества нагретого теплоносителя (нагретой воды или пара). Так как проницаемость пласта для теплоносителя существенно выше, чем для полимерных растворов, процесс нагнетания будет более энергоэффективным (за счёт повышения темпов нагнетания).

Технология разработки предусматривает закачку через нагнетательные скважины последовательно расчётного количества теплоносителя, затем раствора полимера и на завершающей стадии закачку холодной или горячей воды для создания давления и вытеснения нефти.

При технологии ЦВПТВ закачка теплоносителя в нагнетательные скважины на первом цикле создает в пласте нагретую зону. При последующей закачке раствора полиакриламида раствор проходя через эту нагретую зону разогревается. Вязкость полимерного раствора при этом снижается до 1...2 мПа·с. За счет этого разогретый раствор ПАА проникает не только в высокопроницаемые зоны пласта, но и в менее проницаемые. По этой причине происходит более полный охват пласта рабочим агентом (чем при обычном полимерном воздействии).

ЦВПТВ предусматривает использование водорастворимого полимера, не способного отвердевать в слоевых условиях. Чередование закачиваемых оторочек теплоносителя и раствора полимера обуславливает поочередное прогревание пласта и полимерного раствора за счет накапливаемого в пласте тепла. При этом происходит опережение по отношению к тепловому фронту концентрации полимера: радиус фронта концентрации полимера при правильном ведении закачки больше радиуса области повышенной температуры. За счет этого обеспечивается вытеснение нефти раствором полимера не только в прогретой зоне пласта, но и за пределами этой зоны.

При продвижении раствора полимера по пласту он охлаждается за счет отбора тепла минеральным скелетом пласта и естественных теплопередач в кровлю и

подошву пласта. Однако он охлаждается, уже проникнув не только в высокопроницаемые зоны пласта, но и в менее проницаемые, в которые он может проникнуть только в нагретом состоянии, т.е. в состоянии сниженной вязкости. Охладившись, полимерный раствор временно снижает подвижность.

Нагнетаемый затем в пласт во второй оторочке теплоноситель выполняет две функции: вытесняющего агента и теплоносителя. Поскольку прогрев пласта происходит во времени, то теплоноситель, имея значительно меньшую вязкость, чем даже нагретый раствор полимера, сначала встречает преграду в виде «набравшего» вязкость (остывшего) раствора полимера в заполненных им зонах, обходит эти зоны через низкопроницаемые участки, прогревая и вытесняя оттуда нефть. Однако по мере продолжающейся закачки теплоносителя в пласт постепенно нагревается и раствор полимера. За счёт этого снижается его вязкость, полимер приобретает подвижность и снова начинает продвигаться по пласту, высвобождая высокопроницаемые зоны для вытеснения по ним нефти, перетекающей из низкопроницаемых зон матриц под действием теплоносителя.

Повышенная эффективность процесса достигается за счет того, что раствор полимера проходит не только по прогретой зоне, но и проникает в непрогретые зоны пласта. В непрогретой зоне раствор полимера охлаждается, проникая при этом лишь в наиболее проницаемые зоны, и блокирует их. При этом происходит вытеснение нефти из этих зон, а вследствие повышения вязкости раствора полимера по мере его охлаждения в этих участках происходит как бы «запирание» потока рабочего агента, а в прогретой зоне - проникновение его в менее проницаемые области.

Для получения наиболее результативных показателей необходимо строго выдерживать заданные (расчетные) технологические параметры процесса ЦВПТВ: температуру, темп нагнетания и продолжительность закачки теплоносителя и раствора полимера в каждом цикле. Температура прогретой зоны пласта не должна превышать температуру начала активной термодеструкции полимера (90...100°C для загущающих растворов на основе ПАА) и в то же время должна соответствовать эффективной температуре вытеснения нефти.

Технология применялась на Северо-Ижевское месторождении. Для предупреждения резких температурных нагрузок по стволу скважины подача теплоносителя начинается с малых расходов (20-25 м³/сут) и постепенно в течение суток доводится до заданных (65-75 м³/сут).

Современное развитие и перспективы комбинированных технологий. Определенным сдерживающим фактором при применении полимерного воздействия является стоимость полимера и сравнительно большие потребности в реагентах для создания загущенного раствора. Развитие новых способов компьютерного моделирования и контроля разработки, бурения, более устойчивых к факторам термосолевой и механической деструкции полимерных соединений в сочетании с возможностью применения поверхностно-активных (ПАВ) и щелочных реагентов позволяют существенно сократить операционные расходы. Это происходит как за счёт снижения адсорбции раствора, так и за счёт увеличения срока существования оторочки высокой вязкости в пласте.

Технологии полимерного вытеснения и тепла при условии индивидуального (адресного) подбора реагентов, температур и темпов отбора - нагнетания сейчас позволяют вовлечь в разработку с высоким конечным КИН объекты:

с тонкими (менее 4...5 м) коллекторами;

с высокими (более 2...3) коэффициентами расчлененности;
с высоковязкой нефтью (вплоть до 2500 сП в пластовых условиях).

Имеется возможность переноса и адаптации технологий на объекты с подстилающей водой и подгазовые - в настоящее время на объектах ПАО «НК «Роснефть» работа ведётся на нескольких месторождениях (Тагульское, Русское).

Комбинированные технологии воздействия на пласт загущенным вытесняющим агентом и нагревом являются весьма перспективными и востребованными так как:

частично лишены недостатков классических технологий (как теплового, так и полимерного воздействия);

могут применяться на разных этапах разработки месторождений и легко интегрируются в существующие технологические системы;

позволяют добиться высокой конечной нефтеотдачи без высоких начальных затрат.

Потенциал применения описанных методов применительно к Волго-Уральской нефтегазовой провинции ещё только предстоит оценить. Возможно, что они должны стать следующим жизненным этапом для отдельных залежей и неосновных объектов месторождений после прохождения пика добычи нефти.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бурже, Ж. Термические методы повышения нефтеотдачи пластов. Пер. с франц./ Ж. Бурже, П. Сурио, М. Комбарну - М.: Недра, 1989. - 422 с: илл. - Пер. изд.: Франция, 1984.

2. Шахмеликьян М. Г., Матвеева И. С. Анализ эффективности технологии термополимерного воздействия на пласт на месторождениях с высоковязкими нефтями на примере Мишкинского нефтяного месторождения //Вестник студенческой науки кафедры информационных систем и программирования. – 2018. – №. 1. – С. 3-3.

3. Nasibullin R. M., Mirsayetov O. M., Akhmadullin K. B. Increasing the stability of polymeric water-proofing screen in the bottomhole area of production wells //Международный научно-исследовательский журнал. – 2016. – №. 9 (51) Часть 2. – С. 144-149.

4. Struchkov I.A., Ol'hovskaya V.A., Roschin P.V., Litvin V.T., Kalinin E.S. Investigations of temperature and dilution effect on rheological properties of waxy crude oil. Journal of Petroleum Exploration and Production Technology. 2020. Т. 10. № 2. С. 755-767.

5. Terentiyev A. A. Wait or get the oil: how SAGD technology implementation options will vary future production / A. A. Terentiyev, P. V. Roschin, A. V. Nikitin, V. N. Kozhin, K. V. Pchela, I. V. Kireyev, S. V. Demin, A. T. Litvin, I. A. Struchkov // Society of Petroleum Engineers. 2020. Conference paper No. SPE-201819-MS. 14 pp. DOI: 10.2118/201819-MS

РЕЗУЛЬТАТЫ АНАЛИЗА ЧУВСТВИТЕЛЬНОСТИ ЧИСЛЕННОЙ МОДЕЛИ ПРИ ОБОСНОВАНИИ СОЛЯНО-КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Дуркин С.М., Терентьев А.А., Пчела К.В.

Цель работы: оценка эффективности процесса СКО в условиях протяженных горизонтальных скважин с помощью инструментов композиционного моделирования – задания химических реакций.

Соляно-кислотная обработка скважин предназначена для воздействия на призабойную зону пласта с целью повышения проницаемости. Моделирование данного процесса и прогнозирование технологической и экономической эффективности является важнейшим и необходимым этапом проектирования данной технологии. В основном для моделирования процесса СКО применяют упрощенный подход – задание отрицательных скин-факторов или изменение продуктивности скважин вдоль всего ствола скважин. Однако в условиях протяженных горизонтальных скважин данный метод недостаточно применим в связи со сложностью определения скин-фактора по длине ГС, что может привести к завышенным оценкам технологической эффективности. В данной работе опробован подход моделирования, включающий в себя протекание химических реакций. Химическая реакция закладывалась между соляной кислотой и твердым компонентом (известняк), продуктом реакции являлись соль, растворимая в воде и углекислый газ. Также в качестве исходных данных использовались начальная концентрация твердого компонента (известняк) в составе общей горной породы, константа скорости химической реакции, концентрация и объем закаченной кислоты. В качестве зависимости проницаемости от пористости в гидродинамической модели использовалось уравнение Кармена-Козени.

В результате выполнения данной работы на примере реального месторождения в условиях протяженных горизонтальных скважин получены приросты дополнительной добычи нефти при различных подходах моделирования процесса СКО. Выявлено, что в условиях протяженных горизонтальных скважин использование отрицательных значений скин-факторов кратно превышает добычу нефти по сравнению с подходом композиционного моделирования с протеканием химических реакций. Проведен анализ чувствительности к объему и концентрации закаченной кислоты с помощью специализированного программного обеспечения.

Впервые для месторождения Арктического шельфа обоснована методика расчета эффективности соляно-кислотных обработок протяженных горизонтальных скважин. Установлено, что в результате учета химической реакции при композиционном моделировании эффект от СКО существенно зависит от состава горной породы, скорости реакции, концентрации и объема закаченной кислоты.

**ПРОГНОЗНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВВН МЕТОДОМ
ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ АО «САМАРАНЕФТЕГАЗ»**

Михайлов А.В., Пчела К.В., Куреев И.И.

ООО «СамараНИПИнефть», Россия, г. Самара

*MikhaylovAV@samnipi.rosneft.ru, PchelaKV@samnipi.rosneft.ru,
KireevII@samnipi.rosneft.ru*

Аннотация. При разработке месторождений с высоковязкой нефтью одним из методов тепловой обработки призабойной зоны пласта является использование теплоты термохимических реакций. Путем проведения лабораторных исследований и гидродинамического моделирования выполнена оценка технологической эффективности применения технологии термогазохимического воздействия (ТГХВ) для месторождений с высоковязкой нефтью Самарской области.

Ключевые слова: высоковязкая нефть, призабойная зона пласта, обработка призабойной зоны, термохимический состав, термогазохимическое воздействие, гидродинамическое моделирование.

Abstract

While developing the high-viscosity oil fields one of the ВН thermal treatment methods is the use of heat produced by thermo-chemical reactions at the basis of nitrogen-generating compositions (NGC), e.g., ammonium nitrate (NH_4NO_3) and sodium nitrite (NaNO_2). The composition at the basis of these chemical reagents is used in the technology of thermo gas-chemical exposure (TGCE).

By means of hydrodynamic modeling we have made the preliminary efficiency assessment of thermo gas-chemical application procedure for the high-viscosity oil fields of Samara Region.

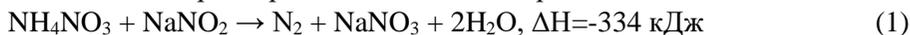
Keywords: High-viscous oil, ВН formation zone, ВН zone treatment, thermal chemical composition, thermal gas chemical effect, hydrodynamic modeling.

На сегодняшний день в условиях высокой выработанности запасов легкоизвлекаемой нефти и поддержания высоких уровней добычи, нефтедобывающим компаниям России рациональным является ввод в эксплуатацию месторождений с высоковязкой нефтью (ВВН).

В работе [1], посвященной изучению реологических свойств высоковязкой нефти Самарской области, авторами было показано, что проявление тиксотропных свойств такой нефти зависит от температуры. При повышении температуры (40 °С и выше) происходит разрушение сложной пространственной структуры коагуляционно-кристаллизационного типа в нефти, что приводит к резкому снижению ее вязкости.

Одним из новых и динамично развивающихся методов теплового воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) является использование теплоты термохимических реакций на основе азотгенерирующих составов (АГС).

Сегодня наиболее изученной для применения в нефтяной промышленности является АГС на основе аммиачной селитры (NH_4NO_3) и нитрита натрия (NaNO_2), при взаимодействии которых протекает химическая реакция с выделением теплоты:



Данный химический состав нашел применение в технологии термогазохимического воздействия бинарными смесями (ТГХВ БС) [2], опытно-промысловые испытания которой, успешно прошли на Усинском месторождении (ООО «Лукойл-Коми»). В ходе проведения обработки призабойной зоны (ОПЗ) пласта 24 добывающих скважин была получена дополнительная добыча нефти, которая составила более 41 тыс т. [3].

Для оценки предполагаемой технологической эффективности применения технологии ТГХВ БС на месторождениях АО «Самаранефтегаз» специалистами ООО «СамараНИПИнефть» с использованием симулятора CMG Stars проведено гидродинамическое моделирование (ГДМ), в ходе которой была спрогнозирована технологическая эффективность от воздействия.

При проведении расчетов, кроме теплоты термохимической реакции, другим важным показателем является константа скорости реакции, которая характеризует скорость взаимодействия компонентов термохимического состава. Для ее расчета используется кинетическое уравнение Аррениуса:

$$K = A_0 \times \exp\left(-\frac{E_a}{RT}\right) \quad (2)$$

где A_0 – постоянная Аррениуса (предэкспоненциальный множитель);

R – универсальная газовая постоянная, Дж/(моль*К);

T – температура, К;

E_a – энергия активации, Дж/моль.

Энергия активации E_a показывает, какой минимальной энергией должны обладать реагирующие частицы, чтобы они могли вступить в химическую реакцию, а предэкспоненциальный множитель A_0 характеризует количество столкновений реагирующих частиц.

Значения кинетических констант K , E_a и A_0 для реакции второго порядка при заданных концентрациях реагентов были определены экспериментальным путем с использованием адиабатического реакционного калориметра (АПК), который позволяет с высокой точностью отслеживать изменение температуры и контролировать тепловыделение.

Для сравнительной оценки возможной эффективности от термогазохимического воздействия на ПЗП было проведено ГДМ с использованием стандартного термогазохимического воздействия (стандартное ТГХВ) и улучшенного термогазохимического воздействия (улучшенное ТГХВ), обладающего повышенной энерговыделяющей способностью.

Значения кинетических констант химической реакции K , E_a и A_0 для стандартного и улучшенного ТГХВ приведены в таблице 1.

На рисунке 1 а) показано, что дебит нефти на момент проведения ОПЗ составляет $5,64 \text{ м}^3/\text{сут}$. После проведения стандартного ТГХВ дебит нефти увеличился до $13,92 \text{ м}^3/\text{сут}$, после проведения улучшенного ТГХВ - до $21,6 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Столь существенная разница в приросте дебита нефти объясняется более высоким распространением теплового фронта и более высокой температурой разогрева ПЗП.

Таблица 1 - Значения кинетических констант K , E_a и A_0

Количество теплоты, кДж/кг	Предэкспоненциальный множитель A_0 , c^{-1}	Энергия активации E_a , кДж/моль	Константа скорости реакции, K , моль· c^{-1}
Стандартное ТГХВ			
1307	14,7	127,6	14,0
Улучшенное ТГХВ			
1566	23,1	186,1	21,6

Технологическая эффективность от применения ТГХВ показана на рисунке 1.

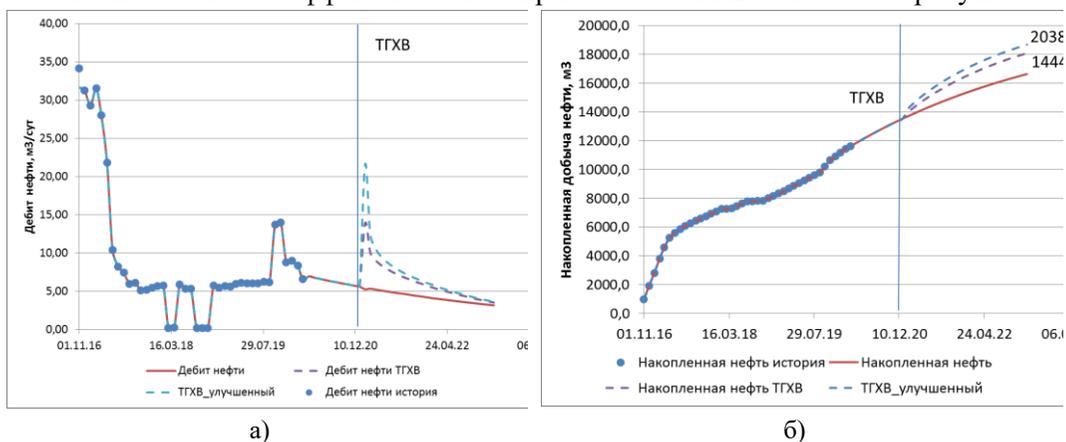


Рисунок 1. Технологическая эффективность от применения технологии ТГХВ

На рисунке 1 б) показана прогнозируемая дополнительная добыча нефти за три года проявления эффекта. При применении улучшенного ТГХВ дополнительная добыча нефти составляет более 2000 м³, что на 41,1 % больше чем при применении стандартного ТГХВ.

Выводы

1. Проведением лабораторных исследований получены значения энергии активации и предэкспоненциального множителя для расчета константы скорости химической реакции разложения стандартного и улучшенного бинарного состава.
2. Путем гидродинамического моделирования выполнена предварительная оценка эффективности проведения ОПЗ по технологиям стандартного и улучшенного ТГХВ. По предварительной оценке в результате проведения ТГХВ с улучшенным составом на месторождениях ВВН АО «Самаранефтегаз» средняя дополнительная добыча нефти составляет 2000 м³ нефти на одну скважино-обработку.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Рощин П.В., Петухов А.В., Васкес Карденас Л.К., Назаров А.Д., Хромых Л.Н. Исследования реологических свойств высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Самарской области [Текст] / Нефтегазовая геология. Теория и практика. 2013. Т. 8. № 1. С. 12.

2. Пат. РФ 2525386 МКИ E21B 43/25, C09K 8/592. Термогазохимический состав и способ применения для обработки призабойной и удаленной зоны продуктивного пласта / В.Б. Заволжский, В.А. Бурко, А.Р. Идиятуллин, Б.Н. Басюк, С.И. Валешный, В.А. Соснин, Т.А. Демина, В.П. Ильин, В.А. Кашаев, Ф.Л. Садриев - № 2012150375/03; заявл. 26.11.2012; опубл. 10.08.2014.

3. Компания ООО «НТРС-Коми» о термогазохимическом воздействии на призабойную и удаленную зоны нефтяных скважин [Текст] / В.А. Бурко. Бурение и нефть. 02.2018. с. 46-49.

УДК 622.276

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ НАЛИЧИИ НЕСПЛОШНОСТИ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА

В.И. Астафьев, И.А. Васильев, И.И. Киреев, С.А. Булгаков

ООО «СамараНИПИнефть», Самара, Россия, vladimir.astafev@mail.ru

Аннотация

Рассмотрены вопросы, связанные с моделированием процесса фильтрации от нагнетательной к добывающей скважине при наличии несплошности в нефтяном пласте. Найден потенциал течения данной задачи, построены линии тока при различном расположении скважин и несплошности. Рассмотрен процесс заводнения от нагнетательной к добывающей скважине при различном расположении нагнетательной и добывающей скважин относительно несплошности.

Ключевые слова

Нагнетательная и добывающая скважина, несплошность нефтяного пласта, потенциал течения, линии тока, процесс заводнения.

Abstract

The issues related to modeling the filtration process from the injection to the production well in the presence of a discontinuity in the oil reservoir are considered. The flow potential of this problem was found, streamlines were constructed for different locations of wells and discontinuities. The process of waterflooding from injection to production wells is considered at different locations of injection and production wells with respect to discontinuity.

Key words: injection and production well, oil reservoir discontinuity, flow potential, streamlines, waterflooding process

Постановка задачи

Рассмотрим плоскую стационарную фильтрацию несжимаемой жидкости в однородной пористой среде. В плоскости (x, y) данный процесс описывается уравнением несжимаемости $\operatorname{div} V = 0$ и законом фильтрации Дарси $V = -(k/\mu) \operatorname{grad} p$. Здесь $V(x, y)$ – вектор скорости фильтрации, $p(x, y)$ – пластовое давление, k – проницаемость пласта, μ – вязкость жидкости.

Предположим, что, в пласте с круговым контуром питания радиуса R_c в точке $M_1(x_1, y_1)$ расположена добывающая скважина радиусом r_w и дебитом Q_1 , а в точке

$M_2(x_2, y_2)$ - нагнетательная скважина радиусом r_w и дебитом Q_2 . Кроме этого внутри контура питания расположена трещина длиной $2l$ и толщиной 2δ ($\delta \ll l$) с проницаемостью k_f . Трещина ориентирована вдоль оси x , а центр ее совпадает с началом координат в плоскости (x, y) (рис. 1). Данная трещина моделирует присутствующую в пласте узкую ($\delta \ll l$) протяженную несплошность, проницаемость которой k_f отличается от проницаемости пласта k в ту или иную сторону (при малых значениях k_f данная несплошность представляет собой слабопроницаемую завесу, а при больших значениях k_f - высокопроницаемую каверну).

Многие авторы (М. Prats [1], Р.Д. Каневская [2] и другие) решали данную задачу только для симметричного случая, т.е. когда добывающая скважина $M_1(x_1, y_1)$ находится в центре трещины. Кроме этого трещина моделировалась узким вытянутым эллипсом с полуосями l и δ ($\delta \ll l$). В работе В.И. Астафьева и Г.Д. Федорченко [3] была дана иная постановка задачи. Трещина ГРП была представлена разрезом нулевой толщины, но конечной проводимости $F_{CD} = \delta k_f / lk$ с дополнительным граничным условием для комплексного потенциала $\varphi(v)$ на линии разреза следующего вида:

$$\text{Im}[F_{CD}v(d\varphi/dv) - \varphi(v)] = 0, v = e^{i\theta}. \quad (1)$$

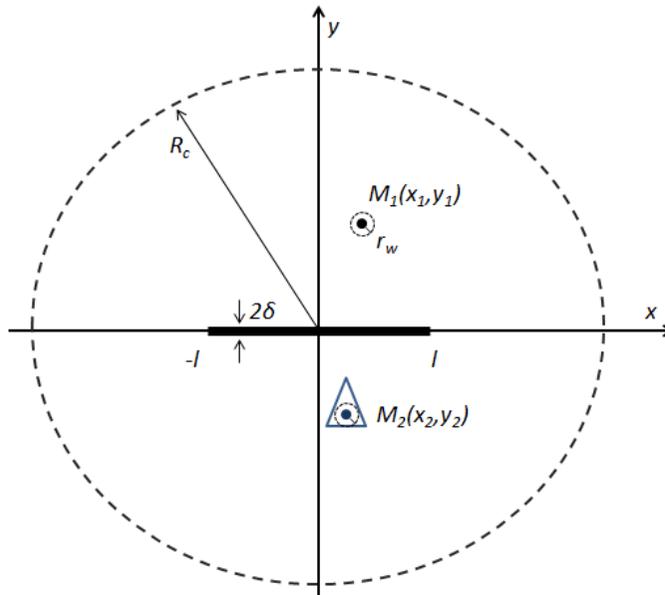


Рис. 1: Схематическое расположение разреза $(-l, l)$, добывающей $M_1(x_1, y_1)$ и нагнетательной $M_2(x_2, y_2)$ скважин на плоскости (x, y) .

В данной работе рассматривается уже несимметричная модель (рис. 1), принимающая во внимание различие давления и вектора скорости фильтрации у верхнего и нижнего берегов разреза. Эта несимметричность приводит к тому, что вместо одного граничного условия (1) на линии разреза необходимо рассматривать два граничных условия следующего вида:

$$\alpha_0 \sqrt{1-\xi^2} \frac{d}{d\xi} \operatorname{Re}(\varphi^+(\xi) + \varphi^-(\xi)) = \operatorname{Im}(\varphi^+(\xi) - \varphi^-(\xi)),$$

$$\beta_0 \sqrt{1-\xi^2} \frac{d}{d\xi} \operatorname{Im}(\varphi^+(\xi) + \varphi^-(\xi)) = -\operatorname{Re}(\varphi^+(\xi) - \varphi^-(\xi)),$$
(2)

где $\varphi^+(\xi)$ и $\varphi^-(\xi)$ - значения потенциала течения жидкости $\varphi(\xi)$ на верхнем и нижнем берегу разреза, $a_0 = \delta k_f / lk$, $\beta_0 = \delta k / lk_f$, $\xi = x/l$.

Для случая двух скважин (рис. 1) потенциал течения может быть представлен следующим образом:

$$\varphi(v) = q_1 \ln(v - v_1) + q_2 \ln(v - v_2) + \sum_{n=1}^{\infty} a_n v^{-n} + C_0, \quad (3)$$

где q_1 и q_2 - приведенные дебиты ($q = \mu Q / 2\pi kh$) добывающей и нагнетательной скважин. В случае, когда $q_1 = 1$ и $q_2 = -1$, т.е. приведенные дебиты добывающей и нагнетательной скважин одинаковы и равны единице, потенциал течения (3) можно переписать следующим образом:

$$\begin{aligned} \varphi(v) = \ln \frac{(v - v_1)}{(v - v_2)} + \sum_{n=1}^{\infty} (a_n^{(s)} + ia_n^{(a)}) v^{-n} = & \left\{ \ln \frac{\rho_1}{\rho_2} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \left(\frac{\cos n\theta_1}{\rho_1^n} - \frac{\cos n\theta_2}{\rho_2^n} \right) v^n + \sum_{n=1}^{\infty} a_n^{(s)} v^{-n} \right\} + \\ & + i \left\{ (\theta_1 - \theta_2) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \left(\frac{\sin n\theta_1}{\rho_1^n} - \frac{\sin n\theta_2}{\rho_2^n} \right) v^n + \sum_{n=1}^{\infty} a_n^{(a)} v^{-n} \right\} = \varphi_1 + i\varphi. \end{aligned} \quad (4)$$

где $v_1 = \rho_1 \exp(i\theta_1)$ и $v_2 = \rho_2 \exp(i\theta_2)$ – расположение добывающей и нагнетательной скважин на плоскости $v = \zeta + i\eta$; $a_n = a_n^{(s)} + ia_n^{(a)}$.

Процесс решения задачи

Найдем $a_n^{(s)}$ и $a_n^{(a)}$ из граничных условий (2):

$$\alpha_n^{(s)} = \frac{n\alpha_0 - 1}{n\alpha_0 + 1} \left(\frac{\cos n\theta_1}{n\rho_1^n} - \frac{\cos n\theta_2}{n\rho_2^n} \right), \quad (5)$$

$$\alpha_n^{(a)} = \frac{n\beta_0 - 1}{n\beta_0 + 1} \left(\frac{\sin n\theta_1}{n\rho_1^n} - \frac{\sin n\theta_2}{n\rho_2^n} \right), \quad (6)$$

Таким образом, в случае добывающей и нагнетательной скважин равного дебита, расположенных в точках v_1 и v_2 на вспомогательной плоскости $v = \zeta + i\eta$, потенциал течения (4) может быть записан как:

$$\varphi(v) = \ln \frac{(v - v_1)}{(v - v_2)} + \sum_{n=1}^{\infty} \left[\frac{n \cdot \alpha_0 - 1}{n \cdot \alpha_0 + 1} \left(\frac{\cos n\theta_1}{n\rho_1^n} - \frac{\cos n\theta_2}{n\rho_2^n} \right) - i \frac{n \cdot \beta_0 - 1}{n \cdot \beta_0 + 1} \left(\frac{\sin n\theta_1}{n\rho_1^n} - \frac{\sin n\theta_2}{n\rho_2^n} \right) \right] v^{-n} + C_0. \quad (7)$$

Для случая высокопроницаемой трещины (каверны), когда $k_f \gg k$ ($\alpha_0 = \infty$ и $\beta_0 = 0$), потенциал течения (7) можно записать в виде:

$$\varphi(v) = \ln \frac{(v - v_1)}{(v - v_2)} - \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \left((v\bar{v}_1)^{-n} - (v\bar{v}_2)^{-n} \right) = \ln \frac{(v - v_1)}{(v - v_2)} \frac{(1 - (v\bar{v}_2)^{-1})}{(1 - (v\bar{v}_1)^{-1})}. \quad (8)$$

В случае же низкопроницаемой трещины (завесы), когда $k_f \ll k$ ($\alpha_0 = 0$ и $\beta_0 = \infty$), потенциал течения (7) может быть представлен в виде:

$$\varphi(v) = \ln \frac{(v - v_1)}{(v - v_2)} + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{1}{n} \left((v\bar{v}_1)^{-n} - (v\bar{v}_2)^{-n} \right) = \ln \frac{(v - v_1)}{(v - v_2)} \frac{(1 - (v\bar{v}_1)^{-1})}{(1 - (v\bar{v}_2)^{-1})}. \quad (9)$$

Результаты расчетов

Характер течения жидкости (линии тока) для различных случаев взаимного расположения несплошности и пары скважин, а так же для различных значений коэффициентов α_0 и β_0 , показан на рис. 2 – рис. 7. На рис. 8 – рис. 13 изображены линии тока и «линии трассировки», которые показывают фронт продвижения воды в разные моменты времени. На всех рисунках изображение слева соответствуют случаю каверны ($\alpha_0 = \infty$ и $\beta_0 = 0$), справа – случаю завесы ($\alpha_0 = 0$ и $\beta_0 = \infty$). На рис. 8 – рис. 13 темно-серым цветом выделена обводненная область с начала и до $\frac{1}{2}$ процесса заводнения; серым цветом - с $\frac{1}{2}$ до $\frac{3}{4}$ процесса заводнения; черным цветом - с $\frac{3}{4}$ процесса заводнения до момента прорыва воды; светло-серым цветом - обводненная область после прорыва воды.

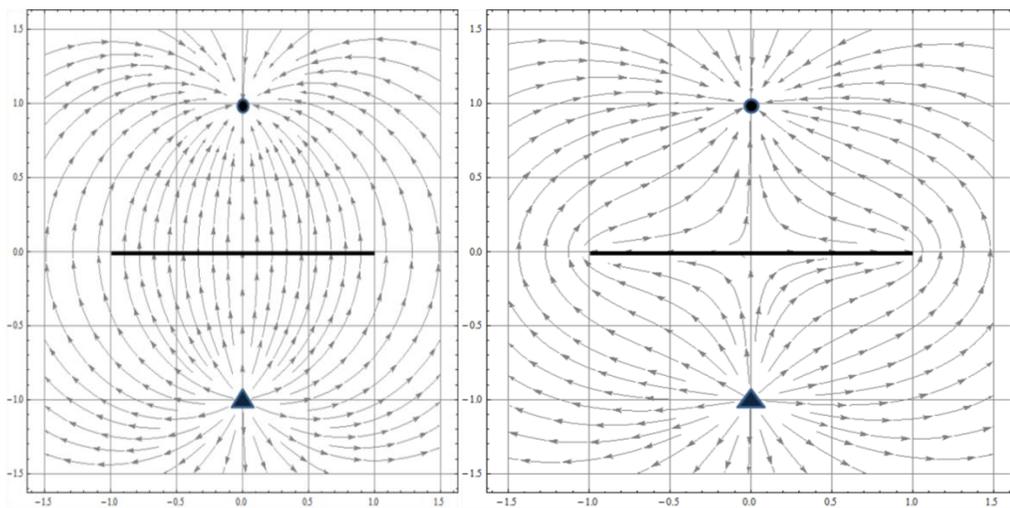


Рис. 2: Линии тока при $(x_1, y_1)=(0, 1)$, $(x_2, y_2)=(0, -1)$

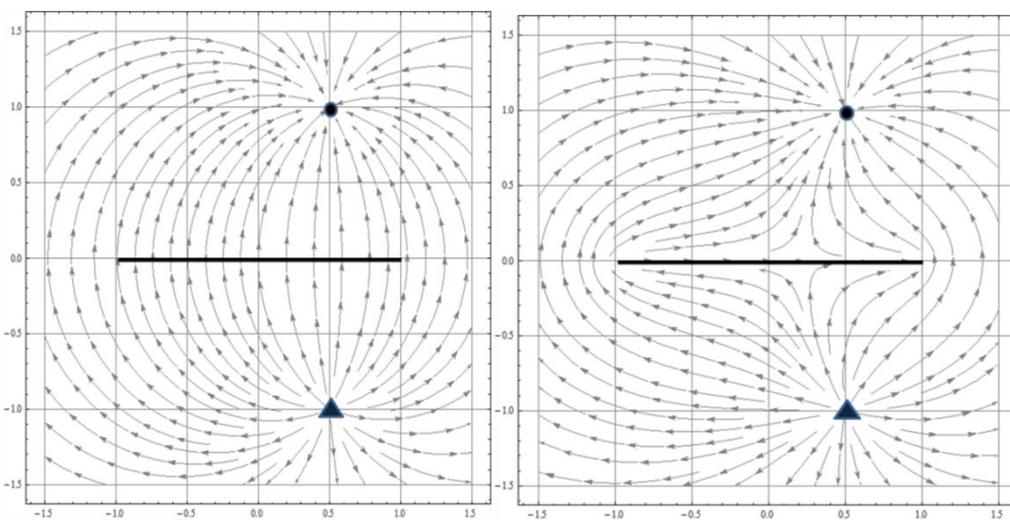


Рис. 3: Линии тока при $(x_1, y_1)=(0.5, 1)$, $(x_2, y_2)=(-0.5, -1)$

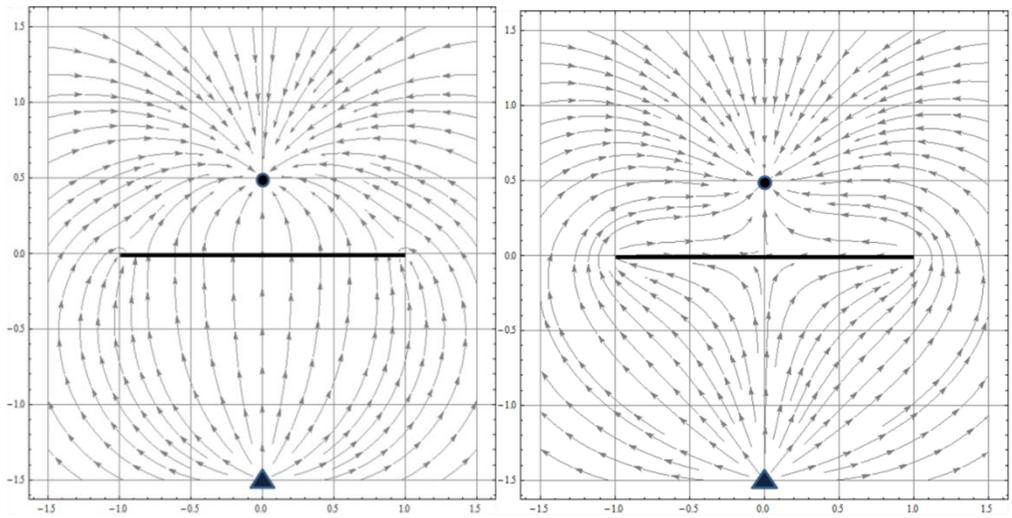


Рис. 4: Линии тока при $(x_1, y_1)=(0, 0.5)$, $(x_2, y_2)=(0, -1.5)$

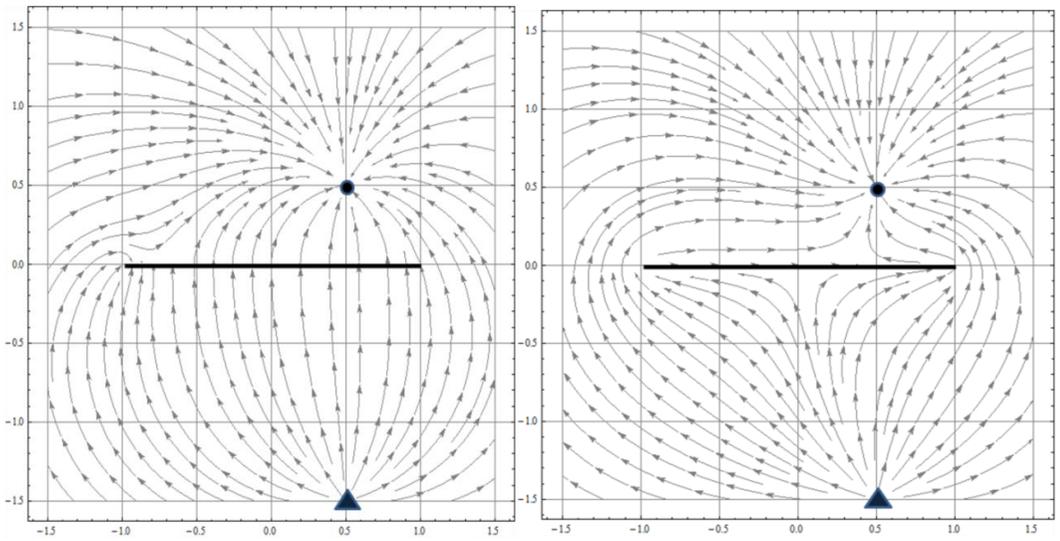


Рис. 5: Линии тока при $(x_1, y_1)=(0.5, 0.5)$, $(x_2, y_2)=(0.5, -1.5)$

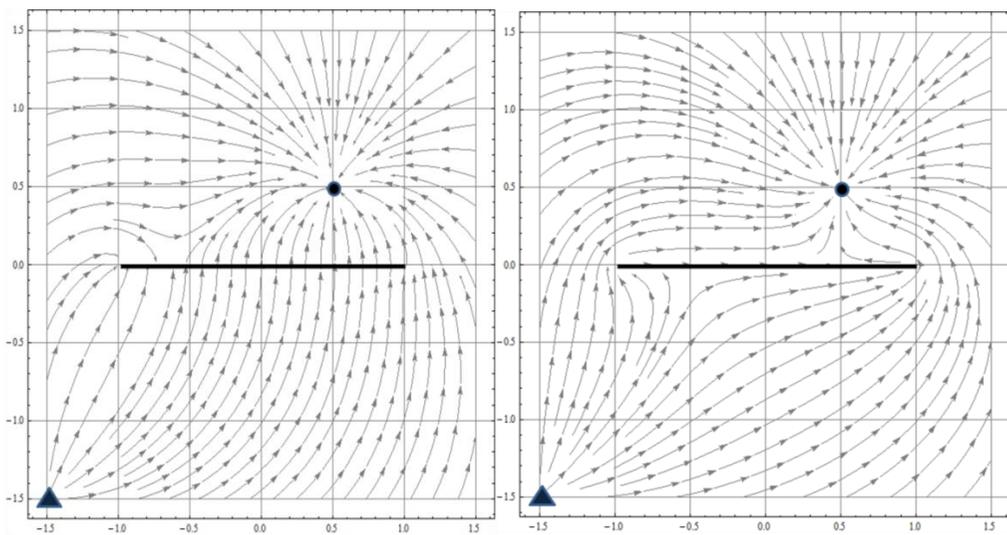


Рис. 6: Линии тока при $(x_1, y_1)=(0.5, 0.5)$, $(x_2, y_2)=(-1.5, -1.5)$

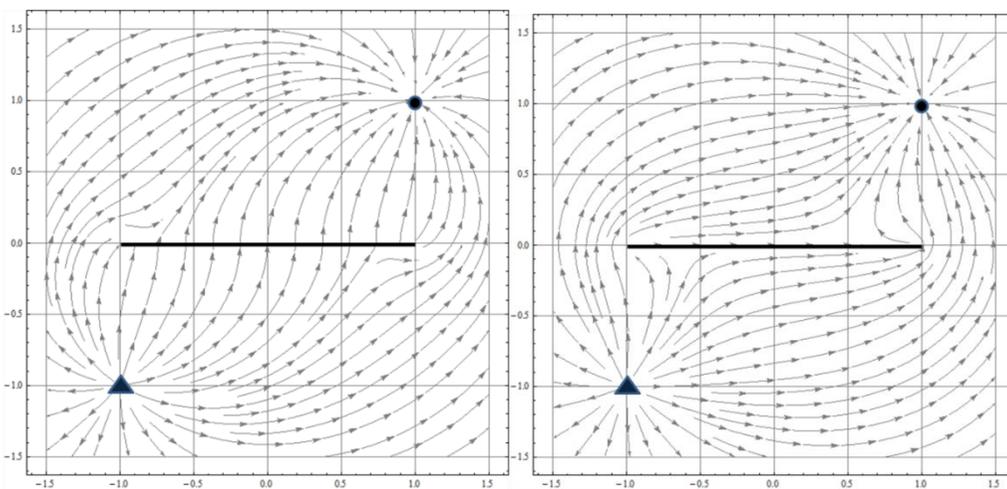


Рис. 7: Линии тока при $(x_1, y_1)=(1, 1)$, $(x_2, y_2)=(-1, -1)$

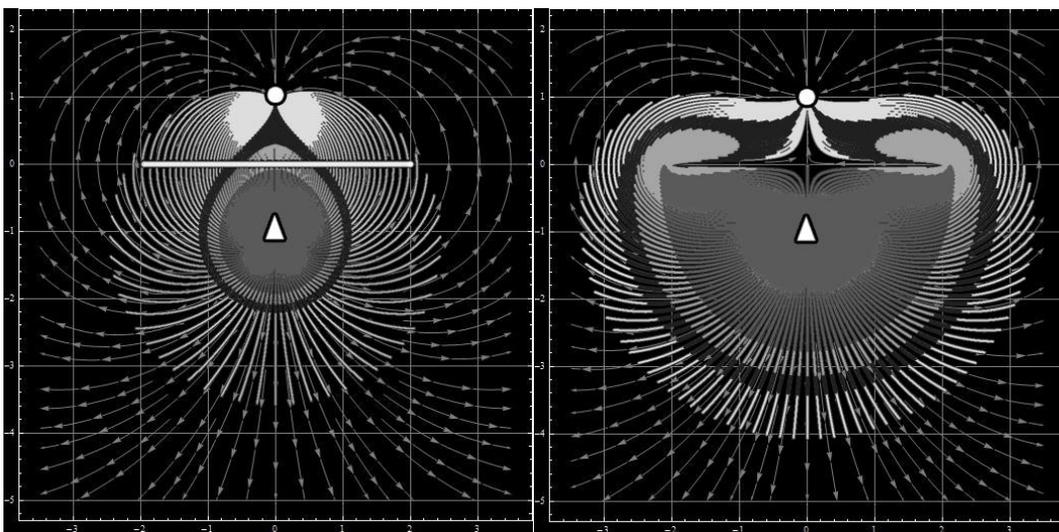


Рис.8: Линии тока и трассерные линии при $(x_1, y_1)=(0, 1)$, $(x_2, y_2)=(0, -1)$

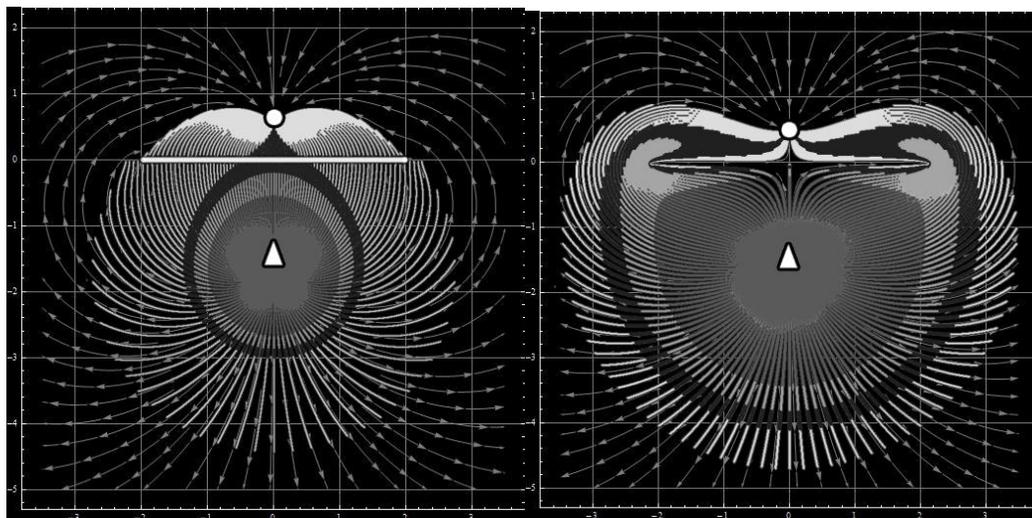


Рис. 9: Линии тока и трассерные линии при $(x_1, y_1)=(0, 0.5)$, $(x_2, y_2)=(0, -1.5)$

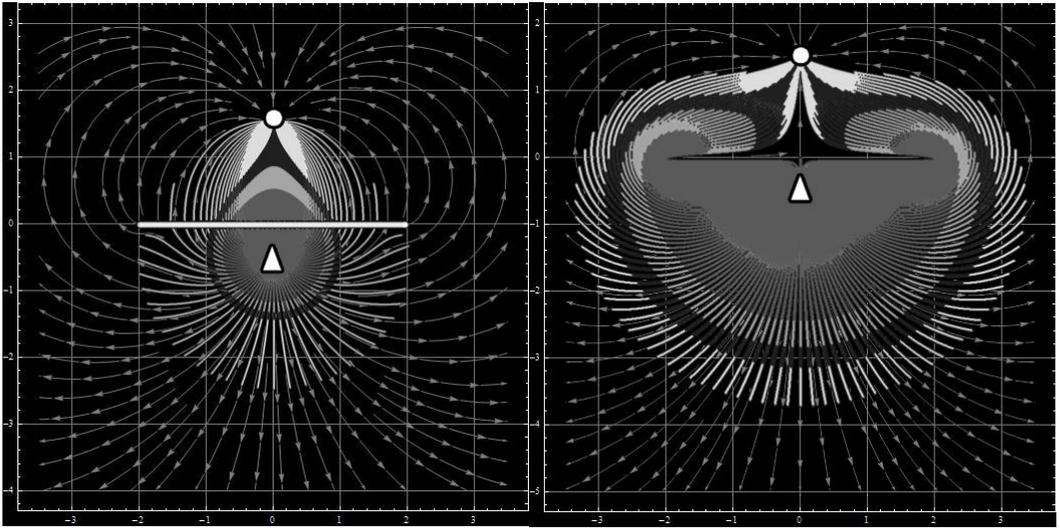


Рис. 10: Линии тока и трассерные линии при $(x_1, y_1)=(0, 1.5)$, $(x_2, y_2)=(0, -0.5)$

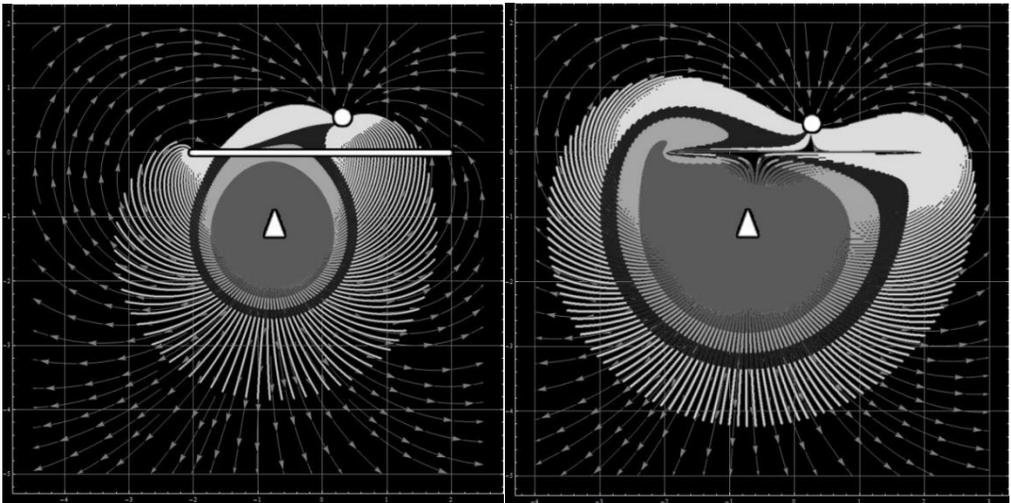


Рис. 11: Линии тока и трассерные линии при $(x_1, y_1)=(0.5, 0.5)$, $(x_2, y_2)=(-0.5, -1.5)$

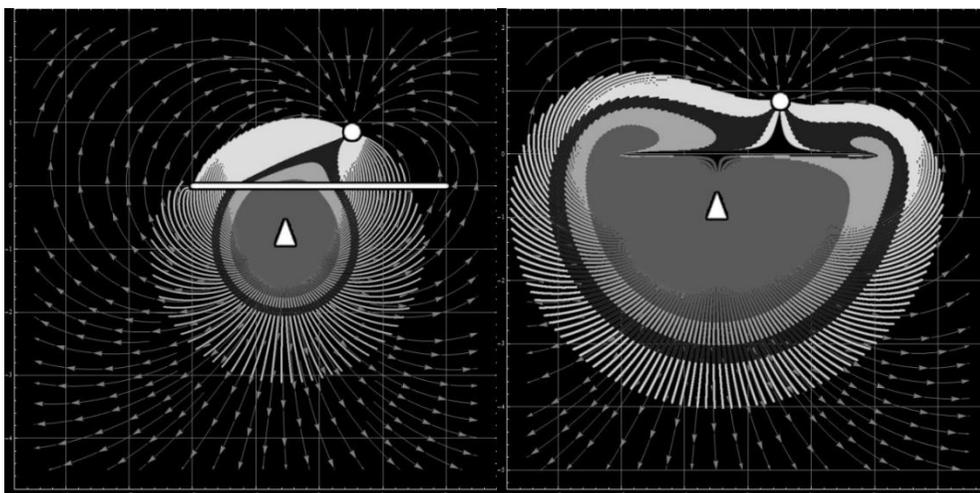


Рис. 12: Линии тока и трассерные линии при $(x_1, y_1)=(0.5, 1)$, $(x_2, y_2)=(-0.5, -1)$

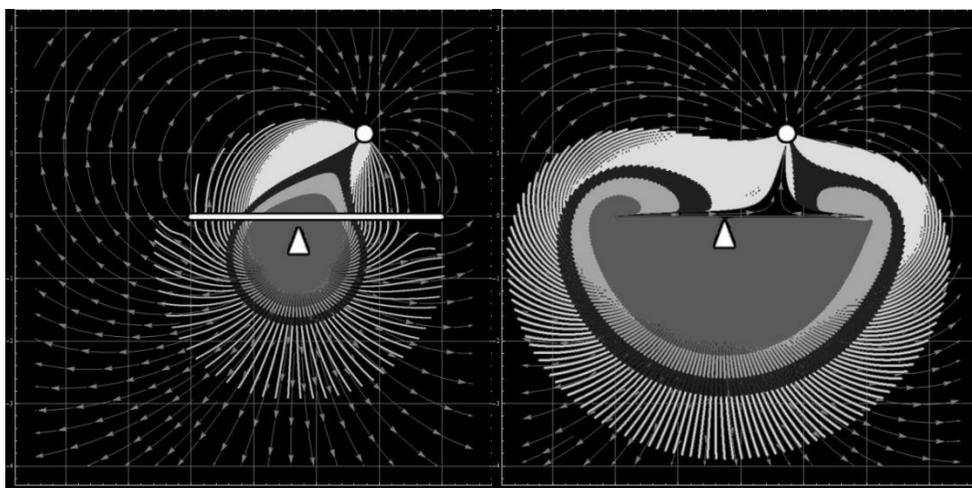


Рис. 13: Линии тока и трассерные линии при $(x_1, y_1)=(0.75, 1.25)$,
 $(x_2, y_2)=(-0.25, -0.25)$

Список литературы

1. Prats, M. Effect of vertical fractures on reservoir behavior – incompressible fluid case / M. Prats // SPE Journal. – June 1961. – P. 105 – 118.
2. Каневская, Р.Д. Математическое моделирование разработки месторождений нефти и газа с применением гидравлического разрыва пласта / Р.Д. Каневская – М.: Недра, 1999. – 212 с.
3. Астафьев, В.И. Моделирование фильтрации жидкости при наличии трещины гидравлического разрыва пласта / В.И. Астафьев, Г.Д. Федорченко // Вестник Самарского государственного технического университета. Серия: Физико-математические науки. - 2007. - № 2 (15). - С. 128-132.

УСТАНОВЛЕНИЕ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Я.В. Жорина¹, У.О. Лизунова¹, Д.А. Ахполов¹, П.Р. Климина²

¹ООО «СамараНИПИнефть», ²ФГБОУ ВО «СамГТУ»,
443010, г. Самара, ул. Вилоновская, 18

ZhorinaYaV@samnipi.rosneft.ru LizunovaUO@samnipi.rosneft.ru
AkhpoloDA@samnipi.rosneft.ru poly.klimina2017@yandex.ru

Аннотация

В работе кратко были рассмотрены и проанализированы основные изменения в законодательстве, касаемые разработки и согласования проектов санитарно-защитных зон, произошедшие за последние пару лет.

Проведен анализ наиболее частых замечаний при разработке проектов СЗЗ, выполнен сбор замечаний от различных территориальных органов Роспотребнадзора и предложены пути их решения.

Ключевые слова

Санитарно-защитная зона, негативное воздействие, атмосферный воздух.

Abstract

The paper briefly reviewed and analyzed the main changes in legislation concerning the development and approval of projects of sanitary protection zones that have occurred over the past couple of years.

The analysis of the most frequent comments in the development projects was carried out, comments were collected from various territorial bodies of Rosпотребнадзор and ways of solving them were proposed.

Key words: Sanitary protection zone, negative impact, atmospheric air.

В 2021 году в рамках «регуляторной гильотины» отменены более 30 000 нормативных документов, действующих ранее. Коснулась «регуляторной гильотины» и самого тяжелого вопроса в обеспечении экологической безопасности и охране здоровья населения – разработке и установлению санитарно-защитной зоны (СЗЗ). В прошлом году появились обновления (Федеральные законы 342-ФЗ от 03.08.2018 и 455-ФЗ от 27.12.2019), уже готовятся к утверждению новые СанПиН и Положение о СЗЗ.

На сегодняшний день предприятия уже столкнулись с необходимостью установить санитарно-защитную зону. Многие оказались в ситуации сокращения СЗЗ в условиях уплотненной застройки. Для подтверждения соблюдения условий сокращения, этим организациям также пришлось провести более углубленный инструментальный контроль качества окружающей среды. Далее им необходимо оформить кадастровую карту и пройти все этапы согласования. Весь процесс занимает долгое время и обходится предприятиям очень дорого. Поэтому вопрос с изменениями в правилах установления границ санитарно-защитной зоны на сегодня чрезвычайно актуален.

До введения в действие Постановления Правительства РФ от 3 марта 2018 г № 222 «Об утверждении правил установления санитарно-защитных зон и использования земельных участков, расположенных в границах санитарно-защитных

зон» основным документом для разработки проектов СЗЗ были санитарные правила и нормативы - СанПиН 2.2.1.1.1200–03 «Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов». Данные правила на сегодня вошли в так называемый «белый» список нормативно-правовых актов.

Также в этот список вошло и Постановление Правительства РФ от 3 марта 2018 г. № 222. В последний документ и планируют ввести изменения, точнее - заменить его другим. Разработанный документ («Проект постановления Правительства РФ «Об утверждении Положения о санитарно-защитных зонах и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации») представлен на Федеральном портале проектов нормативных правовых актов.

В связи с постоянными изменениями законодательства возникает много вопросов о том, какой порядок установления границ санитарно-защитных зон действует на текущий момент.

В докладе представлены сведения об этапах разработки и согласования проектов СЗЗ и установления границ СЗЗ, актуальных на сегодняшний момент, а также показаны планируемые изменения в установлении санитарно-защитных зон.

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 13 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