

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
УДК 622.245.54(571.1)

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б8Г2	Орехов Алексей Дмитриевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

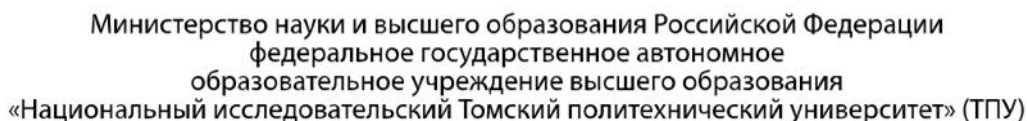
ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую

	документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья



УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП
 А.А. Лукин
(Подпись) (Дата) (ФИО)

Обучающийся:

Тема работы:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Исходные данные к работе

Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i>	Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»; обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта; анализ причин низкой продуктивности скважин; требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций; технологии очистки призабойной зоны пласта; современные технологии очистки призабойной зоны.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы
(с указанием разделов)



Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
федеральное государственное автономное
образовательное учреждение высшего образования
«Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна, к.э.н., доцент, доцент ОСТН ШБИП
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович, Старший преподаватель ООД ШБИП
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Орехов Алексей Дмитриевич		09.02.2023

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Отделение школы Отделение нефтегазового дела

Период выполнения весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Орехов Алексей Дмитриевич

Тема работы:

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОЧИСТКЕ
ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Источники загрязнения призабойной зоны пласта	30
27.03.2023	Оценка эффективности применения различных технологий и приспособлений по очистке призабойной зоны пласта	30
20.04.2023	Рекомендации к принятию технологических решений по очистке призабойной зоны скважин	20
05.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.	10
05.06.2023	Социальная ответственность.	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-М.Н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Орехов Алексей Дмитриевич		09.02.2023

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗП – призабойная зона пласта;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

КВД – кривая восстановления давления;

НКТ – насосно-компрессорная труба;

СКО – солянокислотная обработка;

ВНК – водонефтяной контакт;

ППД – поддержание пластового давления;

ВГМ – виброволновой гидромонитор;

УПС – устройство промывочное скользящее;

ПИВ – плазменно-импульсное воздействие;

ГДО – газодисперсионное освоение;

УНГ – установка нагнетания газа;

ГКО – глинокислотная обработки;

РАСПО – растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений;

ПСКО – поинтервальная солянокислотная обработка;

НИ – научные исследования;

ГСМ – горюче-смазочные материалы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГКО – глинокислотные обработки;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

ЧС – чрезвычайная ситуация;

УДХ – установка дозирования химических реагентов.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 126 страниц, в том числе 23 рисунка, 6 таблиц. Список литературы включает 25 источников. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, проницаемость, продуктивность, обработка призабойной зоны, очистка, отложения, загрязнения.

Объектом исследования являются осложнения, возникающие в призабойной зоне пласта при эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин, а также методы воздействия на призабойную зону пласта.

Цель исследования – анализ методов и технологий очистки призабойной зоны пласта в различных геолого-технических условиях на месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены причины загрязнения призабойной зоны пласта. Проведен анализ стандартных технологий очистки призабойной зоны, а также методов предотвращения образования отложений. Проанализированы современные подходы и технологии.

В результате исследования выявлены основные причины загрязнения призабойной зоны различных скважин и определены технологии, позволяющие достичь наилучшего эффекта.

Область применения: осложнённые скважины на месторождениях Западной Сибири.

Правильный подбор технологий очистки и их применение позволяют эксплуатировать скважины с максимальной экономической эффективностью.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	12
1.1 Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина».....	12
1.2 Обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта	16
1.3 Анализ причин низкой продуктивности скважин	20
1.3.1 Гидродинамическое несовершенство скважины	20
1.3.2 Загрязнение призабойной зоны	25
2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	33
2.1 Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций.....	33
2.2 Технологии очистки призабойной зоны пласта.....	37
2.2.1 Химическая очистка призабойной зоны.....	38
2.2.2 Термическая очистка призабойной зоны.....	56
2.2.3 Физическая очистка призабойной зоны	63
2.3 Современные технологии очистки призабойной зоны	70
2.3.1 Комплексный подход к кислотной обработке призабойной зоны.....	70
2.3.2 Виброволновая обработка.....	74
2.3.3 Применение устройства промывочного скользящего для ликвидации песчаных пробок	78
2.3.4 Плазменно-импульсное воздействие	81
3 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН.....	84
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	91
4.1 Целесообразность применения технологий очистки призабойной зоны на различных месторождениях.....	91

4.2 Технологии очистки призабойной зоны и их показатели.....	93
4.3 Затраты на проведение технологических операций.....	94
4.4 Оценка технологической эффективности.....	95
4.5 Оценка экономической эффективности.....	96
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	101
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	101
5.2 Производственная безопасность.....	102
5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника.....	104
5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника.....	111
5.5 Экологическая безопасность	113
5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	115
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	123
Приложение А.....	126

ВВЕДЕНИЕ

При эксплуатации скважин невозможно избежать загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП). Минеральные частицы, соли, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), гидраты, продукты коррозии и различные другие мехпримеси негативно сказываются на производительности скважин. Особенно эта проблема актуальна для месторождений, эксплуатируемых на поздней стадии разработки.

Чтобы вернуть скважине её потенциальные эксплуатационные характеристики необходимо произвести очистку призабойной зоны. На данный момент существует большое количество технологий очистки. В основе этих технологий могут применяться физические, термические, химические, а также комбинированные воздействия.

Проблема заключается в том, что зачастую применяемые технологии не дают желаемого результата. Это связано с тем, что не уделяется должного внимания выяснению причин образования загрязнения. Соответственно, применяют технологии очистки, которые не соответствуют причинам загрязнения ПЗП.

Также проблема низкой эффективности применяемых технологий очистки связана с тем, что технологию не адаптируют под конкретные условия.

Актуальность данной работы: достижение наибольшей эффективности при проведении технологии очистки призабойной зоны.

Цель выпускной работы заключается в обосновании применения технологий очистки призабойной зоны пласта в различных геолого-технических условиях на месторождениях Западной Сибири.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Определить роль призабойной зоны и целесообразность проведения обработки;
2. Выяснить причины снижения проницаемости ПЗП;
3. Обосновать эффективность применения технологий очистки ПЗП в различных геологических условиях.

1 ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

1.1 Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»

Призабойная зона пласта (ПЗП) является важнейшим элементом гидродинамической системы «пласт – скважина», ее состояние во многом определяет текущие значения продуктивных характеристик [6, 7]. Получение достоверной информации о состоянии призабойной зоны является одной из важнейших задач промыслового контроля за разработкой и эксплуатацией месторождений углеводородного сырья [4, 5, 8]. Одним из распространенных методов оценки гидродинамического состояния ПЗП является определение скин-фактора S [1, 9] при обработке кривых восстановления давления (КВД), получаемых в ходе гидродинамических исследований (ГДИ) скважин. Данный подход не является единственным, в практике нефтепромыслового дела известны методы интерпретации КВД, при которых оценка состояния ПЗП осуществляется по другим критериям, например, по безразмерному диагностическому признаку d в методе детерминированных моментов давления [14] или посредством вычисления показателя α_z в методе Полларда [24]. Однако именно способ, основанный на определении скин-фактора, получил наиболее широкое распространение при оценке состояния ПЗП из-за относительной простоты вычисления самого показателя и трактовки его величины. При этом более детальный анализ данного подхода позволяет выделить ряд весьма серьезных проблем.

Одной из проблем является неоднозначность физического смысла, вкладываемого в термин «скин-фактор» [21]. Первоначально под понятием «скин-фактор» подразумевалась тонкая зона повреждения пласта, окружающая ствол скважины. Позднее скин-фактор стал использоваться в качестве способа математического учета дополнительных потерь давления [14], обусловленных повреждением пласта вследствие первичного и вторичного его вскрытия, нарушением закона фильтрации Дарси [11], нерадиальной геометрии потока и

т.д. В настоящее время именно совокупное влияние данных факторов учитывается показателем S .

В связи с большим разнообразием факторов, приводящих к возникновению дополнительных потерь давления в ПЗП, многие исследователи используют несколько видов скин-фактора: общий (суммарный) [18] и частные. Изучению общего и частных скин-факторов и причин их формирования в отечественной и зарубежной литературе уделяется значительное внимание. По данным [10, 22] тщательный анализ частных составляющих и их вклада в общее значение скин-фактора имеет важнейшее значение. Авторы работы [24] указывают на сложный характер влияния частных составляющих на итоговую величину и нецелесообразность их простого суммирования. Исследователи указывают на актуальность установления конкретных причин снижения проницаемости ПЗП для принятия инженерных решений по интенсификации добычи нефти. Схожие выводы получены в работе [26], где показана невозможность переоценить важность тщательного анализа скин-фактора при планировании и оценке результатов мероприятий по воздействию на продуктивные пласты.

Информация о состоянии ПЗП имеет важное значение не только для регулирования процесса разработки месторождения, но и для создания новых эффективных способов обработки ПЗП с целью повышения проницаемости пласта. Одним из главных условий, влияющих на добычные возможности скважин, является качество вскрытия продуктивного пласта. Завышение скорости спуска бурового инструмента в скважину при вскрытии продуктивного пласта часто приводит к гидроразрыву пласта, образованию или раскрытию трещин коллектора и фильтрации промывочной жидкости в эти трещины.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит и при эксплуатации скважин по различным причинам: глушение скважин перед подземным ремонтом некондиционными растворами или водой с повышенным содержанием механических примесей; несоблюдение технологии проведения различных ГТМ; несвоевременное и некачественное освоение скважин после

проведения ГТМ; отложение смолотпарафиновых соединений; химическую и биологическую кольматацию; закачку в пласт воды при заводнении с повышением допустимых норм по механическим примесям (30мг/л) и т.д.

Степень восстановления проницаемости ПЗП зависит от времени с момента остановки скважины до ее освоения. С увеличением этого времени полнота восстановления проницаемости снижается. Отсюда следует, что необходимо до минимума сокращать время с момента завершения работ по обработке ПЗП или других ГТМ, связанных с глушением скважины до освоения и ввода их в эксплуатацию [2].

Существенное снижение относительного коэффициента фильтрации происходит при снижении температуры, особенно это наблюдается при температуре, равной или ниже температуры насыщения нефти парафином. При этом в зависимости от проницаемости породы, происходит частичная или полная закупорка поровых каналов смолотпарафиновыми отложениями.

Факторы снижающие гидропроводность ПЗП: гидромеханические, термохимические, биологические [6].

Гидромеханические – в большей степени проявляются в нагнетательных скважинах. Они основаны на гидромеханическом загрязнении фильтрующей поверхности ПЗП механическими примесями и углеводородными соединениями, содержащимися в закачиваемой в пласт воде.

К термохимической относятся нерастворимые осадки, которые образуются при смешивании пресной и пластовой воды. При этом может наблюдаться образование неорганических солей, гипса, выпадение кристаллов парафина и на их основе – возникновение АСПО. К термической группе факторов снижения проницаемости ПЗП относится выпадение нерастворимых в кислотных растворах солей, гидрата окиси железа, сульфидных и силикатных соединений.

Биологические - загрязнение ПЗП продуктами жизнедеятельности организмов и бактерий. При заводнении нефтяных пластов водами, содержащими сульфатосоединения, возможно заражение скважин

сульфатовосстанавливающими бактериями (СВБ). Появление их в пласте не только ухудшает проницаемость продуктивных пластов, но и отрицательно сказывается на технологических процессах добычи нефти, т.к. при этом в добываемой нефти появляется сероводород, вследствие чего усиливается коррозия промыслового оборудования, ухудшается качество нефти. Сюда же можно отнести загрязнения ПЗП биомассой, приносимой из закачиваемой воды, взятой из водоемов с активно развитыми биогенными процессами.

Основная причина низкой продуктивности скважин наряду с плохой естественной проницаемостью пласта и некачественной перфорацией – снижение проницаемости призабойной зоны пласта.

Призабойной зоной пласта называется область пласта вокруг ствола скважины, подверженная наиболее интенсивному воздействию различных процессов, сопровождающих строительство скважины и ее последующую эксплуатацию и нарушающих первоначальное равновесие механическое и физико-химическое состояние пласта.

Само бурение вносит изменения в распределение внутренних напряжений в окружающей забой породе. Снижение продуктивности скважины при бурении происходит также в результате проникновения бурового раствора или его фильтрата в призабойную зону пласта. При взаимодействии фильтрата с пластовой минерализованной водой может происходить образование нерастворимых солей и выпадение их в осадок, набухание глинистого цемента и закупоривание порового пространства, образование стойких эмульсий и снижение фазовой проницаемости для нефти [5].

Причиной низкой продуктивности скважин может быть и некачественная перфорация вследствие применения маломощных перфораторов, особенно в глубоких скважинах, где энергия взрыва зарядов поглощается энергией больших гидростатических давлений.

Снижение проницаемости призабойной зоны пласта происходит и при эксплуатации скважин, сопровождающейся нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа,

парафина и асфальто-смолистых веществ, закупоривающих поровое пространство коллектора. Интенсивное загрязнение призабойной зоны пласта отмечается и в результате проникновения в нее рабочих жидкостей при проведении в скважинах различных ремонтных работ.

Приемистость нагнетательных скважин ухудшается вследствие закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, илом, нефтепродуктами, содержащимися в закачиваемой воде. В результате протекания подобных процессов возрастают сопротивления фильтрации жидкости и газа, снижаются дебиты скважин и возникает необходимость в искусственном воздействии на призабойную зону пласта с целью повышения продуктивности скважин и улучшения их гидродинамической связи с пластом.

Подведём итог, призабойная зона является важным элементом, которому стоит уделять внимание, это объясняется тем, что через неё происходит фильтрация флюида из пласта в скважину. Важно поддерживать ПЗП в «чистом» состоянии, так как это может значительно сказываться на производительности скважины. На практике состояние ПЗП оценивают при помощи скин-фактора. Значения скина от 0 до 2 считаются удовлетворительными в процессе эксплуатации скважин. Увеличение значения скин-фактора сказывается обратно пропорционально на величине дебита. Отрицательные значения скин-фактора также имеют место быть, значение минус 6 соответствует гидравлическому разрыву пласта.

1.2 Обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта

В настоящее время выбор технологии очистки призабойной зоны пласта – актуальная проблема в нефтегазовой отрасли. Существует множество подходов к ее решению, каждый из которых имеет свои преимущества и недостатки.

Один из основных подходов – применение механических методов очистки. Он заключается в использовании специальных инструментов для

удаления накопленных отложений. Такой подход требует больших затрат на оборудование и персонал, а также может повлечь за собой повреждение обсадных труб, что приведет к необходимости проведения ремонтных работ.

Альтернативным подходом является химическая обработка призабойной зоны. Он включает использование химических реагентов, которые нейтрализуют отложения и облегчают их удаление. Недостатком такого метода являются высокие затраты на реагенты и необходимость проведения регулярных исследований для контроля эффективности применения.

Еще одним подходом является гидроразрыв пласта. Он основан на применении высокого давления под землей для удаления отложений. Этот метод имеет высокую эффективность и позволяет проводить очистку без повреждения труб. Однако его использование сопряжено с риском возникновения микросейсмической активности и повреждения геологических образований.

Для достижения оптимальной продуктивности скважины, необходимо применять различные методы и технологии, направленные на улучшение фильтрационных свойств ГВП. Одним из таких методов является гидроочистка призабойной зоны, позволяющая удалить отложения солей, смол и других примесей, накопившихся в пустотных пространствах. Другим эффективным методом является гидроразрыв пласта, который позволяет увеличить проницаемость горной породы путем создания системы трещин.

Применение технологий гидроразрыва пласта и гидроочистки призабойной зоны может позволить увеличить дебит скважины до 5-10 раз. Однако, необходимо учитывать, что использование этих методов может привести к росту затрат на мониторинг состояния пласта и к контролю за процессом разработки скважины.

Помимо улучшения фильтрационных свойств ГВП, является важным и добор воды на скважину, что также может повысить ее продуктивность. Для этого может применяться метод стимулирования дебита скважины путем внесения вода в недра скважины. Кроме того, можно применять такие методы, как газо- и пятновоздействия.

Таким образом, выбор метода оптимизации производительности скважины зависит от многих факторов, таких как состав горной породы, фильтрационные и проницаемые свойства ГВП, качество вскрытия и эксплуатация спускового оборудования. С учетом всех этих факторов и использования современных технологий, возможно достичь максимального дебита скважины и повысить эффективность добычи углеводородного сырья. Одним из методов улучшения долговечности и производительности скважины заключается в применении химических методов обработки ГВП. Это может быть достигнуто через использование кислот, щелочей или смешанных композиций. Однако, прежде чем использовать подобные методы, необходимо тщательно оценить их эффективность и возможный негативный эффект на окружающую среду и скважинную технику. Важно учитывать, что породы с различными свойствами требуют индивидуального подхода.

В последние годы большой интерес вызывают методы гидравлического разрыва пород (ПОП), также известные как гидроразрыв. Они представляют собой комплекс технологий, позволяющих изменить геометрию ГВП и увеличить ее проницаемость. Гидравлический разрыв пород имеет определенные преимущества перед другими методами, так как он может быть применен в различных геологических условиях и имеет небольшой внедренный экологический эффект. Тем не менее, необходимо учитывать, что применение гидравлического разрыва пород может оказывать негативное воздействие на окружающую среду, а также на промышленную инфраструктуру. При подготовке к выполнению подобных работ необходимо провести тщательную экологическую оценку и выбрать оптимальное решение, учитывая множество факторов, связанных с геологическими условиями и требованиями безопасности.

Таким образом, решение задач по улучшению производительности скважин заключается в использовании комплексных методов и отдельных технологических решений, учитывающих особенности горной породы и условия добычи. Целью этих методов является сохранение проницаемости призабойной зоны, предотвращение накопления солей и других отложений, улучшение

качества вскрытия продуктивных горизонтов и обеспечение бесперебойной работы скважины на протяжении всего ее срока эксплуатации.

Все вышесказанное позволяет сделать вывод, что призабойная зона является очень важным элементом в процессе добычи нефти и газа. Ее фильтрационные свойства влияют на дебит скважины и продуктивность ее эксплуатации. Поэтому необходимо принимать меры для сохранения и восстановления проницаемости призабойной зоны в процессе добычи. Это возможно благодаря использованию методов воздействия на ГВП, а также правильной регулировке параметров призабойной зоны скважины.

Эксперты сходятся во мнении, что достижение высокой продуктивности и эффективности добычи нефти и газа невозможно без понимания природы процесса добычи на призабойной зоне. Именно здесь скапливаются отложения, в том числе смол, солей и парафинов, которые могут значительно ухудшить фильтрационные свойства горной породы. Опытные специалисты предлагают использовать инновационные технологии и применять методы воздействия на ГВП для увеличения ее проницаемости и, как следствие, продуктивности скважины.

Таким образом, на сегодняшний день оптимизация процессов добычи нефти и газа требует комплексного подхода к изучению призабойной зоны скважины. Успешное разрешение этой задачи имеет ключевое значение для повышения дебита скважинной продукции, сохранения начальной проницаемости и повышения продуктивности на протяжении всей жизни скважины. Использование инновационной технологии и регулирование параметров призабойной зоны является одним из способов повышения продуктивности на нефтегазодобывающих предприятиях.

Итак, выбор технологии очистки призабойной зоны пласта зависит от многих факторов, таких как геологические особенности месторождения, наличие необходимого оборудования и квалификации персонала. Стоит отметить, что оптимальным подходом будет комплексное использование различных методов, позволяющее достичь максимальной эффективности.

1.3 Анализ причин низкой продуктивности скважин

1.3.1 Гидродинамическое несовершенство скважины

Для того, чтобы достичь максимальной продуктивности скважин, необходимо правильно спроектировать их строение. Гидродинамически совершенная скважина должна иметь определенные характеристики, которые обеспечивают оптимальный режим работы. В первую очередь, это касается глубины залегания фильтрационных пластов, диаметра скважины, угла наклона фильтрационной поверхности и других параметров.

Однако даже при соблюдении всех этих требований, возможны случаи, когда скважины имеют разную продуктивность. В этом случае может быть необходимо провести специальные исследования, которые позволят определить причины данного явления. Самыми распространенными причинами разной продуктивности скважин являются геологические особенности пластов, наличие песчаных вкраплений, различные механические деформации пластов, а также неудачное месторождение скважины.

Решение данной проблемы может заключаться в изменении конструкции скважины, проведении дополнительных работ по оценке геологических условий скважины или введении новых технологий, которые позволят повысить продуктивность скважин. В любом случае, опытные специалисты могут подобрать наиболее эффективное решение, которое позволит добиться оптимальных результатов в работе скважин. В целом, понимание причин разной продуктивности скважин поможет оптимизировать процесс разработки месторождений и повысить его эффективность. На практике, однако, достичь гидродинамически совершенной скважины крайне сложно.

Гидродинамически совершенная скважина – это скважина, которая вскрывает пласт на всю его толщину и имеет открытый забой (т.е. вся его площадь гидродинамически связана со скважиной). На рисунке 1 приведены схемы гидродинамически совершенной и гидродинамически несовершенных

скважин.

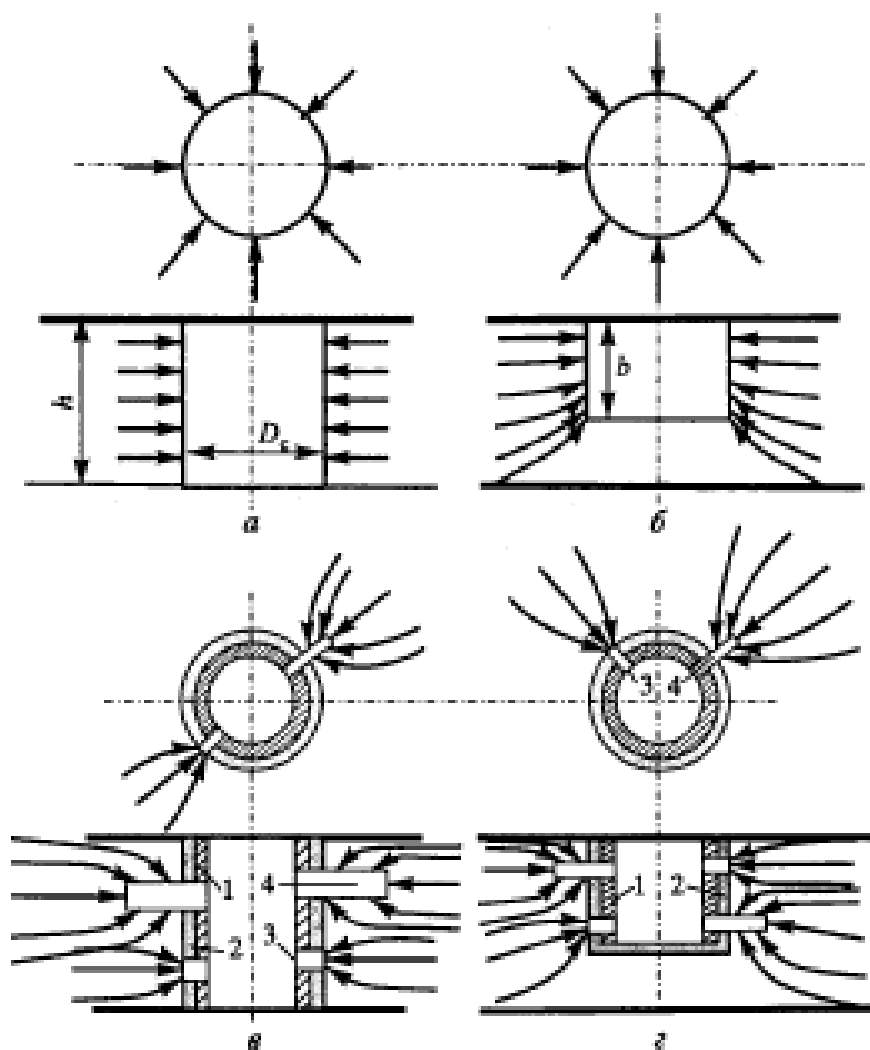


Рисунок 1 – Схемы гидродинамически совершенной (а) и гидродинамически несовершенных скважин:

б — по степени вскрытия; в — по характеру вскрытия; г — по степени и характеру вскрытия; 1 — обсадная колонна; 2 — цементный камень; 3 — перфорационное отверстие; 4 — перфорационный канал.

Достижение гидродинамической совершенности в скважинах может быть непростой задачей. Во многом это зависит от проведения правильного инженерно-геологического исследования, а также качественно выполненной буровой работы. Важно учитывать такие факторы, как местоположение, геологические характеристики пород, глубина и диаметр скважины, давление и температура, а также другие элементы, которые могут оказывать влияние на производительность скважины.

Рассмотрим виды гидродинамически несовершенных скважин:

1. Песчано-абразивный около-скважинный фильтрат

Песчано-абразивный около-скважинный фильтрат образуется в результате использования в процессе бурения скважины низкокачественного бурового раствора и нарушения условий бурения. При использовании низкокачественного бурового раствора происходит разрушение инженерных решений и оборудования на участке скважины. Такие нарушения могут привести к тому, что скважина становится гидродинамически несовершенной.

2. Природная слабопроницаемость пород

Природная слабопроницаемость пород может вызывать гидродинамическую несовершенство скважины. При этом вола не может свободно проникать в породу скважины, что объясняется спецификой строения самой породы. Это может приводить к снижению продуктивности скважины.

3. Нарушение целостности обсадных труб

Нарушение целостности обсадных труб является еще одной причиной гидродинамической несовершенности скважины. Обсадные трубы должны обеспечивать правильную работу скважины и защиту ее стенок от разных напряжений. Однако, если обсадные трубы нарушаются, то может произойти утечка технических жидкостей в стенки скважины, что вызовет нарушение гидродинамических условий. Если такие нарушения происходят на большой глубине, то может потребоваться ремонт скважины и замена обсадных труб.

4. Скважины с механическими проблемами

Одной из причин гидродинамического несовершенства скважины может быть ее механическая несостоятельность. Неправильный дизайн или повреждение оборудования могут существенно ухудшить гидравлическую характеристику скважины. Некачественная установка или сбой системы насоса также могут вызвать механические проблемы.

5. Скважины с неправильной геометрией

Геометрические характеристики скважины играют важную роль в ее продуктивности. Например, если скважина имеет неправильную глубину или

наклон, это может значительно снизить ее производительность. Также необходимо учитывать расположение отверстий для сброса воды, их диаметр и схему прокладки.

6. Скважины с проблемами качества скважинной жидкости

Качество скважинной жидкости имеет прямое воздействие на ее продуктивность.

Если скважина заражена, то наличие вредных микроорганизмов может привести к засорению скважинных фильтров. Кроме того, может возникнуть проблема со свободным потоком скважинной жидкости.

4. Скважины с измененным объемом пластового давления

Когда происходит снижение пластового давления, это может привести к сокращению количества продукции скважины. Наоборот, если пластовое давление повышается, это может стимулировать увеличение объема продукции. В этом случае основными причинами могут быть изменения в структуре пород и геологических формациях

Каждая из перечисленных выше причин гидродинамического несовершенства скважины может значительно повлиять на продуктивность. Чтобы обеспечить оптимальную работу скважин, необходимо проводить регулярный мониторинг и настройку оборудования, а также решать проблемы возникающие по мере их появления.

Первый вид гидродинамически несовершенных скважин - скважины с забоем, находящимся в зоне с низкой проницаемостью. В таких скважинах забойное давление намного выше, чем в скважинах с забоем, расположенным на большей глубине. Это происходит из-за того, что гидродинамические свойства породы на таких глубинах отличаются от свойств пород на более глубоких уровнях. Аналогичная ситуация может наблюдаться при нахождении скважины в зоне с высоким содержанием солей и минералов. Почти всегда такая скважина пробивается сквозь слой отложений, который представляет собой неподвижную границу и вместе с тем достаточно плотный, что существенно увеличивает сопротивление стоку жидкости

Второй вид гидродинамически несовершенных скважин - скважины с зонами осадочного вымыва. При данном типе скважин возникают стоки, связанные с высоким содержанием минеральных соединений, что приводит к их незначительному образованию в зоне низкой проницаемости. Когда жидкость протекает через такие низкопроницаемые зоны, она приобретает быстрый темп вытеснения элементов породы и, соответственно, увеличивается площадь поверхности движения жидкости. При этом образуются большие пустоты (в количестве от 5 до 15% от объема зоны) с заостренными гранями.

Третий вид гидродинамически несовершенных скважин - скважины с забоем, находящимся в зоне перехода между породами различной проницаемости. В таких зонах происходит налегание жидкости на границы различных пород. В это же время происходит взаимодействие жидкости с породой и вместе с тем, увеличивается сопротивление стоку жидкости, что приводит к замедлению движения жидкости в скважине. При определении технически затруднительных скважин или производимых дополнительных проб устанавливается проницаемость, в том числе и переходной зоны. Кроме того, при подборе и проектировании ориентировочного диаметра скважины учитывается гидродинамическая характеристика породы.

Для достижения наилучших результатов необходимо применение определенных методов и технологий, которые позволяют оптимизировать работу скважин.

Например, применение гидроразрывов может помочь увеличить продуктивность скважин, благодаря увеличению проницаемости горных пород.

Кроме того, следует уделить внимание и техническому состоянию скважин.

Некачественное оборудование и недостаточная подготовка скважины может не только привести к уменьшению ее производительности, но и к полной остановке добычи. Поэтому регулярное техническое обслуживание и контроль работоспособности оборудования являются важными мерами для сохранения высокой производительности скважин.

В целом, достижение гидродинамической совершенности в скважинах - длительный и постоянный процесс, требующий постоянного совершенствования и оптимизации. Однако, благодаря применению современных технологий и научных подходов возможно достижение максимальных технологических показателей и увеличение производительности добычи на месторождениях.

1.3.2 Загрязнение призабойной зоны

Одной из основных причин гидромеханического загрязнения призабойной зоны является проведение технологических операций, связанных с закачкой воды или других жидкостей в забой скважины. При этом частички твердых веществ, таких как песок, глина или другие материалы, могут проникать в фильтрационные каналы и пористую структуру пласта, вызывая их закупорку и снижение проницаемости.

Другим фактором, приводящим к загрязнению призабойной зоны, являются нарушения технического состояния оборудования скважины. В этом случае в ходе добычи могут образовываться копеечные или другие технические жидкости, которые попадают в фильтрационную зону и могут привести к нарушению ее работы.

Кроме того, при разработке месторождения может происходить изменение температуры и давления, что вызывает изменение физических и химических свойств добываемой жидкости. Это может привести к нарушению структуры пласта, и, следовательно, к снижению его фильтрационной способности.

Для предотвращения загрязнения призабойной зоны и снижения ее проницаемости необходимо принимать меры по защите скважины и соблюдению технологической дисциплины при проведении добычи месторождения. Важно также проводить регулярное техническое обслуживание оборудования и мониторинг состояния призабойной зоны для оперативного

выявления и устранения проблем.

Еще одной из основных причин загрязнения призабойной зоны пласта является неправильное проведение технологических операций. Например, при использовании грубых очистных средств в процессе вывода скважины из строя, таких как песок, мусор и другие посторонние материалы, происходит закупорка фильтрационных каналов. Вследствие этого потоки воды и нефти не могут проходить через пласт, что приводит к существенному ухудшению его фильтрационных свойств.

Еще одной причиной загрязнения призабойной зоны пласта может быть образование зон фильтрационной закупорки. Это происходит тогда, когда фильтрующая способность пористой среды уменьшается на определенном участке пласта из-за наличия осадков, депозитов или других посторонних веществ. В результате этого увеличивается гидродинамическое сопротивление потока воды и нефти, что влияет на производительность скважины.

Еще одним фактором, влияющим на гидромеханическое загрязнение призабойной зоны пласта, является нарушение технологии цементирования обсадной колонны.

Например, при проведении процедуры, не может быть достигнуто плотное прилегание обсадного трубопровода к стенкам скважины, что приводит к проникновению жидкости в прилегающие пласты. Это также ведет к увеличению гидродинамического сопротивления, что отрицательно влияет на производительность скважины.

Таким образом, гидромеханическое загрязнение призабойной зоны пласта может возникать по различным причинам. Необходимо уделить особое внимание правильному проведению технологических операций и тщательно контролировать посторонние вещества, которые могут попасть в призабойную зону пласта. Только комбинация эффективных методов позволит сохранить высокую фильтрационную способность и производительность скважины на всех стадиях разработки месторождения.

Следующей причиной гидромеханического загрязнения ПЗП является

перфорация забоя скважины. Технологические операции по перфорации проводятся в целях увеличения производительности скважины, однако такие операции могут приводить к засорению фильтрационных каналов пласта. Особенно опасно проведение перфорации в области границы продуктивных пластов, где имеется большое количество грубых частиц и загрязнений.

Другой причиной гидромеханического загрязнения ПЗП являются операции по гидроразрыву пласта. Гидроразрыв проводится с целью увеличения проницаемости песчаников, однако такая технология может привести к проникновению крупных частиц и песчаных грузов в фильтрационные каналы. В результате может произойти гидромеханическая закупорка ПЗП.

Третьей причиной гидромеханического загрязнения ПЗП является нарушение технологического режима при закачке жидкости в пласт. Например, при использовании несоответствующих фильтров и оборудования для закачки жидкости в пласт, а также при нарушении режима фильтрации может происходить загрязнение фильтрационных каналов ПЗП. В результате забойная зона может стать временно или даже окончательно неработоспособной.

Таким образом, гидромеханическое загрязнение пористой среды призабойной зоны пласта является серьезной проблемой, которая влияет на производительность скважины и эффективность работы месторождения. Для решения этой проблемы необходимо улучшать технологии проведения перфорации и гидроразрыва, а также следить за правильным режимом закачки жидкости в пласт.

Взаимодействие нефти с различными веществами, например, солодкой водой или кислотами, также может затруднять фильтрацию флюида в пористой среде. В некоторых случаях возможно образование осадков, которые могут забивать поры и каналы, снижая проницаемость.

1) Немаловажную роль в загрязнении ПЗП играют свойства добываемой жидкости. Наличие в нефти таких компонентов, как смол, парафинов и асфальтенов может привести к образованию АСПО в

призабойной зоне. Данное явление возможно при определённых термобарических условиях, в результате длительной эксплуатации. В АСПО парафин является основным компонентом и его содержание может достигать до 75%. Чтобы парафин выделился в виде твердых отложений необходимо, чтобы температура потока нефти снизилась до температуры насыщения нефти парафином. Данная величина в свою очередь является переменной и зависит от давления (рисунок 2)

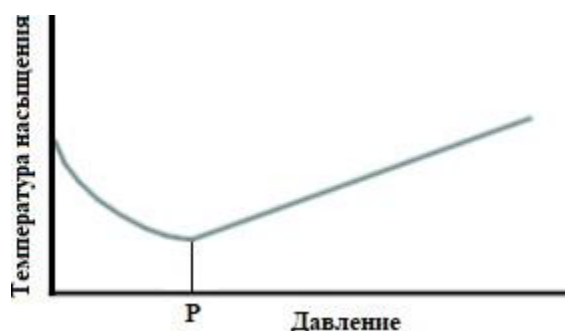


Рисунок 2 – Графическая зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления

Зона начала образования парафинов имеет довольно большой диапазон давлений: 5-10 МПа. Для большинства месторождений Западной Сибири температура насыщения нефти парафином варьируется в диапазоне: 48-50 °С [8].

2) Для газовых скважин опасно образование гидратов в призабойной зоне, так как гидраты являются твердыми плохо проницаемыми веществами, то они создают трудности при фильтрации флюида в скважину. Образованию гидратов способствуют низкие температуры и высокие давления (рисунок 3).

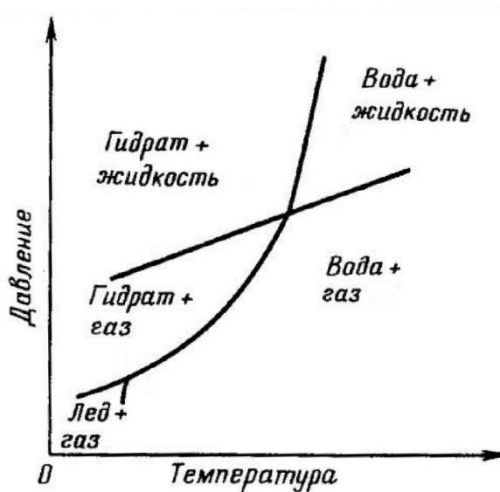


Рисунок 3– Фазовая диаграмма состояний системы газ-гидрат

3) При проникновении воды с высокой минерализацией в продуктивный пласт возможен процесс отложения солей, которые заполняют поровое пространство и ухудшают проницаемость. Выпадение солей в осадок происходит, если их фактическая концентрация в растворе превышает равновесную концентрацию для данных условий. Созданию подобных условий способствует снижение температуры.

4) Порядок грануляции горных пород также имеет важное значение для проницаемости. Если породы имеют мелкие частицы, то процесс фильтрации происходит медленнее. Кроме того, большие частицы могут загромождать скважину и ухудшать ее производительность.

5) Также важным фактором, влияющим на проницаемость, является размер пор.

Большие поры способствуют быстрой фильтрации, однако они также могут привести к замыванию скважины и формированию каверн. Маленькие поры, в свою очередь, могут ухудшать проницаемость из-за высокого капиллярного давления.

6) Наконец, одним из главных факторов, влияющих на проницаемость, является геологическое строение пласта. Некоторые виды горных пород, такие как известняк или доломит, имеют высокую проницаемость, в то время как другие, например, сланцы или песчаники, могут быть менее

проницаемыми. Важно учитывать все эти факторы, чтобы правильно оценить потенциал скважины и определить наиболее эффективные методы добычи.

8) Еще одной причиной снижения проницаемости может быть наличие в призабойной зоне иммобильных нефте-водных микросооружений. Они создают препятствие для подхода к скважине воды и нефти, что снижает их проникающую способность в породу.

7) Встречающиеся в горной породе трещины, песчаные включения и коллоидные частицы также могут негативно влиять на проницаемость. Вода или нефть могут попадать в трещины и образовывать там барьеры для других жидкостей.

8) Другой важной причиной снижения проницаемости являются нарушения структуры пористой среды вследствие геологических процессов. Это могут быть различные сдвиги и сжатия в горной породе, в результате которых образуются новые барьеры и препятствия для фильтрации жидкостей.

9) Наконец, необходимо отметить, что использование некоторых химических веществ при добыче нефти и газа может негативно сказаться на проницаемости.

Например, некоторые полимерные реагенты могут перегружать породу, что снижает ее проницаемость. Также использование кислот и других реагентов может привести к коррозии породы, что снижает ее проницаемость и повышает риск возникновения аварийных ситуаций

10) Различные микроорганизмы, содержащиеся в пласте, также могут негативно влиять на проницаемость из-за образования биопленок, закупоривающих поры породы. Особенно это актуально при использовании технологии гидроразрыва пласта, когда вместе с химическими реагентами и водой в пласт закачиваются микроорганизмы.

11) Карбонатные породы могут становиться менее проницаемыми из-за образования карстовых полостей, которые могут быть заполнены различными отложениями веществ или просто закупорены мусором и глиной.

12) Различная геометрия и структура пласта также могут существенно влиять на уровень проницаемости. Например, если породы находятся под огромным давлением, то это может привести к их компактации, что, в свою очередь, способствует снижению проницаемости.

13) Воздействие химических реагентов и других технологических факторов на породу также может оказать отрицательное влияние на ее проницаемость. В некоторых случаях возможно, что такие реагенты просто могут закупорить поры, что немедленно скажется на проницаемости, что, в свою очередь, может негативно повлиять на процессы добычи.

Все рассмотренные причины негативно сказываются на состоянии призабойной зоны скважины. К самым важным причинам, которые имеют наибольшее влияние, относятся:

- Механическое загрязнение пустотного пространства;
- Выпадение различных отложений (АСПО, гидраты, соли), из-за термобарических изменений;
- Причины, связанные с физико-химическими особенностями породы и фильтрующихся в ней флюидов.

Эти причины классифицируются по механизму образования загрязнения. Далее будут рассматриваться эффективные технологии воздействия на ПЗП для конкретных скважин в конкретных условиях, для этого необходимо построить сводную схему, в которой будут отображены причины снижения проницаемости ПЗП в добывающих и нагнетательных скважинах. Данная схема представлена на рисунке 4.

Состояние призабойной зоны скважины непосредственно влияет на интенсификацию добычи нефти и повышение коэффициента ее извлечения. При строительстве и эксплуатации скважины в продуктивном пласте выделяется прискважинная зона, характеристики которой отличаются от естественных. В связи с ухудшением фильтрационных свойств этой зоны происходит потеря энергии фильтрующегося флюида, что влияет на продуктивность скважин и приводит к их существенному снижению.



Рисунок 4 – Сводная схема причин снижения проницаемости призабойной зоны пласта

2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

2.1 Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций

При подготовке к проведению операции по воздействию на пласт залежи нефти, опытные специалисты пользуются определенной последовательностью действий. Вначале следует определить целесообразность проведения операции для конкретной скважины, подвергающейся рассмотрению. Ведь многочисленные геологические и физические факторы могут повлиять на условия залегания нефти. Далее следует выбрать очередность скважин. Обычно, наиболее перспективные скважины обрабатываются в первую очередь, так как они могут дать наибольший эффект, а именно — значительный прирост в добыче нефти. Анализ экономической составляющей заранее, позволяет избежать значительных расходов и потерь. Таким образом, очередность обработок скважин разрабатывается в соответствии с целью достижения максимального технологического результата на всем объекте с минимальными потерями.

При выборе скважины-кандидата на проведение операции воздействия на пласт залежи нефти, важно учесть также ее физические и технические параметры. Это включает в себя дебит жидкости, проницаемость пласта, глубину залегания нефтегазоносных пород, а также общее техническое состояние скважины и наличие препятствий для проведения операции.

Для определения текущего состояния скважины используются соответствующие методы диагностики. Это может включать в себя гидродинамические тесты, геофизические исследования и, при необходимости, визуальный осмотр скважины.

Кроме того, при выборе скважин-кандидатов также учитываются экологические и социальные аспекты. Важно минимизировать воздействие на

окружающую среду и учитывать интересы местных жителей и организаций.

Все эти факторы должны быть учтены при выборе скважин-кандидатов на проведение операции воздействия на пласт залежи нефти. Только комплексный подход позволит достичь наилучших результатов и гармонично совместить экономические, технические, социальные и экологические интересы.

1. Одной из категорий скважин, рассматриваемых как кандидаты на ОПЗ, являются скважины с низкой производительностью. Необходимость проведения операций на этих скважинах объясняется тем, что они могут стать "утечкой" для всего месторождения, а также могут забиваться механическими включениями, что снижает их производительность. Эти скважины требуют более тщательного подхода в ходе проведения операций, а также периодичности их проведения.

2. Следующей категорией скважин, на которых можно проводить операции воздействия на ПЗП, являются те, которые находятся вблизи перекрытий или перекосов пластов. Эти скважины могут выдавать неустойчивую добычу нефти, что влияет на равномерность добычи месторождения в целом. Поэтому на них проводятся операции стабилизации пластов.

3. Еще одной категорией скважин, на которые можно проводить операции воздействия на ПЗП, являются те, которые часто забиваются различными отложениями осадками, парафином, трубными и обсадными колоннами. Эти скважины требуют регулярной очистки и мониторинга, что также может осуществляться в ходе проведения операций.

4. Газовые скважины с ухудшающейся продуктивностью, в которых термобарические условия соответствуют гидратообразованию;

5. Скважины, показывающие низкие показатели после проведения ГРП. Объектом воздействия в данном случае является загустевший гель между зёрнами проппанта;

6. Скважины, которые находились долгое время в бездействии;

7. Скважины, находящиеся длительное время в эксплуатации, и в которых наблюдается снижение притока к забою скважины, по причине разрушения скелета породы, выноса частиц и снижения проницаемости.

Гидродинамические исследования скважины (ГДИС) представляют собой совокупность мероприятий, которые помогают определить показатели остаточной нефтенасыщенности и различные параметры скважины (дебит, температуру, давление и т.д.) и фильтрационные характеристики пласта. Кривая восстановления давления (КВД) позволяет оценить величину остаточной нефтенасыщенности обводняющейся скважины. Наиболее достоверную информацию об остаточной нефтенасыщенности получают при проведении ГДИС в начальный безводный период эксплуатации и в период обводнённости.

При определении целесообразности проведения очистки забоя скважины важно знать соотношение извлечённых скважиной удельных запасов к её начальным удельным запасам. Если данный коэффициент близок к единице, то необходимо произвести расчёты и оценить рентабельность данной операции.

Определение остаточной нефтенасыщенности пласта возможно путем визуального наблюдения за работой скважины и ГДИС. Существует несколько методов определения остаточной нефтенасыщенности, включая:

- 1) по обводнению добывающих скважин;
- 2) по относительной пьезопроводности пласта;
- 3) по относительной подвижности водонефтяной смеси;
- 4) методом корреляции;
- 5) комбинированным методом.

После того, как определена очередная скважина на очистку ПЗП, необходимо определиться с технологией, которую подбирают исходя из причин загрязнения ПЗП. У всех скважин, эксплуатируемых одну залежь (месторождение), зачастую причины засорения схожи. Существуют случаи, когда возникновение загрязнения можно объяснить без проведения различных исследований.

Для определения технологии очистки ПЗП после нахождения новой скважины необходимо установить причину загрязнения, которая зачастую совпадает в скважинах, эксплуатируемых одну залежь, из-за почти неизменных геологических условий. Различие возникает только в причинах засорения

добывающих и нагнетательных скважин. В случае, когда возникновение загрязнения очевидно, требуется технология, которая эффективно справляется с данным видом загрязнения. Анализ данных эксплуатации скважин позволит предположить причину снижения проницаемости ПЗП, но для ее подтверждения необходимо провести ряд исследований. После выяснения причины загрязнения ПЗП подбирается оптимальная технология очистки, при условии герметичности эксплуатационной колонны и целостности цементного раствора. важно не допустить разрушение эксплуатационной колонны, тем самым не создать ещё больше проблем.

Оценить техническое состояние скважины помогают скважинная цементометрия, скважинная дефектоскопия и толщинометрия.

При помощи цементометрии определяют высоту подъёма цемента в заколонном пространстве, его распределение, степень сцепления с горной породой, а также определяются места затрубной циркуляции воды. В основе цементометрии лежит применение термического, акустического, радиоактивного или электрического метода.

Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлической колонне скважины под воздействием электромагнитного излучения катушки. На величину ответного сигнала влияет сплошность, толщина, магнитная восприимчивость и удельная электрическая проводимость материала. Данные методы оценки состояния скважины помогают определить обрывы, коррозию, продольно-поперечные дефекты эксплуатационной колонны, а также её толщину.

Таким образом, выбор скважин-кандидатов для проведения операций воздействия на ПЗП зависит от множества факторов, включая геологические и физические характеристики залежей нефти, экономический аспект, а также регулярность проведения операций в зависимости от типа скважин. Рациональный выбор кандидатов на операции ОПЗ в соответствии с рекомендациями опытных специалистов помогает достичь максимального

технологического результата и минимизировать затраты.

2.2 Технологии очистки призабойной зоны пласта

Существует большое разнообразие технологий очистки ПЗП. Сущность этих технологий заключается в искусственном увеличении проводимости призабойной зоны. Эти технологии можно классифицировать по явлениям, лежащим в их основе. Выделяются химические, физические, термические, а также большое количество комбинированных технологий интенсификации приемистости и притока скважин. На рисунке 5 представлена схема классификации технологий очистки по явлениям, лежащим в их основе.



Рисунок 5 – Классификация технологий очистки

2.2.1 Химическая очистка призабойной зоны

Кислотные обработки

При проведении кислотной обработки применяются различные виды кислот, наиболее часто используются соляная кислота и плавиковая кислота. Выбор кислоты зависит от многих факторов, включая тип горной породы, глубину залегания призабойной зоны, наличие и количество продуктов коррозии и т.д.

Кислотная обработка проводится с целью увеличения проницаемости породы и, следовательно, повышения дебита скважины. Кроме того, также происходит удаление продуктов коррозии и различных отложений, таких как соли и другие загрязняющие вещества.

Процесс кислотной обработки может проводиться как одноразово, так и поэтапно, при этом применяются различные концентрации кислот, а также применяются специальные растворители для усиления эффекта. Кроме того, может проводиться комплексная обработка, включающая не только кислотную обработку, но и другие методы очистки призабойной зоны.

Одним из существенных недостатков кислотной обработки является ее агрессивность и возможность повреждения ствола скважины. Поэтому перед проведением данной процедуры необходимо провести комплексную оценку состояния скважины и определить возможность ее проведения. В целом, кислотная обработка является одним из наиболее эффективных методов очистки призабойной зоны, который позволяет добиться повышения дебита скважины и увеличить продуктивность нефтяной скважины.

Кислотную обработку следует проводить только после прохождения этапа промывки, так как оставшиеся после нее загрязнения могут повредить оборудование и уменьшить эффективность очистки. Наиболее часто используемыми кислотами являются соляная и солянокислая. С их помощью можно растворить остатки АСПО и прочую нефтяную продукцию, а также

удалить соли и другие минеральные отложения. Важно отметить, что кислоты являются опасными веществами и их использование должно проводиться только специалистами с соответствующими навыками и оборудованием.

После завершения кислотной обработки производится тщательная промывка скважины. В этом этапе важно полностью удалить остатки кислоты и других загрязняющих веществ из скважины, чтобы предотвратить их повторное образование. Оптимальным решением является использование специальных растворов, которые помогают удалить остатки кислоты и солей.

Завершающим этапом является контрольная промывка, которая позволяет проверить эффективность произведенной очистки. В этом случае воду насыщают специальными красителями, которые помогают отследить наличие остатков загрязнений в скважине. Если при этом обнаруживаются остатки, то необходимо повторить предыдущие этапы очистки до их полного устранения.

Химическая очистка призабойной зоны с использованием кислотных методов является одной из наиболее эффективных технологий очистки скважин от различных загрязнений. Однако ее использование требует опыта и профессионализма со стороны специалистов, которые смогут провести этапы очистки безопасно и эффективно.

Кислотную обработку проводят с целью удаления минеральных отложений, а также устранения пробок в скважине. Она осуществляется путем введения растворов сильных кислот, таких как соляная, солянокислая, солянокислородистоводородная кислота и др. Кислотные растворы выбираются в зависимости от химического состава отложений.

Перед проведением кислотной обработки скважину подготавливают, пропуская через нее растворы химических реагентов. Это помогает уменьшить концентрацию ионов хлора и серы в скважине, что позволяет снизить коррозионные свойства кислотных растворов.

Сама кислотная обработка проводится в специальном порядке, строго следуя технологическому процессу. Важно проводить обработку только в

контролируемых условиях, чтобы минимизировать риски аварийного прорыва скважины.

Обработка нефтесодержащего коллектора, в составе которого имеются карбонатные породы, кислотой улучшает проницаемость пласта в зоне скважины, а соответственно обуславливает и интенсификацию притока жидкости к скважине либо увеличивает ее приемистость, если скважина нагнетательная.

Для обработки пласта кислотой применяется комплекс оборудования, в состав которого входят арматура для устья скважины, насосный агрегат для нагнетания кислоты в скважину, автоцистерна для перевозки кислоты и химреагентов, манифольд для соединения автоцистерны с приемом насосного агрегата и с устьевой арматурой. Кроме того, в районах с большими объемами работ по кислотным обработкам имеются базы с запасом кислоты.

При солянокислотной обработке концентрация кислоты в растворе составляет 8 – 20% в зависимости от пород нефтесодержащего коллектора. Если концентрация раствора соляной кислоты выше рекомендуемой, трубы устьевого и скважинного оборудования разрушаются, а если ниже – снижается эффективность обработки призабойной зоны.

Для предохранения труб, емкостей, насосов, трубопроводов, устьевого и скважинного оборудования от коррозионного воздействия кислоты в раствор добавляют специальные ингибиторы. В качестве ингибиторов применяется формалин (40%-ный раствор формальдегида в воде) или УНИКОЛ марки У-К. У-2 и m-h. Несмотря на применение защитных мер, в процессе обработки скважины в соляной кислоте образуется значительное количество примесей в виде окислов железа, которые выпадают из раствора и закупоривают поры пласта. Для предотвращения выпадения применяются стабилизаторы, в качестве которых используется уксусная кислота, добавляемая в раствор в количестве 0,8 – 1,6 % объема разведенной соляной кислоты.

Раствор соляной кислоты готовят следующим образом. После определения его объема в емкость заливается вода. К ней добавляются ингибитор, затем стабилизатор и замедлитель реакции – препарат ДС в

количестве 1 – 1,5 % от объема закачиваемого в скважину раствора кислоты. После тщательного перемешивания раствора в последнюю очередь добавляют рассчитанный объем концентрированной соляной кислоты при постоянном перемешивании.

На промыслах применяются кислотные обработки нескольких видов: закачка кислоты в пласт под давлением, кислотные ванны, при которых кислота закачивается в скважину только в объеме забоя без задавки ее в пласт для очистки внутренней поверхности забоя от загрязняющих отложений (цемент, глинистый раствор, смолы, парафин, продукты коррозии), а также закачка горячего кислотного раствора, который нагревается за счет экзотермической реакции между соляной кислотой и реагентом – магниевым материалом.

Для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты и нагнетания его в пласты применяются специальные агрегаты Азинмаш-30А. АКПП-500, КП-6,5.

Агрегат Азинмаш-30А монтируется на трехосном грузовом автомобиле КрАЗ-257 высокой проходимости. Агрегат включает: трехплунжерный горизонтальный насос одинарного действия 5НК-500, коробку отбора мощности, промежуточную трансмиссию, манифольд, гуммированные цистерны (основная и смонтированная на прицепе).

Агрегат АКПП-500 смонтирован на трехосном грузовом автомобиле КрАЗ-255Б высокой проходимости. Агрегат состоит из трехплунжерного горизонтального насоса одинарного действия с приводом от тягового двигателя автомобиля через коробку отбора мощности и промежуточную трансмиссию, гуммированной цистерны и трубопроводов с арматурой. Принцип действия агрегата не отличается от агрегата Азинмаш-30А. Техническая характеристика АКПП-500

Для транспортирования ингибированной соляной кислоты и подачи ее на насосный агрегат при кислотной обработке призабойной зоны скважины применяются специальные кислотовозы КП-6,5 и прицеп-цистерна ПЦ-6К.

Кислотовоз КП-6,5, смонтированный на автомобиле КрАЗ-255Б, состоит из гуммированной цистерны, центробежного одноступенчатого насоса, трубопроводов и запорной арматуры.

Прицеп-цистерна ПЦ-6К предназначена для транспортирования раствора ингибированной соляной кислоты с содержанием HCl 21 %.

Допускается добавлять в транспортируемую жидкость плавиковую кислоту в количестве до 5 % и уксусную кислоту до 2 % от объема соляной кислоты. Цистерна смонтирована на шасси автомобильного прицепа МАЗ-8925.

При отсутствии описанных специальных кислотных агрегатов скважину обрабатывают при помощи обычных передвижных насосных или промывочных агрегатов с последующей промывкой водой гидравлической части насосов.

На обустроенных нефтяных промыслах, на которых проектируются кислотные обработки скважин (СКО), как правило, сооружаются кислотные базы с соответствующими подъездными путями (включая железнодорожную ветку), насосными помещениями, лабораторией, гуммированными емкостями, складскими помещениями, душевыми и помещениями для бригады, а также при необходимости и котельными для подогрева растворов в зимнее время.

На скважины рабочий раствор доставляется в автоцистернах 4ЦР емкостью 9,15 м³ или УР-20 емкостью 17 м³. Для перевозки концентрированных неингибированных кислот емкости должны быть гуммированы. Для перевозки ингибированных кислот достаточно покрытия этих емкостей химически стойкими эмалями. На скважинах часто используют передвижные емкости (на салазках) объемом 14 м³, которые в зимних условиях работы оборудуют змеевиком для обогрева растворов паром. Для перекачки кислот используются только специальные кислотоупорные центробежные насосы с подачей от 7 до 90 м³/ч и напора от 8 до 30 м.

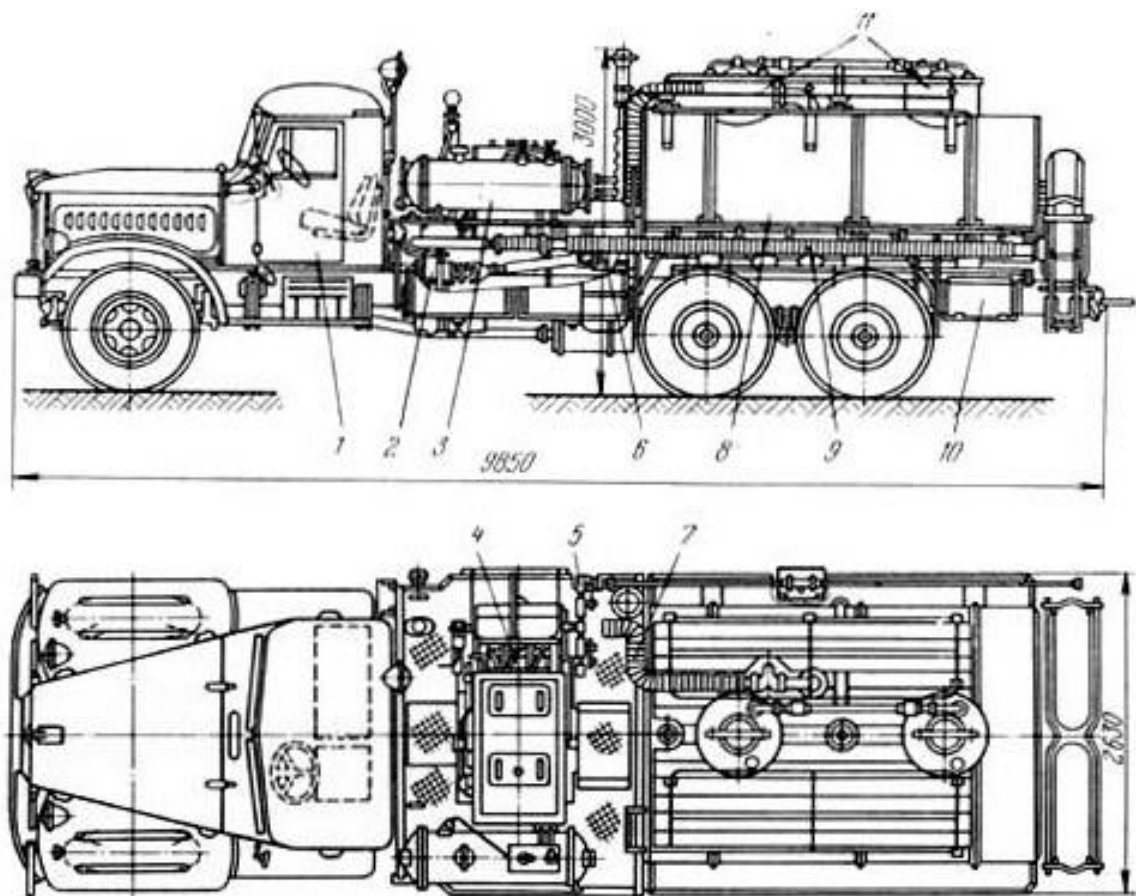


Рисунок 6 – Насосный агрегат для кислотных обработок Азинмаш — 30А:

1 — кабина машиниста (пульт управления); 2 — коробка отбора мощности; 3 — емкость для реагента; 4 — насос 4НК-500; 5 — выкидной трубопровод; 6 — редуктор; 7 — шланг для забора раствора кислоты из цистерны; 8 — цистерна для раствора кислоты; 9 — комплект присоединительных шлангов; 10 — ящик для инструментов; 11 — горловина цистерны.

Для закачки ингибированных растворов кислоты в пласт используется, например, специальный насосный агрегат на автомобильном шасси — «Азинмаш-30А», рис. 6 с гуммированной резиной цистерной, состоящей из двух отсеков емкостью 2,7 м³ и 5,3 м³, а также с дополнительной емкостью на прицепе с двумя отсеками по 3 м³ каждый. Агрегат снабжен основным трехплунжерным горизонтальным насосом высокого давления 4НК500 одинарного действия для закачки кислоты в скважину. Насос имеет привод через специальную коробку от основного двигателя автомобиля мощностью 132 кВт. Конструкция силового насоса предусматривает сменные плунжеры диаметром 110 и 90 мм. Насосы обеспечивают подачу от 1,03 до 12,2 л/с и давление от 7,6 до 50 МПа в зависимости от частоты вращения вала (5 скоростей от 25,7 до 204 в мин⁻¹). Наряду с этим основным агрегатом при кислотных обработках скважины используют цементируемые агрегаты ЦА-320М, а также насосный агрегат для гидроразрыва АН-700.

Для предотвращения быстрого изнашивания агрегатов при прокачке даже ингибированного раствора кислоты необходима обязательная их промывка водой непосредственно после завершения работ. В промывочную воду желательно добавлять тринатрийфосфат в количестве 0,3 — 0,5 % для лучшей нейтрализации остатков кислоты. Схема обвязки скважины при простых кислотных обработках или в ваннах показана на рис. 7. Силовой насос агрегата «Азинмаш-30А» может забирать жидкость не только из емкостей, установленных на платформе агрегата, но и с помощью резиновых шлангов откачивать ее из емкостей на автоприцепе и из передвижных емкостей.

При кислотных обработках используется дополнительно цементируемый агрегат ЦА-320М в качестве подпорного насоса, подающего жидкость на прием силового насоса агрегата «Азинмаш 30А». Кроме того, агрегат ЦА-320М со вспомогательным ротационным насосом низкого давления и двумя емкостями на платформе позволяет перемешивать растворы кислоты при введении в них различных реагентов, а также при необходимости перекачки растворов из одних емкостей в другие.

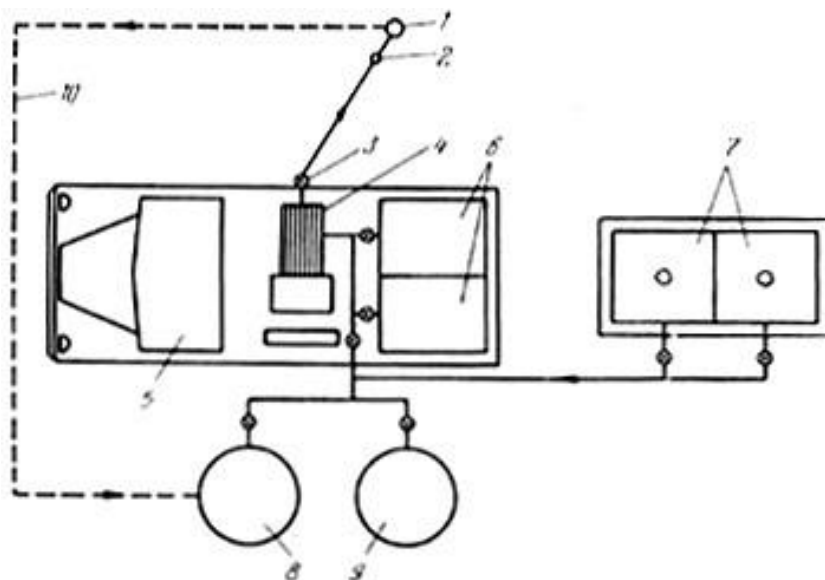


Рисунок 7—Схема обвязки скважины при проведении простых кислотных обработок:

1 — устье скважины; 2 — обратный клапан; 3 — задвижка высокого давления; 4 — насос 4НК-500; 5 — агрегат Азинмаш 30А; 6 — емкость для кислоты на агрегате; 7 — емкость для кислоты на прицепе; 8 — емкость для продавочной жидкости; 9 — емкость для кислоты; 10 — линия для обратной циркуляции.

Ротационный насос используют также при приготовлении нефтекислотных эмульсий для закачки в поглощающие интервалы с целью расширения охвата обработкой большой толщины пласта. Для создания более высоких скоростей закачки, если подачи одного агрегата при данном давлении оказывается недостаточно, используют два и более параллельно работающих агрегатов. Устье скважины при обработке под давлением оборудуется специальной головкой, рассчитанной на высокие давления, с быстросъемными соединениями. Головка скважины с обязательным обратным клапаном и задвижкой высокого давления соединяется с выкидом насосного агрегата прочными металлическими трубами. Обычно в этих случаях используется оборудование для гидравлического разрыва пласта или пескоструйной перфорации.

При термокислотной обработке используются реакционные наконечники, изготавливаемые из обычных нефтепроводных труб диаметром 100 и 75 мм. Внутренняя полость трубы загружается магнием в виде стружки или в виде брусков, а ее поверхность перфорируется мелкими отверстиями.

Появление новых технологий в области кислотных обработок позволяет

справляться с различными видами отложений, улучшая эффективность очистки и снижая затраты на проведение работ. Современные методы позволяют произвести обработку в условиях минимального воздействия на окружающую природную среду и с учетом охраны здоровья работников.

Применение растворителей

Растворители довольно эффективно справляются с АСПО. Они бывают, как многокомпонентные, так и индивидуальные по составу. Чтобы достичь максимальный эффект в ПЗП закачивают подогретый растворитель. Состав и объём растворителя подбирается исходя из состава АСПО, способа эксплуатации скважины и прочности отложений. В процессе обработки растворитель может, как циркулировать, так и находиться в статическом состоянии. Продолжительность обработки может достигать 24 часов. Объём растворителя варьируется в пределах 1,5-5 м³ на метр продуктивной толщины.

Хорошей растворяющей способностью обладают индивидуальные органические растворители. Например, сернистый углерод (CS₂) и вещества на его основе, толуол (C₇H₈) и другие. Данные вещества применяются довольно редко, так как они токсичны и некоторые из них могут влиять на процессы переработки. Толуол редко применяется из-за высокой стоимости.

Однако многокомпонентные растворители, такие как керосин и дизельное топливо, используются гораздо чаще. Такие растворители имеют более сложный состав и могут обладать большей эффективностью против АСПО. Они также могут использоваться в сочетании с другими химическими реагентами для достижения максимально возможной эффективности обработки.

В процессе применения растворителей следует учитывать не только их эффективность, но и их побочные эффекты. Большинство растворителей являются токсичными и могут оказывать влияние на здоровье работников, а также на окружающую среду. Поэтому необходимо строго соблюдать правила безопасности при обработке скважин, а также утилизировать использованные растворители в соответствии с действующими нормами и стандартами.

В целом, применение растворителей является распространенным и

эффективным способом борьбы с АСПО, но зачастую его необходимо комбинировать с другими методами обработки скважин. Также необходимо постоянно следить за ситуацией на местности и анализировать данные, чтобы выбирать наиболее эффективные растворители для конкретной скважины. Все это совместно позволит достичь максимально возможной эффективности при использовании растворителей в процессе борьбы с АСПО.

Другой группой растворителей, которые применяются в ПЗП, являются многокомпонентные растворители. Они включают в себя множество различных компонентов, таких как алкены, ароматические углеводороды и многие другие. Такие растворители обладают большей растворяющей способностью, чем индивидуальные растворители, и часто используются при обработке более сложных типов АСПО.

Важную роль в применении растворителей в ПЗП играет также их температура. При более высокой температуре растворитель обычно показывает более высокую эффективность, поскольку он становится более гибким и способен разрушать АСПО более эффективно. Однако при этом также увеличивается риск нежелательной реакции между растворителем и АСПО, что может привести к образованию нерастворимых соединений.

Таким образом, применение растворителей в ПЗП является важным инструментом для обработки АСПО и улучшения производительности скважин. Однако при этом необходимо учитывать множество факторов, таких как состав АСПО, способ эксплуатации скважины и реакционная способность растворителя, чтобы обеспечить максимально возможный эффект при обработке.

Все растворители имеют свои преимущества и недостатки. Так, например, многокомпонентные растворители более универсальны, чем индивидуальные растворители, что позволяет применять их в более широком спектре условий и задач.

Однако, индивидуальные растворители обладают более высокой специфичностью действия, что может быть оптимальным решением в некоторых случаях.

Среди наиболее часто применяемых многокомпонентных растворителей можно выделить КС-2, НДМ, СФ и др. Каждый из них имеет свой компонентный состав, что позволяет регулировать их растворяющие свойства.

Одним из факторов, оказывающих влияние на выбор растворителя, является также вязкость раствора. Если вязкость раствора слишком высокая, это может затруднить процесс дозирования и нанесения раствора на поверхность АСПО. Поэтому важно подбирать растворитель, учитывая его вязкость и температуру, при которой он будет применяться.

Например, некоторые многокомпонентные растворители, такие как ЛК-1 и ЛК-2, хорошо справляются с задачей удаления АСПО, обладая при этом небольшой вязкостью. Однако, если требуется растворитель с более высокой специфичностью, можно использовать индивидуальные растворители на основе бензола, толуола и прочих органических соединений.

Обработка призабойной зоны гидрофобизирующими веществами

Обработка призабойной зоны гидрофобизирующими веществами - способ защиты строительных конструкций, расположенных в зоне призабойной зоны, от воздействия воды. Гидрофобизирующие вещества создают защитный барьер на поверхности материала, отталкивая воду и предотвращая ее проникновение внутрь конструкции.

Данный метод нужен для того, чтобы предотвратить коррозию, ржавление и другие процессы разрушения материалов, которые могут произойти при контакте материала с водой. Обработка гидрофобизирующими веществами также улучшает изоляционные свойства строительных материалов, защищая их от проникновения влаги и сохраняя необходимый тепловой комфорт внутри помещений.

Для обработки призабойной зоны необходимо произвести тщательную подготовку поверхности материала, очистив ее от старых слоев красок, ржавчины и других загрязнений. Затем гидрофобизирующее вещество наносится на поверхность методом распыления, кистью или валиком. Для более эффективного защитного слоя может потребоваться нанести несколько слоев.

Важной составляющей процесса является контроль за качеством и правильностью обработки. Неправильно выполненная обработка может привести к образованию пузырьков и прочих дефектов на обработанной поверхности, что отрицательно скажется на ее защитных свойствах.

Также необходимо учитывать, что обработку призабойной зоны гидрофобизирующими веществами можно производить только при сухой погоде и при температуре выше +5 градусов Цельсия. Оптимальным временем для проведения работ является весна и осень, когда воздух еще не настолько сухой, чтобы гидрофобизатор быстро высыхал, но и не настолько влажный, чтобы мешать процессу обработки.

Для обработки призабойной зоны гидрофобизирующими веществами необходимо учитывать множество факторов, таких как климатические условия и частота воздействия морской воды на материалы. Оптимальный выбор составов гидрофобизаторов и методов обработки материалов должен осуществляться на основе индивидуального подхода к каждому проекту.

Кроме того, необходимо провести профессиональную оценку состояния материалов и степени их повреждения, чтобы правильно определить необходимость обработки и выбрать соответствующую технологию. При работе с гидрофобизирующими веществами, также следует учитывать возможные риски для окружающей среды и необходимо соблюдать все меры предосторожности.

Важно отметить, что результаты обработки призабойной зоны гидрофобизирующими веществами могут существенно отличаться в зависимости от качества и состава применяемых материалов. Поэтому необходимо внимательно выбирать производителей материалов и гидрофобизаторов, а также следить за соответствием всех применяемых материалов нормам и стандартам безопасности.

Считается, что обработка гидрофобизирующими веществами может продлить срок службы строительных конструкций в зоне призабойной зоны на несколько десятилетий.

Однако, необходимо понимать, что обработка призабойной зоны

гидрофобизирующими веществами не может быть рассмотрена как единственное решение для защиты строительных конструкций.

Важно отметить, что выбор подходящего гидрофобизирующего вещества зависит от строительного материала, который требуется обработать. Каждый материал имеет свои особенности и требования по защите, поэтому необходимо, грамотно подобрать состав гидрофобизатора и произвести обработку в соответствии с указаниями производителя.

Таким образом, обработка призабойной зоны гидрофобизирующими веществами - важный и эффективный способ защиты строительных конструкций от воздействия воды, который требует определенных знаний и опыта в области строительства.

Применение ингибиторов солеотложения

Применение ингибиторов солеотложения – один из эффективных способов борьбы с проблемой снижения проницаемости ПЗП, вызванной отложением неорганических солей. Ингибиторы солеотложения – это вещества, которые подавляют процесс образования и кристаллизации солей на поверхности ПЗП. Применение таких веществ позволяет улучшить проницаемость ПЗП и продлить срок его службы, а также снизить затраты на его обслуживание и ремонт. Однако выбор ингибитора следует осуществлять с учетом условий эксплуатации и особенностей рабочей среды, чтобы эффект его применения был максимальным.

Ингибиторы солеотложения является наиболее простым и доступным способом защиты ПЗП. Более того, использование ингибиторов не только позволяет снизить затраты на обслуживание оборудования, но и снизить риск отказов и аварийных ситуаций, что важно в производственных условиях.

Для того чтобы выбрать оптимальный ингибитор солеотложения, необходимо провести ряд исследований и анализов, учитывая конкретные условия эксплуатации оборудования. Основными параметрами, которые нужно учитывать при выборе ингибитора, являются химический состав рабочей среды, температурный режим, концентрация солей и другие факторы.

Важно отметить, что правильно подобранный ингибитор солеотложения

может значительно улучшить работу ПЗП, продлить его срок службы и снизить затраты на обслуживание и ремонт. Поэтому, при выборе ингибитора следует учитывать все вышеуказанные факторы, а также советоваться с опытными специалистами в данной области.

Различные типы ингибиторов солеотложения показывают разную эффективность в зависимости от типа солей, химического состава ПЗП и других параметров. Например, для борьбы с отложениями карбонатов на ПЗП, обычно используют ингибиторы на основе полифосфатов, фосфонатов и сульфонов. Для снижения отложений сульфатов и хлоридов на ПЗП используются ингибиторы на основе сульфонов и фосфатов. Важно при этом учитывать взаимодействие выбранного ингибитора с другими добавками в рабочей среде, например санитарно-техническими добавками и антикоррозионными присадками.

Кроме того, при выборе ингибитора солеотложения необходимо учитывать технологии его применения. Одни ингибиторы предназначены для применения в жидкой форме, другие - в виде порошка или гранул. Некоторые ингибиторы добавляются в систему непосредственно при наполнении ПЗП, другие - растворяются в воде и используются для обработки ПЗП. Важно выбрать ингибитор с учетом доступных технологий применения и их экономической целесообразности.

Наконец, при выборе ингибитора солеотложения необходимо учитывать его экологические характеристики. По возможности, следует выбирать ингибиторы, которые не содержат тяжелых металлов, оксиды и кислотные соединения. Важно учитывать наличие сертификатов на выбранный ингибитор солеотложения по экологическим и санитарно-гигиеническим требованиям.

Однако, несмотря на многообразие ингибиторов солеотложения, их применение является одним из наиболее эффективных способов борьбы с проблемой снижения проницаемости ПЗП, а следование вышеуказанным рекомендациям позволяет выбрать наиболее эффективный ингибитор для конкретных условий эксплуатации и обеспечить длительную и надежную работу

ПЗП.

Кроме того, важно учитывать химический состав питательной среды, воды и других веществ, имеющих контакт с ПЗП. Разные ингибиторы могут быть более или менее эффективны в разных условиях, что можно определить только путем проведения соответствующих исследований.

Для большей эффективности ингибиторов, их следует дозировать и применять в соответствии с инструкциями производителя. В экстремальных условиях, где отложение солей является особенно интенсивным, может потребоваться увеличение количества ингибитора или использование более концентрированных растворов. Помимо использования ингибиторов солеотложения, также может потребоваться выполнение профилактического обслуживания и очистки ПЗП.

В целом, применение ингибиторов солеотложения является эффективным способом борьбы с проблемами снижения проницаемости ПЗП, связанными с отложением солей. Однако, выбор и использование таких ингибиторов следует проводить с учетом условий эксплуатации и особенностей питательной среды, чтобы добиться наилучших результатов и максимально продлить рабочий срок ПЗП.

Применение ингибиторов гидратообразования

Ингибиторы гидратообразования используются в процессах добычи нефти и газа, чтобы предотвратить гидратообразование на стенках труб и нагнетательных устройствах. Гидратообразование может привести к остановке производственных процессов и серьезным неисправностям оборудования. Ингибиторы гидратообразования могут быть применены как в жидком, так и в газообразном состоянии, и выбор конкретного ингибитора зависит от условий добычи и технологических процессов. Важными параметрами при выборе ингибитора являются его эффективность, экономическая целесообразность и безопасность использования.

Существуют различные типы ингибиторов гидратообразования. Некоторые из них работают за счет уменьшения поверхностного натяжения жидкости в газе,

тем самым сводя к минимуму возможность образования гидратов. Другие ингибиторы основаны на введении специальных химических соединений в поток газа, которые способны образовывать сложные молекулы, не позволяя при этом гидратам образовываться.

Химические ингибиторы гидратообразования обладают довольно высокими эксплуатационными характеристиками, так как они обеспечивают стабильную защиту от гидратообразования во всех изменяющихся условиях в скважине. Однако, они могут быть довольно дорогими и могут вызвать негативную реакцию на окружающую среду, поэтому их необходимо применять с осторожностью.

Использование ингибиторов является наиболее эффективным методом борьбы с гидратообразованием в ПЗП. Однако выбор определенного ингибитора может быть предметом дополнительных исследований и экспериментов, так как эффективность каждого может зависеть от условий эксплуатации скважины.

Важным преимуществом ингибиторов является их относительно низкая стоимость и доступность. Кроме того, использование ингибиторов гидратообразования также позволяет сократить расходы на обслуживание скважин и снизить риски аварийных ситуаций.

Однако, необходимо отметить, что использование ингибиторов также имеет свои недостатки. В некоторых случаях, ингибитор может негативно влиять на качество газа, что приведет к дополнительным затратам на его очистку. Также возможно развитие коррозии в скважине из-за взаимодействия ингибитора с металлическими элементами оборудования.

Применение ингибиторов – это наиболее эффективный и экономичный способ борьбы с гидратами в газовых скважинах. В настоящее время существует множество видов ингибиторов, которые могут быть применены для решения данной проблемы.

Одним из наиболее эффективных ингибиторов являются органические соли. Эти ингибиторы уменьшают парциальное давление водяного пара в потоке газа и предотвращают образование гидратов. Большинство органических солей

имеют низкую токсичность и эффективны в широком диапазоне давлений и температур.

Кроме того, существуют ингибиторы на основе полимеров, которые также могут использоваться для борьбы с гидратами. Эти ингибиторы часто состоят из полиакриламидов или полиэлектролитов и уменьшают количество воды в потоке газа.

В целом, использование ингибиторов гидратообразования является важным инструментом для обеспечения безопасности и надежности эксплуатации газовых скважин. Это позволяет добиваться стабильной производительности скважины и предотвращать возможные аварии, связанные с образованием гидратов.

Применение ингибиторов коррозии

При проведении кислотных обработок ПЗП важно защитить подземное оборудование, так как кислоты способствуют активной коррозии оборудования. Чтобы не допустить этого применяют ингибиторы коррозии.

Необходимо использовать ингибиторы коррозии, которые позволяют защитить оборудование от воздействия кислоты. Ингибиторы коррозии могут быть разного типа и состава в зависимости от условий проведения обработки и состояния оборудования. Например, для трубопроводов часто используются ингибиторы, содержащие фосфаты и нитраты.

Ингибиторы коррозии добавляются в кислотные растворы, чтобы предотвратить взаимодействие кислот с металлами. Они работают путем образования плотной пленки на поверхности металла, которая затем служит защитным барьером от коррозии. Чтобы обеспечить максимальную эффективность ингибиторов, необходимы определенные условия проведения обработки. В первую очередь, нужно правильно выбрать ингибитор, соответствующий типу обрабатываемого металла и составу кислотного раствора.

Важным моментом является также обеспечение равномерности распределения ингибитора по всей поверхности металла. Для этого необходимо осуществлять тщательное перемешивание раствора в технологическом

емкостном оборудовании. Кроме того, ингибиторы коррозии могут выделяться примесью в продукте обработки, поэтому очистка от них в конце процесса также является важным моментом.

Для понижения коррозионной активности соляной кислоты используют:

- формалин (до 1%) – снижает активность в 8 раз, растворяется в воде;
- УНИКОЛ ПБ-5 (0,05-0,1%) - растворяется в кислоте, снижает активность в 10-15 раз;
- смесь уротропина (до 0,8%) с реагентом И-1-А (до 0,4%) при температуре 87°C и давлении 38 МПа снижает активность в 90 раз;
- ДС (до 0,5%) – продукт из нефтина основе натрия или серы и др.

С глиняной кислотой используют следующие ингибиторы: формалин, уротропин, меркаптаны, В-1 и В-2, УНИКОЛ и др. Концентрация этих веществ в растворе варьируется от 0,2 до 1% [10].

Использование ингибиторов коррозии в процессе кислотных обработок является неотъемлемой частью процесса подготовки оборудования к работе в трудных условиях. Правильное применение ингибиторов достигается при соблюдении всех необходимых мер безопасности, а также при использовании опытного персонала, знакомого с процессами и технологиями. В целом, ингибиторы коррозии являются необходимым инструментом в борьбе с коррозией и обеспечении надежности и безопасности подземного оборудования.

2.2.2 Термическая очистка призабойной зоны

Термическая очистка призабойной зоны - процесс, который применяется в нефтедобыче для повышения производительности скважин. Он заключается в нагреве призабойной зоны, что позволяет сократить вязкость нефти и увеличить ее проницаемость. Таким образом, нефть легче выталкивается из скважины.

Для борьбы с проблемами, связанными с АСПО и высокой вязкостью нефти в призабойной зоне, часто применяется термическое воздействие. Однако, у нефти, богатой парафинами, может возникнуть отложение в призабойной зоне при пониженной температуре пласта, близкой к температуре кристаллизации

парафина. Для решения этой проблемы существуют два способа: термическая обработка пласта с помощью теплоносителя или непосредственный подогрев призабойной зоны, который позволяет передавать тепло от источника по породе и насыщающей ее жидкости.

Паротепловая обработка

Одним из методов термической очистки призабойной зоны является паротепловая обработка, которая проводится с помощью инжекторных скважин, в которые подается горячая вода под давлением. Вода попадает в призабойную зону, где нагревается и вызывает парообразование. Пар создает дополнительное давление, что способствует вытеснению нефти из порового пространства.

В процессе обработки ПЗП чаще всего используют либо насыщенный пар, либо уже подогретую нефть. Но перед началом процедуры паротепловой обработки необходимо извлечь эксплуатационное оборудование из скважины и проверить его на герметичность. Первый этап заключается в том, чтобы закачать пар в пласт в течение двух-трех недель на протяжении 30-100 тонн на метр эффективной толщины пласта. Для охвата всей области пласта используются объемы пара, рассчитанные таким образом, чтобы охватить область пласта радиусом 10-20 метров. При этом нефть должна обладать высокой вязкостью - более 50 мПа.

Используется парогенератор ППГУ-4/120 для процедуры самой паротепловой обработки. На втором этапе скважина закрывается и выдерживается в течение 2-4 дней для выравнивания температуры по пласту, снижения давления и улучшения подвижности нефти. После этого скважину снова пускают в эксплуатацию. Количество паротепловых обработок зависит от режима эксплуатации пласта. Если залежь эксплуатируется в режиме растворенного газа, то количество паротепловых обработок должно быть не более 3-5 раз, в связи с истощением давления. Если же пласт имеет большую толщину и режим эксплуатации гравитационный, то количество обработок возрастает до 10. Стоит отметить, что паротепловая обработка приводит к повышению подвижности нефти и очистке ПЗП от АСПО. Длительность

эффективности технологии составляет 4-6 месяцев, после чего дебит снова начинает уменьшаться.

Подогрев забоя скважины

Другим методом является подогрев забоя скважины, который проводится с помощью электрических и газовых нагревательных систем. Температура нагрева должна быть достаточно высокой, чтобы обеспечить оптимальную эффективность, но в то же время не вызывать выделения вредных газов.

Подогрев забоя осуществляется с помощью глубинных электронагревателей. Различают постоянный подогрев и циклический. Важно отметить, что температура подогрева должна быть ниже температуры коксования. При постоянном подогреве на забой скважины совместно с фильтром устанавливают глубинный подогреватель. Подогрев может осуществляться в постоянном режиме, либо по заданной программе.

Чтобы произвести циклический подогрев забоя скважины необходимо извлечь из неё эксплуатационное оборудование. После в скважину на нужную глубину спускают подогреватель на кабеле. Длительность прогрева может продолжаться 3-7 суток. После прогрева скважину необходимо запустить в эксплуатацию в течении 7 часов.

УПС «Фонтан-Н» (установка электропрогрева скважин) предназначена:

- для предотвращения асфальтовых, парафиновых и парафиногидратных отложений в нефтяных скважинах;
- для снижения вязкости нефтяной эмульсии при добыче высоковязких и битумных нефтей;
- прогрева водяных скважин в районах вечной мерзлоты;
- прогрева трубопроводов при транспортировке парафинистых и вязких нефтей.

Применяется на всех типах нефтедобывающих скважин.

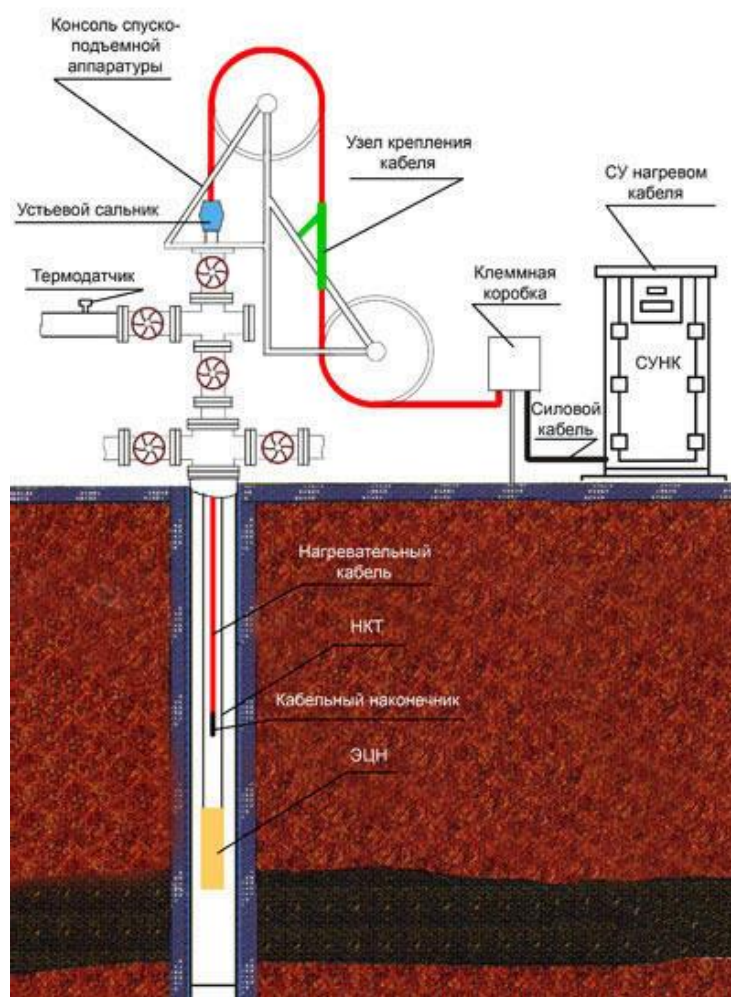


Рисунок 8 – Схема установки электропрогрева скважин «Фонтан-Н»

Обработка забоя пороховыми газами

Третий метод - обработка забоя пороховыми газами - сводится к подаче в забой пороховой смеси, которая содержит оксиды металлов. Обработка забоя пороховыми газами приводит к созданию в забое условий высокотемпературной пиролизной реакции, которая устраняет нагар на стенках скважины и удаляет загрязнения из порового пространства.

Данная технология подходит для обработки коллекторов с плохой проницаемостью до $0,1 \text{ мкм}^2$, сложенных известняком, доломитами или песчаниками. Сущность заключается в создании трещин в ПЗП с помощью давления пороховых газов, но без её закрепления в открытом состоянии. Применение технологии противопоказано породам состоящих из слабосцементированного песчаника, песка, алевролитов и с высоким

содержанием глин.

Забой порохowymi газами - процесс, в котором внедряется пороховая смесь внутрь скважины для обработки коллекторов с плохой проницаемостью. Данная технология помогает избавиться от нагара на стенках скважины, а также удаляет загрязнения из порового пространства, что позволяет увеличить производительность скважины и повысить качество добычи нефти и газа.

Пороховая смесь, которая используется в процессе обработки забоя, содержит оксиды металлов. Эта смесь используется для создания условий высокотемпературной пиролизной реакции в забое, которая очищает пространство от загрязнений. Также происходит создание трещин в поровом пространстве, что улучшает проницаемость.

Однако, стоит учитывать, что применение данной технологии не рекомендуется для пород, состоящих из слабосцементированного песчаника, песка, алевролитов и с высоким содержанием глин. Также перед проведением обработки скважины, необходимо выполнить её шаблонирование и замеры забойного давления и температуры.

Общий принцип данного метода заключается в создании условий для химической реакции, которая очищает и улучшает поровое пространство скважины. Это помогает повысить производительность и качество добычи нефти и газа.

Перед проведением обработки скважину шаблонировуют и измеряют забойное давление и температуры. Затем устанавливают генератор давления на глубине обрабатываемого интервала. Если толщина пласта больше 20 м, то применяют многократное воздействие. В случае, если пласт состоит из нескольких пропластков, то производят последовательное воздействие снизу-вверх.

Пороховой генератор представляет собой прибор, в котором размещаются пороховые заряды и воспламенитель, данная конструкция опускается в скважину на кабеле, либо на колонне НКТ. Они имеют различное исполнение и рассчитаны на различные температуры, давления и диаметры эксплуатационных колонн. При

сгорании порохового заряда происходит большое выделение тепла и возрастание давления. В результате в ПЗП возникают трещины, а также при высокой температуре происходит тепловая обработка ПЗП. Эту технологию называют газодинамическим разрывом пласта.

При использовании пороховых генераторов на практике возможны различные проблемы. Одна из них заключается в том, что возможно нарушение целостности эксплуатационных колонн и НКТ, что приводит к необходимости ремонта скважин. Еще одной проблемой является возможность загрязнения скважины горючими продуктами, что может привести к проблемам с экологической обстановкой. Для предотвращения подобных ситуаций необходимо проводить строгое контрольное воздействие на все этапы проведения технологии газодинамического разрыва пласта.

Кроме того, необходимо обеспечивать правильный выбор порохового генератора, учитывая конкретные условия работы в скважине: давление, температуру, диаметр и другие факторы. Важно отметить, что пороховый генератор находится в непосредственной близости к месту разрыва пласта, что является небезопасным для персонала, работающего на скважине. Поэтому необходимо поддерживать строгое соответствие безопасности труда и проводить все мероприятия с учетом требований по предотвращению несчастных случаев на производстве.

После воздействия пороховыми газами может произойти снижение удельного сопротивления песчаного пласта. Также можно ожидать ускоренного движения жидкости в скважине, увеличение площади фильтрации и следственно увеличение дебита скважины. Однако данная технология имеет свои минусы, так как иногда можно получить образование посторонних трещин, что снизит пластовое давление и ведет к снижению дебита скважины. Также возможны потери добываемой жидкости и повреждение оборудования скважины.

Для устранения негативных последствий применяют различные меры: контролировать высоту генерирования пороховых зарядов, уменьшать заряд, контролировать параметры фильтрационной среды, направлять действие в

нужное направление. Существует также несколько физических методов, позволяющих уменьшить негативные последствия этой технологии: охлаждение пороховых зарядов, применение инертных газов, уменьшение скорости прохождения заряда по скважине.

Таким образом технология воздействия пороховыми газами применяется для увеличения притока или приемистости в скважинах с плохо-проницаемыми пластами коллекторами. На рисунке 9 представлена схема порохового генератора.



Рисунок 9– Пороховой генератор ПГД-БК-100М

Пороховой генератор не подходит для всех типов скважин и пластов. Существуют определенные ограничения, которые необходимо учитывать при применении данной технологии. Например, использование пороховых зарядов может привести к повреждению оборудования скважины и загрязнению ПЗП.

Кроме того, генератор должен быть правильно установлен и запущен.

Следует отметить, что пороховый генератор не является единственным методом, который используется для увеличения притока и приемистости в скважинах. Существуют и другие способы, например, гидроустановки, механические гидроразрывы, насосно-жидкостные агрегаты и др. Каждый метод имеет свои преимущества и недостатки, и выбор технологии зависит от конкретной ситуации.

Также следует учитывать экологические аспекты при проведении обработки скважин. В некоторых случаях использование пороховых зарядов может привести к загрязнению природной среды и нанести вред окружающей среде. Поэтому необходимо оценивать все риски и принимать меры для минимизации воздействия на природу.

В целом, пороховой генератор является эффективным методом для увеличения притока и приемистости в скважинах. Однако использование этой технологии требует высокой квалификации, опыта и соблюдения всех необходимых мер безопасности. При правильном применении порохового генератора можно достичь значительного улучшения эксплуатационных характеристик скважины и увеличения добычи нефти и газа.

2.2.3 Физическая очистка призабойной зоны

Физическая очистка призабойной зоны - процедура удаления различных препятствий, находящихся в зоне рабочей скважины, таких как обломки грунта, камни, пещеры, неровности и другие препятствия. Она является одной из важнейших операций при бурении скважин, поскольку от качества очистки напрямую зависит дальнейшее бурение.

Для выполнения физической очистки используются специальные инструменты и оборудование, такие как ударные машины, пневматические ломы, металлические буры, горизонтальные и вертикальные скребки и т.д. Операторы должны иметь большой опыт работы и знания в области бурения, а также

соблюдать требования безопасности при работе с тяжелыми инструментами.

Физическая очистка призабойной зоны необходима для обеспечения проходимости скважины, улучшения производительности скважин и повышения эффективности добычи нефти и газа.

Виброобработка

Виброобработка является одним из наиболее эффективных способов очистки скважин от загрязнений и активации нефтегазоносных пластов. Эта технология позволяет без вреда для оборудования и самого пласта высвободить нефть и газ, которые находятся в глубине земли. Стоит отметить, что виброобработка проводится не только в скважинах, но и на добывающих установках, где также происходит высвобождение остаточного нефтегазового потенциала.

Сущность технологии заключается в создании колебаний давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой и частотой. Под воздействием переменного давления происходит разрушение загрязняющих отложений.

Для осуществления данной операции в скважину спускают НКТ с закреплённым на конце вибратором. Вибратор представляет собой гидравлический механизм, состоящий из двух цилиндров разного диаметра. У цилиндров имеются прорезы, через которые продавливается жидкость. Внутренний цилиндр находится в неподвижном состоянии, а наружный вращается вокруг вертикальной оси. Вращение наружного цилиндра происходит благодаря особому строению, конструкция предусматривает прохождение жидкости под углом, в результате возникает вращающий момент. Таким образом, когда прорезы внутреннего и наружного цилиндра совпадают происходит выброс жидкости. Благодаря такому механизму возникают перепады давления.

Виброобработку ПЗП проводят в следующих скважинах: коллекторы которых образованы плохопроницаемыми неоднородными породами и содержат большое количество глин; с плохими ФЕС призабойной зоны из-за бурения или ремонтных работ; с высоким пластовым давлением и плохой проницаемостью. Запрещается проводить виброобработку в скважинах с низким пластовым

давлением и вблизи ВНК.

При вибровоздействии давление колеблется в пределах 10-22 МПа, а расход жидкости 8-10 л/с. Данная технология эффективна в скважинах, в которых произошло резкое уменьшение дебита, но не по причине падения пластового давления или обводнения. В среднем объём жидкости составляет 2-3 м³ на метр толщины. В качестве жидкости используют раствор соляной кислоты, нефть или керосин. Глубина обработки при 300 Гц может достигать 10-20 м.

Для увеличения эффективности виброобработки используются различные типы вибраторов, такие как гидравлические, пневматические и электрические. Они отличаются по конструкции, мощности и скорости вибрации, что позволяет решать различные задачи в зависимости от характеристик скважины. Кроме того, применение современных технологий и оборудования дает возможность сократить время выполнения виброобработки и повысить ее эффективность.

Благодаря вибрационной обработке удастся удалить из скважины загрязнения и улучшить проницаемость пород, что в свою очередь приводит к увеличению дебита скважины и повышению эффективности добычи нефти и газа. В этом процессе большое значение имеет правильный выбор параметров вибрационного оборудования, таких как амплитуда и частота колебаний, а также давление жидкости.

Для достижения наилучшего эффекта вибрационной обработки следует учитывать особенности скважины, такие как ее глубина, диаметр, особенности строения пласта и дренирующей системы. Кроме того, необходимо учитывать геологическую структуру месторождения, литологические и геофизические данные, присутствие природных препятствий и другие факторы.

Важную роль играет также выбор оптимальной схемы проведения вибрационной обработки, которая может состоять из одной или нескольких стадий. При этом на каждой стадии могут использоваться различные виды оборудования, заправки и технологические режимы, в зависимости от цели и задачи обработки.

В результате колебания давления, вибраторов и направления

циркулирующей жидкости, происходит воздействие на породу и создание сил, которые воздействуют на загрязнения в скважине. Это приводит к разрушению солей, глин и других отложений, которые могут находиться как на стенках скважины, так и внутри призабойной зоны.

В области остановившихся зон фильтрации пластов виброобработка обеспечивает активацию потока, повышение продуктивности скважины путем устранения гидродинамических пробок, а также улучшение параметров добычи нефти. Отдышки в легко проницаемой породе, возникающие после заканчивания высоковязких жидкостей или заканчивания периода пятнового химического воздействия также поддаются обработке.

Что касается коллектора, то проведение виброобработки позволяет устранить налегающие глины, которые могут ухудшать затруднять продуктивность скважины. Также при вибрации изменяется проницаемость глинистых отложений, что приводит к повышению проницаемости и поможет увеличить текущий дебит скважины.

Принцип работы вибраторов очень прост: когда наружный цилиндр вращается, происходит выброс жидкости, что вызывает необходимые перепады давления. В основе технологии лежит гидравлический эффект, который позволяет добиться желаемого результата в области скважины.

Стоит отметить, что виброобработку часто применяют в комплексе с другими технологиями, например, с кислотной обработкой или перед проведением ГРП. На рисунке 10 представлен процесс виброобработки.

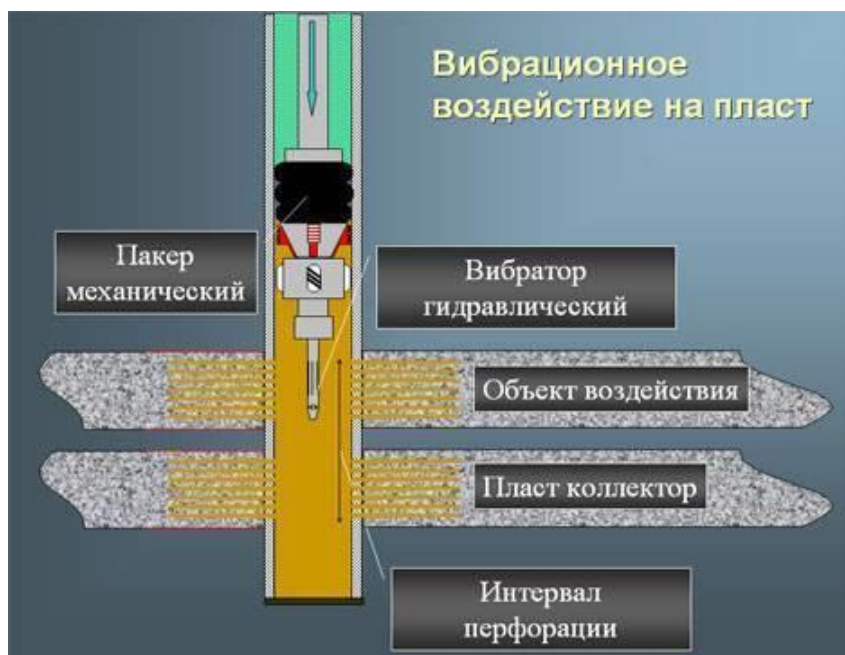


Рисунок 10 – Процесс виброобработки пласта

Таким образом, виброобработка является одним из эффективных методов повышения производительности скважин и улучшения качества добычи нефти и газа. Однако, для достижения наилучшего эффекта необходимо учитывать множество факторов, связанных с конкретной скважиной и особенностями месторождения, а также правильно подбирать оборудование и технологические режимы работы.

Метод переменных давлений

Метод переменных давлений - способ решения проблемы притока к скважине, который используется в тех случаях, когда после кислотной обработки не удастся достичь желаемого результата. Он основан на изменении давления в пласте и на поверхности скважины, что позволяет создать определенные условия для того, чтобы нарушить фильтрационное сопротивление и вызвать приток необходимого объема нефти или газа.

Для проведения метода переменных давлений специалисты используют специальное оборудование, которое позволяет изменять давление в зоне обработки, контролировать показатели давления и другие параметры работы скважины. Применение этого метода требует определенных знаний и опыта в области геологии, гидродинамики и механики пород, чтобы правильно

определить условия работы скважины и выбрать оптимальный способ обработки.

Метод переменного давления применяют в случаях, когда после проведения кислотной обработки не удаётся вызвать приток к скважине. Процедура данной технологии довольно проста, она заключается в создании переменных нагрузок на ПЗП. За один цикл происходит нагнетание жидкости в скважину, соответственно давление возрастает, затем производят резкое снижение давления. Насосный агрегат нагнетает жидкость в затрубное пространство до величины опрессовки скважины, устье скважины перекрыто. Затем насосный агрегат останавливают и тут же открывают задвижку на устье, ждут пока жидкость перестанет течь и повторяют операцию снова. В результате таких манипуляций в скважину выносятся мехпримеси из призабойной зоны.

Количество циклов необходимых для разгрузки скважины устанавливается опытным путём, обычно количество циклов не меньше 30, но бывают случаи, когда производят 100 циклов.

Также к этой категории можно отнести применение струйных насосов. При помощи этих насосов создают депрессии с целью выноса из ПЗП продуктов реакции, частиц бурового раствора или для ликвидации водной преграды. Обычно струйные насосы используют после проведения различных воздействий на ПЗП.

Струйные насосы применяются в скважинах с низким пластовым давлением, пескопроявлением, высокой обводнённостью и газовым фактором, а также с ухудшающимися ФЕС. На рисунке 11 представлена схема струйного насоса.

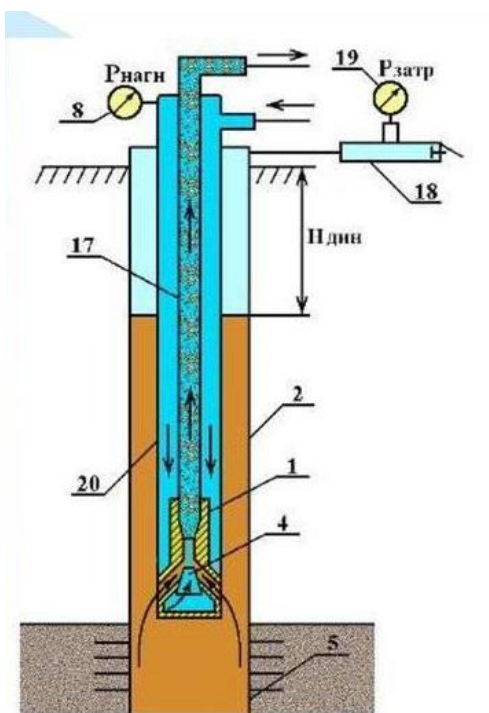


Рисунок 11– Схема струйного насоса

1 – струйный насос; 2 – эксплуатационная колонна; 3 – поверхностный насос; 4 – сопло струйного насоса; 5 – пласт; 8 –манометр; 20–внешний ряд НКТ; 18–уровнемер; 19–манометр; 17–колонна НКТ

Струйный насос работает следующим образом. Насосный агрегат подаёт в НКТ рабочую жидкость (нефть или вода) под давлением. При прохождении сопла скорость потока увеличивается, за счет этого в каналах, связывающих входную часть с диффузором снижается давление. Поток рабочей жидкости направляется в затрубное пространство, а пластовая жидкость начинает всасываться в насос. Пластовая и рабочая жидкость смешиваются и выносятся по затрубному пространству на поверхность.

Удаление воды из газовых скважин

При эксплуатации газовых залежей с водонапорным режимом неизбежно обводнение скважин. Обводнение негативно сказывается на дебите скважины, так как возникает противодействие столба жидкости на пласт, которое создаёт сопротивление потоку газа. Если не предпринимать никаких мер по удалению жидкости из скважины, то произойдёт эффект «самозадавливания», и скважина остановится.

Для устранения обводнения газовых скважин используют различные методы. Один из таких методов – гидроудар. Данный метод основан на создании ударной волны внутри скважины, которая способствует разрыву пленки жидкости на поверхности пласта. Также может быть использована специальная установка для гидроударной обработки скважины.

Еще один метод удаления воды из газовых скважин – технология газожидкостного гидроциклона. Эта технология основана на использовании центробежной силы для разделения жидкости и газа. Как только жидкость отделяется от газа, она направляется в особо оборудованные емкости, откуда может быть выкачана.

Кроме того, для удаления воды из скважин могут применяться технологии механического откачивания и электрооторной разгрузки. Первый метод заключается в использовании специального оборудования для механического извлечения жидкости из скважины. Второй метод является более современным и заключается в применении специального оборудования для генерации электромагнитного поля, которое способствует разрушению пленки жидкости на поверхности пласта.

Использование различных технологий и методов удаления воды из газовых скважин является важным условием для поддержания эффективной эксплуатации газовых залежей и повышения их добычи. Наилучшим решением является использование комплекса методов, которые позволят максимизировать добычу газа и минимизировать обводнение скважин.

2.3 Современные технологии очистки призабойной зоны

2.3.1 Комплексный подход к кислотной обработке призабойной зоны

В настоящее время достаточно популярен комплексный подход к кислотной обработке скважин.

В процессе добычи нефти и газа часто используется глинокислотная обработка (ГКО) терригенных коллекторов, так как это мощный способ

повышения продуктивности добывающих скважин. Обычно для этого применяется глинокислотный раствор, содержащий смесь соляной и плавиковой кислот в различных пропорциях.

Исследования показали, что растворимость песка и глины в смеси соляной и плавиковой кислоты возрастает по мере увеличения содержания плавиковой кислоты. Кроме того, скорость реакции плавиковой кислоты с двуокисью кремния увеличивается с повышением температуры пласта. Однако, после реагирования глинокислотного раствора с породой пласта необходимо удаление продуктов реакции из пласта, чтобы не ухудшить проницаемость нефтяных и газовых пластов.

Содержание кислоты в смеси, %		Растворимость, %	
Соляная	Плавиковая	Песок	Глина
15	-	18,28	11,2
14,7	0,8	21,83	22,83
13,2	4,8	23,56	52,7
11,25	10	26,26	70,1

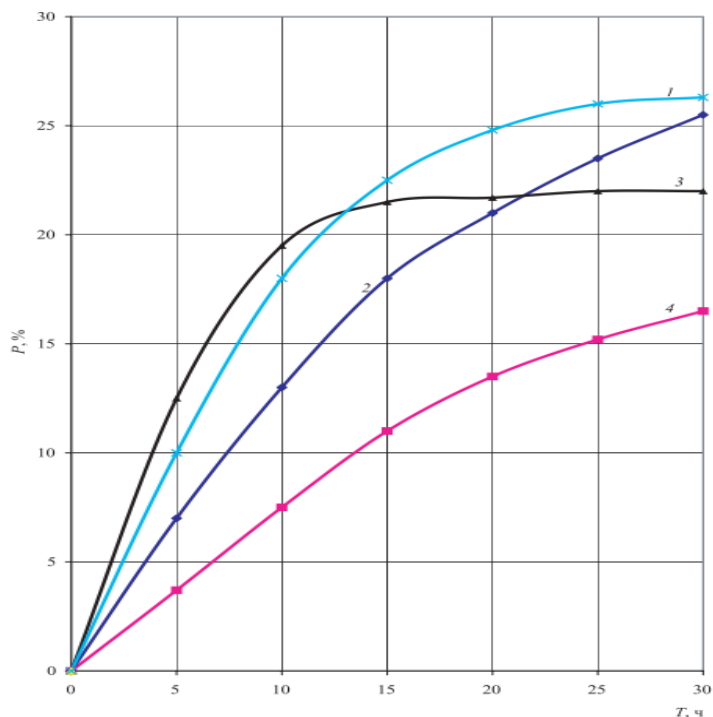


Рисунок 12 – Зависимость растворимости песчаника от состава глинокислотного раствора и продолжительности его реагирования с породой:

1 – 4%HF+14%HCL+4%CH₃COOH+1% сульфанола; 2 – 4%HF+14%HCL+4%CH₃COOH; 3 – 4%HF+14%HCL+0,5%ОП-4; 4 –

4%HF+14%HCL+1% сульфанола

Наибольшая скорость растворения песчаника была отмечена в глинокислотном растворе, включающем 4%HF+14%HCl+4%CH₃COOH+1% сульфанола (рисунок 12). Растворимость песчаника в этом растворе была протекает в 4 раза интенсивнее, чем в глинокислотном растворе типа 4%HF+14%HCl.

Кроме того, оптимальная рецептура глинокислотного раствора для восстановления проницаемости призабойной зоны пласта при освоении скважин включает 4%HF+14%HCl+4%CH₃COOH+1% сульфанола. Оптимальная продолжительность реагирования глинокислотного раствора в пласте возрастает по мере снижения давления закачки глинокислотного раствора в пласт и изменяется в пределах от 7,0—8,0 ч для низкопроницаемых коллекторов и до 12—14 ч для более проницаемых низкоглинистых коллекторов.

Практически во всех скважинах после проведения ГКО отмечено значительное увеличение продуктивности скважин, составившее по отдельным скважинам до 70 м³/сут.

Закачка в скважину гелеобразующих веществ

ООО «ХимСервисИнжиниринг» предлагает современную технологию «AC-CSE-1313» в качестве импортозамещения полиакриламида (ПАА) для закачки в скважину гелеобразующих веществ. Этот осадко-гелеобразующий реагент предназначен для использования в нефте- и газодобывающей промышленности для выравнивания профиля приемистости, ремонтно-изоляционных работ и ограничения водопритока в скважинах.

Реагент AC-CSE-1313 марки А представляет собой квасцы, состоящие из Na₃RAI₄SiO₁₆, где R – натриевая соль гидролизованного полиакрилонитрила.

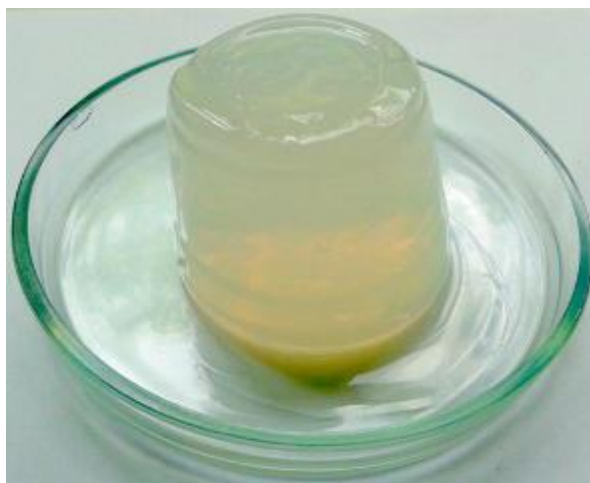


Рисунок 13 – Осадко- гелеобразующий реагент «АС-CSE-1313 марки А»

Благодаря низкой вязкости (1,5-2,5 мПа с) этот реагент способен проникать на большую глубину. Он не подвержен термодеструкции и может применяться при широком диапазоне температур (от 30 до 150 градусов Цельсия).

Технико-технологические преимущества реагента АС-CSE-1313:

- Воздействие на $K_{\text{охв}}$ и на $K_{\text{выт}}$
- Хорошая прокачиваемость в пластовых условиях
- Низкая вязкость рабочего раствора (1,5-2,5 мПа с), нет роста давления при закачке, высокая проникающая способность
- Регулируемое гелеобразование
- Высокие реологические свойства обусловлены образованием армированного геля
- Селективность действия на обводненный пласт
- Стабильность и устойчивость состава во времени, отсутствие механической и химической деструкции
- Независимость от пластовой температуры и минерализации воды
- Всесезонность применяемых химреагентов
- При обработке нагнетательных скважин вовлечение в разработку низкопроницаемых зон (от 1 мД).

Стоимость скважино-обработки составом АС-CSE-1313 марки А ниже по сравнению с полимерными технологиями на основе импортного полиакриламида.

Опыт применения показывает, что на 01.06.2018 года был проведен ремонт примерно 440 скважин на месторождениях Западной Сибири и Урало-Поволжья. Средняя эффективность обработок «АС-CSE-1313» составляет примерно 1400 тонн дополнительно добытой нефти, что превышает известные технологии ВПП на основе ПАА на 30%. Также отмечается снижение темпа падения базовой добычи нефти в среднем на 13%. При незначительных затратах на проведение технологии «АС-CSE-1313» в короткие сроки достигается прирост остаточных запасов.

2.3.2 Виброволновая обработка

В настоящее время набирает популярность технология виброволнового воздействия. сочетание виброволнового воздействия с созданием депрессий на продуктивном интервале скважины является одним из необходимых условий эффективной очистки призабойной зоны пласта (ПЗП), в особенности для скважин с низким пластовым давлением.

Технологией ВДХВ предусматривается применение специального скважинного оборудования: генератора колебаний типа ГД2В, установленного в интервале перфорации, адаптированного к нему струйного насоса типа ИС, спецфильтра, а также штатного нефтепромыслового оборудования: подземного (механического пакера, например, типа ПВМ, и вставного фильтра); наземного (агрегата для проведения спускоподъемных операций типа А-50 или ПТМТ, желобной емкости, насосных агрегатов типа СИН-31, 4АН-700 или АЧФ, автоцистерн); химреагентов: ПАВ, кислот, растворителей и др.

На рисунке 14 приведена схема размещения оборудования для виброволновой обработки скважины с использованием генератора колебаний типа ГД2В и струйного насоса типа ИС, а на рисунке 15 — схема компоновки

этого оборудования, на которой представлены генератор 1 с резонатором 2, струйный насос 3, закрепленный в седле 4, спецфильтр 5, пакер механического типа 6, вставной фильтр 7. Генератор установлен внутри трубы НКТ 8.

Данную компоновку оборудования спускают на НКТ в скважину и устанавливают на заданной глубине. Далее производят посадку пакера.

В первой стадии работы, при повышении давления, рабочую жидкость (вода, растворы реагентов, нефть) закачивают в скважину с небольшим расходом, струйный насос и генератор работают только на пропускание жидкости, не выходя на рабочий режим.

Во второй стадии, при открывании затрубного пространства и подаче режимного расхода жидкости, струйный насос и генератор выходят на рабочий режим, происходит быстрое снижение давления под пакером и осуществляют виброволновую обработку продуктивного интервала ПЗП в условиях депрессии.

Особенности конструкции струйного аппарата позволяют в зависимости от продуктивности скважины изменять режим работы для осуществления максимального отбора пластовой жидкости или для создания на забое требуемого снижения давления и обеспечения оптимальной работы гидродинамического генератора.

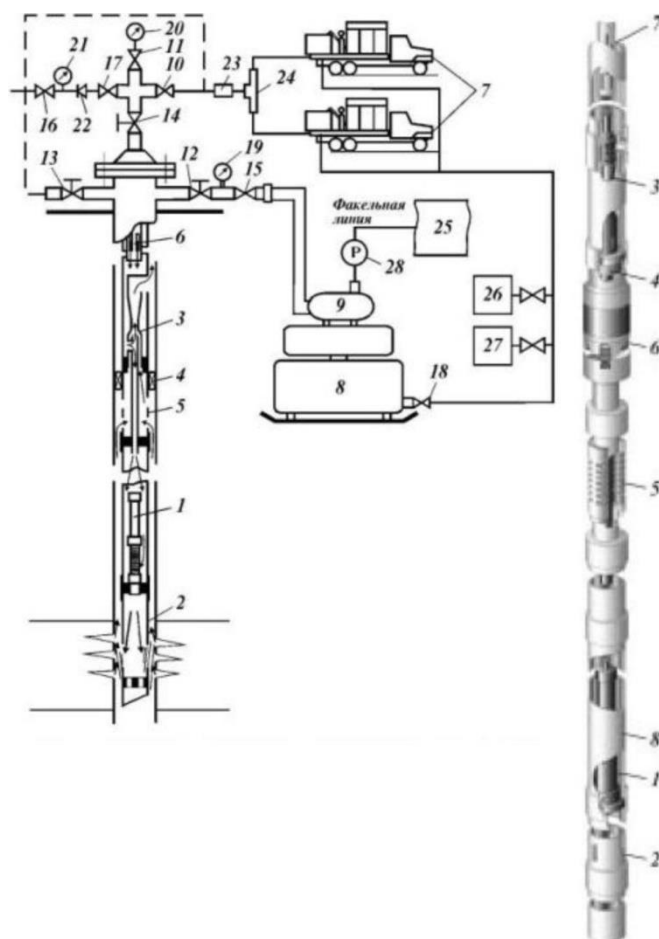


Рисунок 14— Схема размещения оборудования для обработки ПЗП по технологии ВДХВ:

- 1 — генератор колебаний давления; 2 — резонатор; 3 — струйный насос; 4 — пакер; 5 — спецфильтр; 6 — фильтр вставной; 7 — насосные агрегаты; 8 — емкость; 9 — сепаратор; 10–18 — вентили; 19–21 — манометры; 22 — штуцер; 23 — фильтр; 24 — тройник БРС; 25 — амбар; 26 — емкость для рабочей жидкости; 27 — жидкость глушения; 28 — расходомер

Вариант технологии с использованием пенных систем (ВПВ)

Важное достоинство данного варианта состоит в том, что он позволяет осуществлять комплексную виброволновую технологию в горизонтальных, наклонно–горизонтальных скважинах и вторых стволах скважин — на объектах, где технические операции посадки пакера невозможны или крайне затруднены, что исключает применение струйного насоса для создания депрессий на пласт.

На рисунке 15 приведена схема размещения оборудования для виброволновой обработки скважины с использованием генератора типа ГД2В и пенных систем.

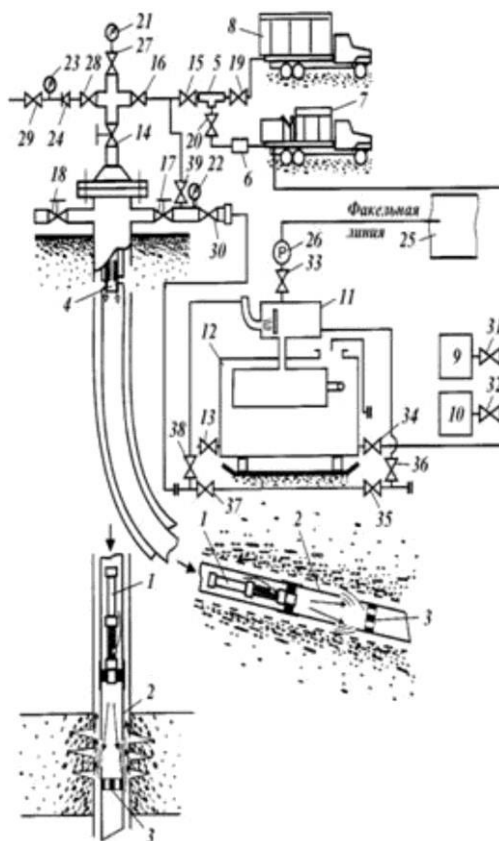


Рисунок 15 – Схема размещения оборудования для освоения и повышения продуктивности скважин по технологии ВПВ:

1 — генератор; 2 — резонатор; 3 — отражатель; 4 — фильтр вставной; 5 — аэратор; 6 — фильтр; 7 — насосный агрегат; 8 — компрессор; 9, 10 — емкость; 11 — сепаратор; 12 — желобная емкость; 13–20 — задвижки; 21–23 — манометры; 24 — штуцер; 25 — амбар; 26 — расходомер; 27–39 — задвижки.

На Рисунке 16 показана схема компоновки скважинного виброволнового оборудования для технологии ВПВ.

В подготовительные мероприятия входят:

- промывка скважины от бурового раствора;
- гидродинамические и геофизические исследования;
- отбивка забоя;
- спуск в скважину на колонне НКТ генератора типа ГД2В с резонатором.

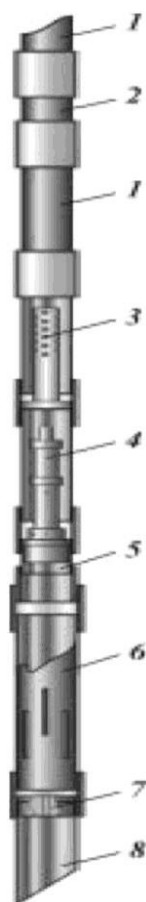


Рисунок 16 – Схема компоновки скважинного виброволнового оборудования для технологии ВПВ:

1 — НКТ диаметром 2,5"; 2 — репер-патрубок; 3 — вставной фильтр; 4 — генератор; 5 — переводник 2,5" к НКТ диаметром 3"; 6 — резонатор НКТ диаметром 3"; 7 — отражатель-заглушка; 8 — хвостовик из НКТ диаметром 3"

Под действием депрессионного перепада давления загрязняющие частицы выносятся из пласта в ствол скважины, попадают в газоводяную пену и обратным потоком по межтрубному пространству эффективно выносятся на устье, а затем удаляются. Продолжительность прокачки пены составляет 4–6 часов и зависит от степени загрязнения ПЗП и интенсивности выноса кольматанта. Контроль за его выносом ведется по количеству взвешенных частиц в пробах изливающейся жидкости.

Важными преимуществами использования пенных систем являются возможность прокачки пены и создание депрессии в условиях большого поглощения. Пена, попадая в поглощающий интервал пласта, оказывает

блокирующее действие за счет повышенной вязкости и ее внедрения в крупные поровые каналы и трещины, что снижает фазовую проницаемость по жидкости.

На заданных режимах и уровнях депрессии можно работать достаточно длительное время и производить длительную откачку проникшей в пласт воды и эмульсий, продуктов реакции после реагентных обработок. Кроме того, за счет перераспределения давления в ПЗП появляется возможность увеличивать зону охвата депрессионным воздействием.

Благодаря свойствам пен выделяющийся из пласта растворенный в нефти газ не смешивается с воздухом, что исключает возможность образования в стволе взрывоопасных газовоздушных смесей.

2.3.3 Применение устройства промывочного скользящего для ликвидации песчаных пробок

При эксплуатации газовых скважин возникают проблемы с образованием пробок, особенно в тех случаях, когда скважины были использованы в течение продолжительного времени. Эта проблема чаще всего встречается на месторождениях, где продуктивные горизонты состоят из песчано-глинистых горных пород или слабоцементированных песчаников.

Формирование песчаных пробок происходит во время падения пластового давления, которое приводит к уменьшению депрессии. Газ, выходящий из пласта в скважину, вместе с песчинками песка, которые находятся в подземных породах, уносит их на поверхность земли. Если скорость газового потока снижается, то тяжелые песчинки начинают осаждаться на забое скважины.

С течением времени слой таких частиц накапливается и может перекрыть период перфорации скважины. Даже частичное перекрытие пробкой периода перфорации может значительно снизить дебит газа и создать трудности в эксплуатации скважины. Поэтому важно разрабатывать соответствующие технологии и методы борьбы с образованием пробок, чтобы обеспечить эффективную работу газовых скважин на максимальном уровне.

Устройство промывочное скользящее используется для ликвидации песчаных пробок на забое скважин. Это устройство применяется в сложных

ситуациях, когда другие методы не помогают. Промывочный скользящий состоит из двух главных элементов: переднего блока и заднего блока. В переднем блоке находится насадка для промывки, а в заднем блоке находится мотор, который вращает насадку и создает необходимую силу для промывки. Применение этого устройства позволяет быстро и эффективно очистить забой скважины от песчаных пробок, что способствует увеличению дебита и продолжительности эксплуатации скважины.

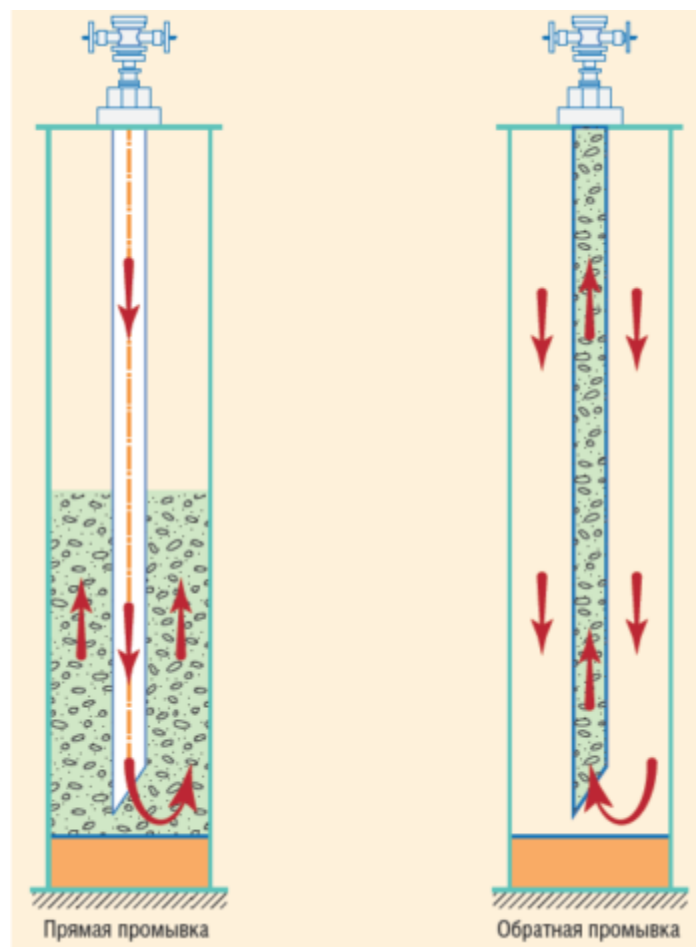


Рисунок 17 – Схема прямой и обратной промывки в скважине

При обратной промывке скорость нисходящего потока жидкости в кольцевом пространстве неизбежно оказывается достаточно низкой. Этим обусловлена и низкая интенсивность размыва пробки, и слабый гидромониторный эффект. Так происходит потому, что жидкость поступает по всему кольцевому сечению эксплуатационной колонны, а не через гидромониторную насадку. Поэтому при плотных и крепких пробках обратную

промывку применять нецелесообразно (рисунок 18).

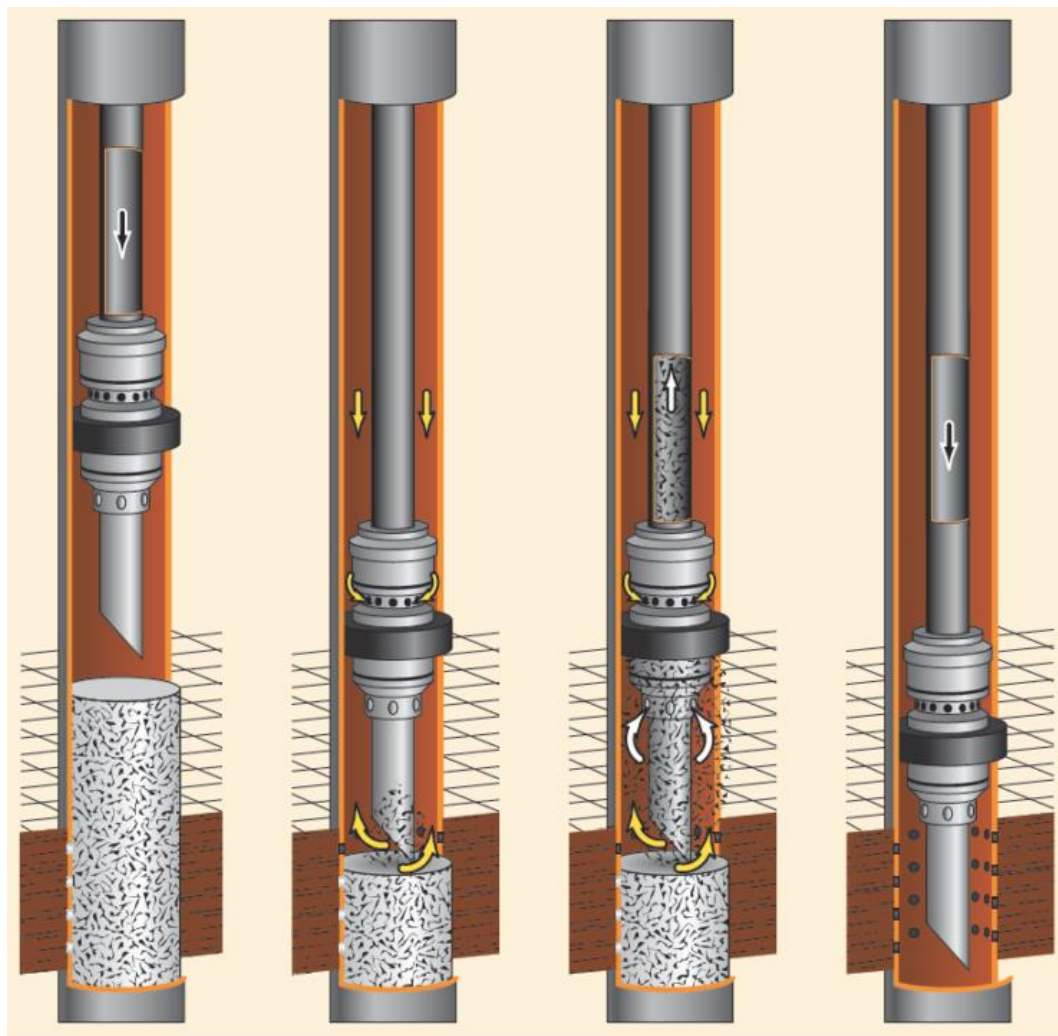


Рисунок 18 – Схема работы УПС при проведении операции промывки в скважине

Были произведены успешные опытно-промышленные испытания УПС, которое опробовали на 4 скважинах, где требовалась произвести промывку. Важно отметить, что устройство применяли в условиях поглощения жидкости пластом. Во всех случаях УПС производило стабильную циркуляцию жидкости. Результаты исследования показали, что объём поглощения промывочной жидкости пластом уменьшился в 4-10 раз, чем при прямой промывке. Таким образом, промывочное устройство позволяет прочищать скважины с высокой проницаемостью, очень низким пластовым давлением и вероятностью поглощения промывочной жидкости [14].

2.3.4 Плазменно-импульсное воздействие

При использовании плазменно-импульсного воздействия как метода повышения нефтеотдачи пластов увеличивается проницаемость призабойной зоны скважины, увеличивается гидродинамическая связь нефтяного пласта с забоем скважины за счет очистки старых и создания новых фильтрационных каналов, происходит очищение порового пространства и формирование новых микротрещин в призабойной зоне скважины и фильтрационных каналах пласта.

Плазменно-импульсное воздействие инициируется в естественных (реальных) геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводненности скважины, и способствует возникновению параметрического резонанса в системе.

Плазменно-импульсное воздействие осуществляется с помощью генератора плазмы.

Генератор плазмы — это трубка толщиной 102 миллиметра и длиной 4 метра. Внутри нее аккумуляторы и система конденсаторов, которая накапливает энергию. На рабочем конце — разрядник с небольшой бобиной калиброванной проволоки из специального сплава. Генератор опускается в скважину, продолжая питаться и управляться по проводу с поверхности. При разряде за 55 микросекунд вся энергия поступает на проволоку, которая испаряется в металлическую плазму, формирующую пульсирующий газовый пузырь с давлением до 550 атмосфер. Первые импульсы чистят перфорацию, удаляя кольматант — породу, забивающую поры. Следующие импульсы распространяются по пласту, создавая микротрещины.

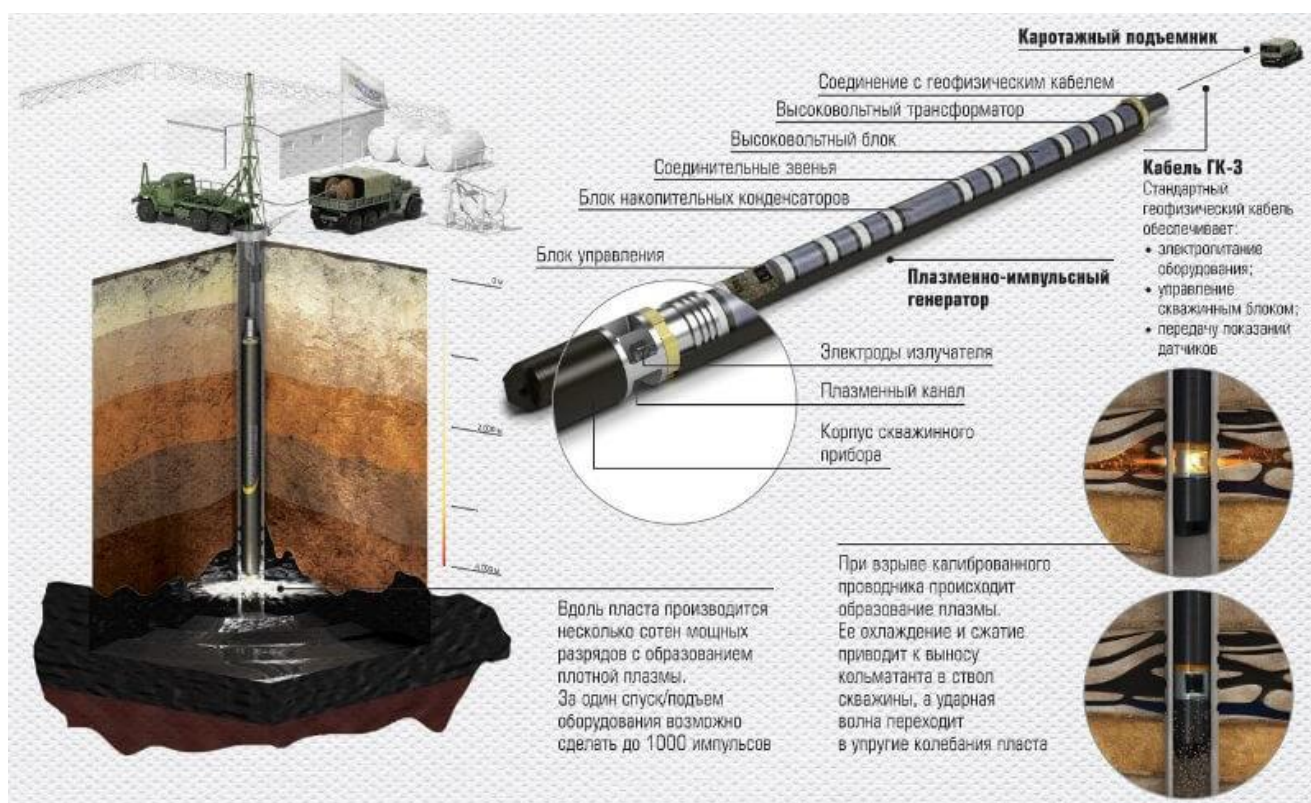


Рисунок 19 –Повышение нефтеотдачи плазменно-импульсным методом

Особенности и преимущества технологии плазменно-импульсного воздействия:

- экологическая чистота, работает в естественных геологических условиях скважин без добавок реагентов,
- плазменно-импульсное воздействие используется при любой обводненности скважины,
- улучшает проницаемость прискважинной зоны добывающих и нагнетательных скважин, и продуктивных пластов в целом,
- значительно увеличивает дебит нефти на скважинах, эксплуатируемых на месторождениях поздней стадии разработки,
- кратно увеличивает приемистость нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения,
- воздействует на соседние с обрабатываемой скважины, которые откликаются положительным дебитом,

- технология дает положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности,
- безопасна в эксплуатации,
- сокращает период освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации.

Рассмотрим несколько примеров успешного применения технологии ПИВ.

1. Проведено плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) в скважине № 9138 (куст 544, Ватъеганская площадь). Гидродинамические исследования, проведенные «Красноярским управлением геофизических работ» (по Хорнеру, для однородного пласта), наглядно демонстрируют положительные изменения режима эксплуатации скважины (таблица 1).

По данным замеров обводненность продукции снизилась с 19,4 % до 7 %.

Таблица 1 – Гидродинамические параметры работы скважины до и после ПИВ

	До ПИВ	После ПИВ
Пластовое давление	120,0 атм.	126.64 атм.
Дебит до остановки	14м ³ /сут	60 м ³ /сут
Пористость пласта	18.00	16.00
Сжимаемость жидкости	6.50 1 е ⁻⁵ /атм	4.67 1 е ⁻⁵ /атм
Сжимаемость скелета пласта	1.23 1 е ⁻⁵ /атм	не изменилась
Радиус контура питания	100.00 м	250.00 м

2. На Вахском месторождении (г. Стрежевой, АО «Томскнефть» ВНК) технологией ПИВ были обработаны три нагнетательные скважины. При этом ставилась задача выровнять профили приемистости на двух первых скважинах и ввести в эксплуатацию третью, простаивающую. После применения ПИВ на всех скважинах были получены положительные результаты. Результат применения ПИВ на скважине № 1003 приведен на рисунке 20.

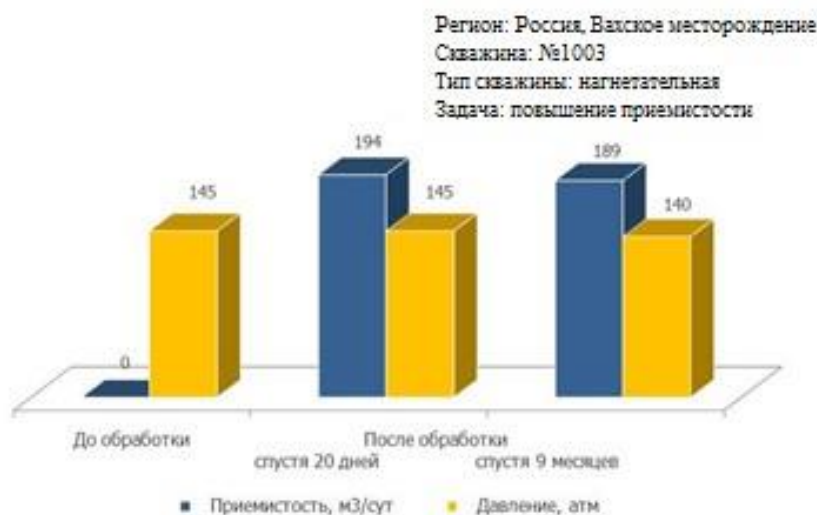


Рисунок 20 – Результат обработки нагнетательной скважины

3. На Западно-Сихорейском месторождении добывающая скважина с открытым стволом до обработки работала с параметрами по жидкости ($Q_{\text{ж}}$) 105 м³/сут, по нефти ($Q_{\text{н}}$) – 85 т/сут (обводненность продукции – 6,5%). После применения технологии ПИВ было проведено определение профиля приемистости. На рисунке 21 представлена работа скважины до и после применения ПИВ.

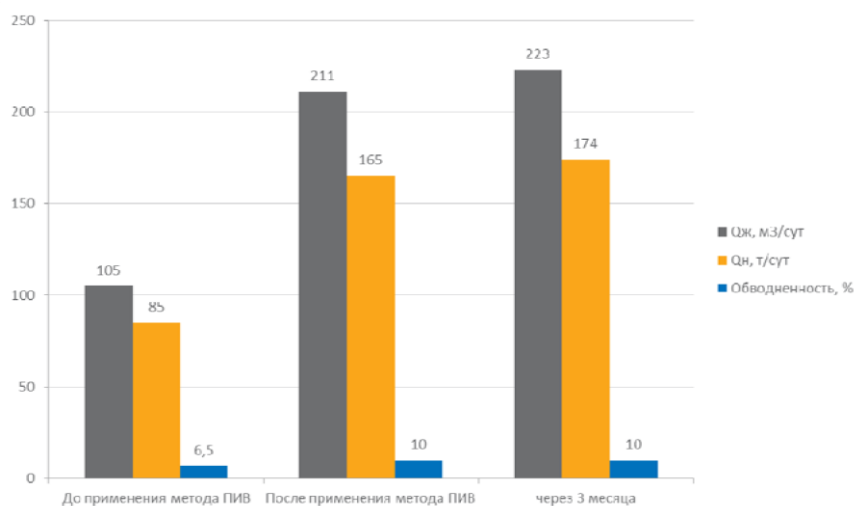


Рисунок 21 – Работа скважины до и после ПИВ

4. Тайлаковское месторождение. Режим периодической работы добывающей скважины до применения ПИВ составлял: $Q_{\text{ж}}$ – 9 м³/сут, $Q_{\text{н}}$ – 7 т/сут

(обводненность – 18%). После применения ПИВ режим ее работы составил: $Q_{ж}$ – 31 м³/сут, $Q_{н}$ – 24 т/сут, обводненность – 10% (рисунок 22).

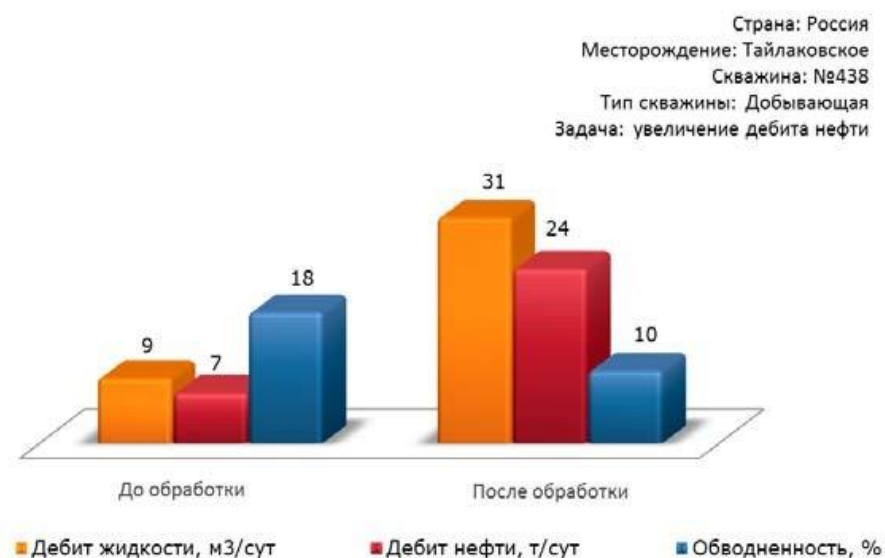


Рисунок 22 – Результаты обработки добывающей скважины

Таким образом, среднесуточный прирост по нефти составил 17 т и обработанная скважина выведена на круглосуточный режим эксплуатации.

Подобных примеров значительного снижения обводненности после применения плазменно-импульсного воздействия накоплено достаточно много.

3 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

Принятие решения о проведении операции по очистке призабойной зоны (ПЗП) лежит в компетенции технологических и геологических служб предприятия. Они также определяют методы очистки ПЗП и периодичность проведения операции на основе данных, полученных из различных источников, включая данные ГДИС, ГИС и опробования скважин. Важно, чтобы выбранная скважина для проведения операции была герметичной, а целостность заколонного пространства не была нарушена.

Скважины, выбранные для очистки, могут быть бывшими после бурения, не вышедшими на режим, с низкими показателями после технологических операций, находящимися в бездействии и эксплуатируемыми в течение длительного времени с убывающим притоком.

Причинами ухудшения проницаемости ПЗП могут быть физико-химические свойства жидкости, геологические особенности пород, изменения термобарических условий во времени и действие геолого-технических мероприятий. Однако, основные проблемы, связанные с газовыми скважинами - песчаные пробки, гидраты и обводненность. А негативное влияние на нефтяные скважины оказывают отложения солей, АСПО и водонефтяные эмульсии, а на нагнетательные скважины - отложения солей и набухание глинистого материала. Загрязнение мехпримесями при проведении технологических операций и загрязнение минеральными частицами из-за разрушения скелета породы-коллектора являются общими причинами, которые относятся ко всем типам скважин.

Технологии очистки ПЗП основаны на применении различных воздействий. Существуют физические, термические, химические и комбинированные методы очистки ПЗП.

Физические методы очистки основаны на создании сильного

гидродинамического воздействия, способного разрушить структуру загрязняющих отложений. Одним из наиболее эффективных методов является продувка скважины в атмосферу, который применяется в газовых скважинах. Метод переменных давлений основан на создании повышенной депрессии или репрессии для удаления мехпримесей из ПЗП. Вибрационное воздействие - еще одна эффективная технология, применяемая против отложений различной природы, особенно в скважинах с плохопроницаемым неоднородным коллектором и высоким пластовым давлением.

Термические методы основываются на использовании повышенных температур и включают в себя такие методы, как прокачка горячей нефтью, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами.

Химические методы очистки включают применение кислот, различных ингибиторов, растворителей и ПАВ. Для эффективной очистки эти реагенты часто применяются в совокупности. Химические методы направлены на устранение широкого спектра загрязнений, наиболее часто используются кислотные обработки. При использовании такого метода для обработки терригенного коллектора применяется раствор глиняной кислоты (8-10% HCl + 3-5% HF), а для карбонатного – раствор соляной кислоты (8-15% HCl). В качестве реагентов могут быть использованы такие кислоты, как уксусная кислота, серная кислота и сульфаминовая кислота. При выборе типа кислотных обработок важным критерием служат геологические характеристики породы-коллектора, ФЕС и термобарические условия пласта. Для стабилизации кислот и защиты металлического подземного оборудования от коррозии применяются различные ПАВ, а для предотвращения образования новых отложений – ингибиторы.

Для предотвращения формирования новых отложений в подземном оборудовании применяются ингибиторы, такие как винилхлорид, фосфорноватистая кислота и акриламид. Кроме того, используются ингибиторы коррозии, такие как формалин, УНИКОЛ и уротропин.

Защита от АСПО также осуществляется при помощи растворителей, которые делятся на органические (сернистый углерод и толуол) и природные (легкая нефть, газоконденсат и вторичные продукты переработки).

Современные технологии, такие как комплексная кислотная обработка, виброволновая обработка с кислотой и плазменно-импульсное воздействие, имеют более высокую эффективность, чем отдельно применяемые методы. Например, комплексная кислотная обработка позволяет добиться увеличения добычи нефти в два раза больше, чем при стандартной обработке.

В процессе рассмотрения основных причин загрязнения была составлена сводная схема «Типичные причины загрязнения призабойной зоны и пути их решения» (Приложение А)

Таким образом, ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина», и проведение его очистки должно осуществляться с избирательным подходом.

Очистка призабойной зоны скважин - ответственный и важный процесс, который требует всестороннего изучения технологических моментов и правильной оценки возможных рисков. В случае неправильного подхода к данному вопросу, можно повлечь за собой серьезные последствия, что может привести к большим материальным и временным потерям.

Одним из ключевых факторов при очистке призабойной зоны скважин является правильный подбор технологического оборудования. Необходимо учитывать факторы, такие как диаметр и глубина скважины, тип грунта, наличие проницаемых пластов, а также другие технические параметры, которые могут повлиять на результат работ. Правильная организация работ по выбору оборудования будет способствовать большей эффективности и качеству очистки призабойной зоны скважин.

Другим важным аспектом является выбор правильных химических реагентов для очистки скважин. Необходимо учитывать тип и количество загрязнений, которые присутствуют в грунте, а также их токсичность и степень опасности для окружающей среды. Неправильный выбор химических реагентов

может привести к нанесению ущерба природе и животным. Следует также уделить внимание оценке качества очистки призабойной зоны скважин. Для этого можно использовать специальное оборудование и приборы, способные измерять качество очистки, например, плотность жидкости, фильтраты, концентрацию загрязнений и другие параметры. Необходимо также разработать план контроля качества работ и регулярно проводить его проверку.

В заключение, при очистке призабойной зоны скважин необходимо тщательно изучить технологические моменты и выбрать правильные технологические решения, которые позволят достичь максимального эффекта при минимуме рисков. Необходимо учитывать все факторы, которые могут повлиять на результат работ, и организовать контроль качества процесса очистки.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И
РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г2	Орехову Алексею Дмитриевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Поправочный коэффициент - 0,6.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Общая система налогообложения

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ потенциальных потребителей, оценка готовности проекта к коммерциализации
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; определение затрат
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технологической и экономической эффективности

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, и экономической эффективности

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
--	--

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Орехов Алексей Дмитриевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Целью данного раздела являются анализ расчётов эффективности и целесообразности применения различных технологий очистки призабойной зоны. В связи с этим, проводится экономический расчёт затрат на проведение технологических операций и результатов применения этих технологий.

4.1 Целесообразность применения технологий очистки призабойной зоны на различных месторождениях

На месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» специалистами были проведены операции по очистке ПЗП. Было проведено 97 скважиноопераций на 14 месторождениях. Применяли 7 различных технологий. Критерием, по которому оценивали эффективность технологий, был средний прирост дебита по скважине.

В основном были использованы кислоты и растворители, которые удаляют множество загрязняющих веществ (АСПО, соли, мехпримеси и другие). Геолого-технические мероприятия включали в себя различные технологии ОПЗ. На рисунке 23 представлена эффективность технологий ОПЗ [17].

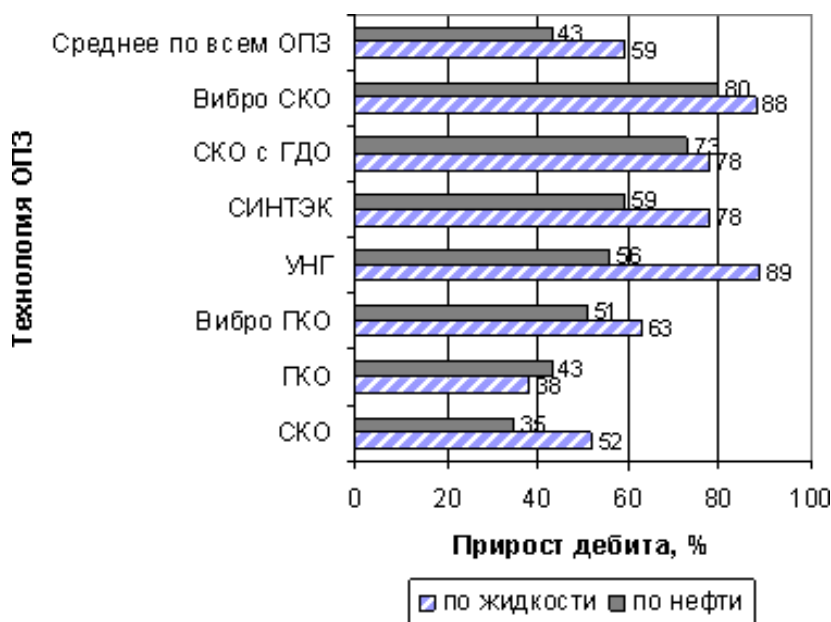


Рисунок 23 – Эффективность технологий ОПЗ, применявшихся на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2006-2007 гг.

После проведения ОПЗ прирост нефти в среднем составлял 8,7 т/сут на скважину. Проанализировав рисунок 24, можно сделать вывод, что в основном применялись СКО и глинокислотные обработки (ГКО). Успешность применения различных технологий показала, что в среднем достигается 43%-ый прирост дебита нефти и 59%-ый прирост дебита жидкости. Из графика видно, что наибольший средний прирост дебита удалось достичь, используя СКО с использованием виброкомпоновки и СКО с ГДО.

В качестве примера рассмотрим ещё одно месторождение «Х» компании ПАО «НК «Роснефть». Из-за многочисленных ухудшений притока жидкости к забоям скважин было решено провести обработки ПЗП. В качестве базового варианта была предложена технология поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО). Также рассматривалось применение комплексной технологии ОПЗ – растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений (РАСПО) и ПСКО (РАСПО + ПСКО). Обработку каждой технологией проводили на 10 скважинах. В таблице 4.1 представлена сравнительная характеристика применяемых технологий.

Таблица 4.1 – Сравнение технологий очистки призабойной зоны

Вид	Количество обработок	Средний дебит нефти до ОПЗ, т/сут	Средний дебит нефти после ОПЗ, т/сут	Средний прирост дебита нефти, т/сут	Общий прирост дебита нефти по проекту, т/сут	Средний прирост дебита нефти, %
РАСПО + ПСКО	10	23,8	29,9	6,1	60,7	26
ПСКО	10	23,8	27,3	3,5	34,7	15

Как видно из таблицы 4.1, прирост нефти от обработки РАСПО + ПСКО на 2,6 т/сут больше по сравнению с ПСКО. В общем прирост нефти после комплексной обработки на 26 т/сут больше, чем после ПСКО. Это говорит о том, что эффективность комплексных технологий гораздо выше, чем у обычных технологий. В таблице 4.2 представлены параметры до проведения обработки

и после проведения комплексной обработки (РАСПО + ПСКО).

Таблица 4.2 – Параметры работы скважин до и после проведения РАСПО + ПСКО

№ скважины	Параметры до ОПЗ		Параметры после РАСПО + ПСКО			
	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Дебит жидкости, м ³ /сут	Дебит нефти, т/сут	Прирост дебита нефти, т/сут	Прирост дебита нефти, %
562	43,4	12,5	59,5	17,2	4,6	37
504	30,0	19,2	41,2	26,4	7,2	37
510	80,0	20,2	106,1	26,8	6,6	33
514	29,0	13,7	39,2	18,6	4,8	35
524	96,0	26,3	128,7	35,2	8,9	34
533	75,0	13,9	99,5	18,4	4,5	33
2075	69,9	14,3	91,5	18,7	4,4	31
347	18,0	12,7	24,2	17,1	4,4	35
1505	35,0	25,3	45,9	33,1	7,8	31
1509	27,0	19,3	37,3	26,6	7,3	38

Рассмотренные примеры показывают, что технологии очистки ПЗП с технологической точки зрения очень эффективны. Они позволяют добывать дополнительные объёмы нефти. Кроме технологической эффективности необходимо оценить и проанализировать экономическую эффективность.

4.2 Технологии очистки призабойной зоны и их показатели

Для проведения расчётов экономической эффективности были взяты данные по одному из нефтяных месторождений России. На этом месторождении был произведён анализ эффективности применения различных технологий очистки ПЗП, а также некоторых методов интенсификации нефти. В таблице 4.3 представлены применяемые технологии, количество скважин, на которых применяли каждую технологию, успешность обработок и результат.

Таблица 4.3 – Технологии и их показатели [18]

№	Технология	Количество скважин, шт	Успешность обработок, %	Приращение дебита, т/сут	Продолжительность эффекта, месяцев
1	Электроподогрев забоя скважин	450	92	10,1	32,4
2	Газодинамический разрыв пласта	43	82,5	13,8	12
3	Акустическая обработка	1833	78,5	9,9	7,3
4	Реагентная обработка	1898	89,6	5,8	12,4
5	Гидравлический разрыв пласта	1578	70	12,5	43,7
6	Щелевая разгрузка пласта	152	72,4	6,6	34
7	Реагентно-гидроимпульсная обработка	17	81	8,4	9
8	Виброволновое воздействие	36	75	9,2	10

4.3 Затраты на проведение технологических операций

Затраты на проведение технологических операций представлены в таблице 4.4.

Таблица 4.4 – Затраты на проведение технологический операций [18]

№	Технология	Стоимость операции, тыс.руб.	Количество скважин-операций,шт	Стоимость всех операций, млн руб.
1	Электроподогрев забоя скважин	1000	450	450

Продолжение таблицы 4.4

2	Газодинамический разрыв пласта	500	43	21,5
3	Акустическая обработка	300	1833	549,9
4	Реагентная обработка	350	1898	664,3
5	Гидравлический разрыв пласта	3500	1578	5523
6	Щелевая разгрузка пласта	2800	152	425,6
7	Реагентно-гидроимпульсная обработка	350	17	5,95
8	Виброволновое воздействие	1800	36	64,8

Анализируя таблицу 4.4 можно сказать, что самыми дешёвыми технологиями являются акустическая обработка и обработка с помощью реагентов. Стоит отметить, что ГРП, газодинамический разрыв пласта и щелевая разгрузка – это не технологии очистки, а технологии интенсификации нефти. Эти технологии были также рассмотрены, чтобы сравнить эффективность различных воздействий на ПЗП. Если рассматривать только технологии очистки, то лидером по затратам является виброволновая обработка, а среди технологий интенсификации – ГРП.

4.4 Оценка технологической эффективности

Чтобы оценить экономическую эффективность необходимо подсчитать сколько будет добыто дополнительной нефти после проведения технологической операции (таблица 4.5). Расчёты производятся исходя из данных таблицы 4. 4. В качестве временного интервала для каждой технологии учитывается время в течении которого наблюдается эффект. Также учитывается коэффициент успешности, так как бывают случаи, когда применяемые технологии не дают желаемого результата. Стоит отметить, что в расчётах необходимо использовать поправочный коэффициент, так как показатель

приращения дебита не будет иметь максимальное значение на протяжении всего времени «эффекта». К концу периода прирост дебита стремится к 0.

Таблица 4.5 – Оценка технологической эффективности

№	Технология	Дополнительная добыча нефти, млн т	Дополнительная добыча нефти на скважины, т/скв	Затраты на тонну нефти, руб./т
1	Электроподогрев забоя скважин	2,44	5419,1	184,5
2	Газодинамический разрыв пласта	0,11	2459,2	203,3
3	Акустическая обработка	1,87	1021,2	293,8
4	Реагентная обработка	2,20	1159,9	301,7
5	Гидравлический разрыв пласта	10,86	6882,8	508,5
6	Щелевая разгрузка пласта	0,44	2924,4	957,5
7	Реагентно-гидроимпульсная обработка	0,02	1102,2	317,5
8	Виброволновое воздействие	0,04	1242,0	1449,3

В расчетах использовался поправочный коэффициент равный 0,6.

Таким образом, исходя из затрат на тонну дополнительно добытой нефти экономически эффективно использовать электроподогрев скважины. Наибольшие затраты наблюдаются при проведении виброволновой обработки.

4.5 Оценка экономической эффективности

Для оценки экономической эффективности рассматриваемых технологий необходимо посчитать выручку от продажи дополнительной нефти (таблица 4.6).

За основу была взята нефть марки Urals. Цена барреля нефти марки Urals составляет 57,12\$, а стоимость доллара 79,97 рублей. Соответственно тонна нефти стоит 33483 рублей. Данные актуальны на 28.05.2023 года.

Таблица 4.6 – Оценка экономической эффективности

№	Технология	Затраты на тонну нефти, руб./т	Выручка от продажи нефти, руб./т	Прибыль от реализации, руб./т	Отношение затраты/выручка, %
1	Электроподогрев забоя скважин	184,5	33483	33298,5	0,55
2	Газодинамический разрыв пласта	203,3	33483	33279,7	0,61
3	Акустическая обработка	293,8	33483	33189,2	0,88
4	Реагентная обработка	301,7	33483	33181,3	0,90
5	Гидравлический разрыв пласта	508,5	33483	32974,5	1,52
6	Щелевая разгрузка пласта	957,5	33483	32525,5	2,86
7	Реагентно-гидроимпульсная обработка	317,5	33483	33165,5	0,95
8	Виброволновое воздействие	1449,3	33483	32033,7	4,33

Как видно из таблицы 4.6 наиболее выгодно применять электроподогрев забоя скважины и газодинамический разрыв пласта. Наиболее затратными оказались виброволновая обработка и щелевая разгрузка пласта. Также стоит отметить, что все рассматриваемые технологии окупаются в десятки раз, даже в период экономического спада, когда цена на нефть довольно низкая.

Вывод

В данном разделе были оценены технологические и экономические эффективности технологий очистки ПЗП и интенсификации притока. Благодаря данным технологиям можно поддерживать добычу нефти на необходимом уровне.

Стоит отметить, что все технологии были оценены для определённого

месторождения, которому свойственна плотная и вязкая нефть. Соответственно, для данного месторождения экономически эффективно применять тепловые методы воздействия на призабойную зону.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту

Группа		ФИО	
3-2Б8Г2		Орехов Алексей Дмитриевич	
Школа	Инженерная школа энергетики	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело/Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Тема ВКР:

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации		<i>Объект исследования:</i> технологии очистки призабойной зоны <i>Область применения:</i> эксплуатационные скважины с низкой производительностью <i>Рабочая зона:</i> производственное помещение <i>Размеры помещения:</i> 20*30 м. <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> нефтяные скважины
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:		
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации: – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.		Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 20.02.2022) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001. Глава 34, ст. 212. Обязанности работодателя по обеспечению безопасных условий и охраны труда; СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
2. Производственная безопасность при эксплуатации: – Анализ потенциально возможных вредных и опасных производственных факторов		<i>Вредные факторы:</i> - опасные и вредные производственные факторы, связанные с отклонением показателей климата на открытом воздухе - повышенная загазованность рабочей зоны; - воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека - повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; - отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения; - повышенный уровень общей вибрации. <i>Опасные факторы:</i> - химические реагенты - механические опасности;

	- пожаровзрывоопасность. <i>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от потенциально возможных факторов:</i> средства защиты органов дыхания, специальную одежду, специальную обувь, предохранительные приспособления, защитные, дерматологические средства
3. Экологическая безопасность <u>при эксплуатации</u>	<i>Воздействие на селитебную зону:</i> класс 3. Взрывоопасная- категория взрывоопасности ПА, группа взрывобезопасной смеси ТЗ, пожароопасная. <i>Воздействие на литосферу:</i> загрязнение почвы в результате разливов нефти. <i>Воздействие на гидросферу:</i> разлив нефти на воде. <i>Воздействие на атмосферу:</i> выброс газа
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях <u>при эксплуатации</u>	<i>Возможные ЧС:</i> Выброс газа; Возгорание горюче-смазочных материалов (ГСМ); разлив нефти, нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов. <i>Наиболее типичная ЧС</i> взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г2	Орехов Алексей Дмитриевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность – это ответственность перед людьми и данными им обещаниями, когда организация учитывает интересы коллектива и общества, возлагая на себя ответственность за влияния их деятельности на заказчиков, поставщиков, работников, акционеров. Работая на производственных объектах, работники компаний подвержены воздействию вредных и опасных факторов. Поэтому избежать чрезвычайные ситуации на производстве возможно при соблюдении правил безопасности труда.

Чтобы производительность скважин оставалась на высоком уровне важно поддерживать призабойную зону пласта в чистом состоянии. ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина». Именно через неё осуществляется гидродинамическая связь, в результате чего нефть и газ поступают в скважину.

Сущность работ заключается в выполнении следующих технологических операций: обслуживание, монтаж и демонтаж оборудования, используемого при добыче нефти и газа; контроль за работой оборудования; осуществление работ по очистке призабойной зоны скважины; работа с химическими реагентами. Работы выполняются круглогодично.

Работы, выполняемые по очистке ПЗП, выполняются на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Большинство месторождений Западной Сибири значительно удалены от населенных пунктов, соответственно, у работников преобладает вахтовый метод работы. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [19]. Вахтовый метод - особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено

ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

Работникам, выполняющим работы вахтовым методом, предоставляются надбавки и коэффициенты к заработной плате, а также социальные пакеты (пенсионный фонд, медицинская страховка, оплата санаторного лечения, оплата путевок в детские лагеря и др.).

5.2 Производственная безопасность

При проведении работ по очистке ПЗП эксплуатируемых скважин работники подвержены множеству вредных и опасных производственных факторов. Воздействие вредного производственного фактора на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [20]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 5.1.

Таблица 5.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	эксплуатация	
Опасные и вредные производственные факторы, связанные с отклонением показателей климата на открытом воздухе	+	+	+	СанПиН 2.2.2.540-96 «Гигиенические требования к ручным инструментам и организации работ» (заменен Постановлением 40 Об утверждении санитарных правил СП 2.2.3670-20 "Санитарно-эпидемиологические требования к условиям труда"
Повышенная загазованность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны Федеральный закон от 30.03.1999 N 52-ФЗ (ред. от 02.07.2021) "О санитарно-эпидемиологическом благополучии населения" (с изм. и доп., вступ. в силу с 01.01.2022)
Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ Вредные вещества (в действующей редакции) Приказ Министерства труда и социальной защиты РФ от 19 апреля 2017 г. № 371н “Об утверждении Правил по охране труда при использовании отдельных видов химических веществ и материалов”(ред.от 30.05.2017)
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда ШУМ Общие требования безопасности (Дата введения 2015-11-01) СП 51.13330.2011 Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003 (с изменением № 1)
Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения	+	+	+	Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.
Повышенный уровень общей вибрации	+	+	+	ГОСТ 24346- 80 Вибрация. Термины и определения (от 01.01.1981) ГОСТ 31192.1-2004 (ИСО 5349-1:2001) Вибрация. Измерение локальной вибрации и оценка ее воздействия на человека (Действ.редакция 2008-07-01)
Производственные факторы связанные с эл.током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [40] ГОСТ 12.2.030.-81 ССБТ
Химические реагенты;	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Механические опасности	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
Пожаровзрывоопасность	+	+	+	ГОСТ Р 12.3.047-2012 ФЗ от 22.07.2008 N 123

5.3 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

5.3.1 Опасные и вредные производственные факторы, связанные с отклонением показателей климата на открытом воздухе

Ухудшению самочувствия рабочего способствует отклонение показателей климата. Мероприятия по очистке ПЗП производят на открытом воздухе. В зимний период времени температуры варьируются в пределах от минус 25°C до минус 35°C, но часты случаи, когда температура опускается до минус 45°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. Рабочие обеспечиваются средствами индивидуальной защиты (СИЗ) при отклонении показателей климата. К ним относятся спецодежда и спецобувь; также для защиты головы используют каски, для глаз – защитные очки; для органов дыхательных путей – противогазы и респираторы. При пониженной температурепредусмотрена теплая одежда, при осадках – используют плащи.

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

- запретить допуск к работам при отсутствии у работников СИЗ, отвечающим климатическим условиям;
- в летнее время года работников на открытом воздухе обеспечивать СИЗ от гнуса и клеща;
- при температуре наружного воздуха ниже минус 25°C работающих на открытом воздухе ежечасно обеспечивать обогревом в помещении, где должна поддерживать температура плюс 25 °C.

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 5.2 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 5.2 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура, °С
Безветренная погода	-40
Менее 5,0	-35
5,1 – 10,0	-25
10,1 – 15,0	-15
15,1 – 20,0	-5
Более 20,0	0

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты: спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость.

Коллективная защита на промысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;
- регламентированный график труда и отдыха;
- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;
- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения;
- расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более 150 м для открытых территорий и 75 м - для необогреваемых помещений;
- перерывы на обогрев могут сочетаться с перерывами на восстановление функционального состояния работника после выполнения физической работы. В обеденный перерыв работник должен быть обеспечен
 - горячим питанием. Начинать работу на холоде следует не ранее чем через 10 минут после приема горячей пищи (чай и др.);
 - в целях более быстрой нормализации теплового состояния и меньшей

скорости охлаждения организма в последующий период пребывания на холоде в помещении для обогрева следует снимать верхнюю утепленную одежду;

– допустимую продолжительность непрерывного пребывания на холоде и число 10-минутных перерывов на обогрев (за четырехчасовой период рабочей смены) применительно к выполнению работ следует определять в соответствии с климатическими условиями региона.

5.3.2 Повышенная загазованность рабочей зоны

При выполнении работ по очистке ПЗП, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. Например, применяют такие вещества, как: хлористый кальций, метанол, триэтиленгликоль, этилкарбитол и диэтиленгликоль. Существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал в силу разрушения линии от избыточно развиваемого агрегатами давления, а также при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то, что при осуществлении данного мероприятия используется до 10 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества. Химически токсичные вещества могут находиться в различном агрегатном состоянии. Они способны проникать в организм человека через органы дыхания, пищеварения или кожу. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином. Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу.

5.3.3 Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

В процессе проведения работ по очистке ПЗП, возможно поступление

токсичных веществ (метан, соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при это:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Обслуживающий персонал должен быть обеспечен следующими средствами индивидуальной защиты (СИЗ):

- пневмокостюм;
- очки защитные;
- резиновые перчатки; Коллективные средства защиты:
- устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне.

5.3.4 Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума

На кустовой площадке при проведении технологических операций со скважинами могут находиться машины бригады капитального ремонта скважин (КРС), а также различные агрегаты для ОПЗ. Все эти машины и агрегаты являются источником шума, уровень которого не превышает допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [21]. Норма уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА, а на открытой местности 80 дБА. Вертолёты, которые доставляют рабочих на месторождения, являются источником повышенного шума. Они создают уровень шума 95-100 дБА, что превышает допустимое значение. Для защиты органов слуха необходимо использовать наушники или противошумные вкладыши согласно СП 51.13330.2011 [25].

Измерение шума на рабочих местах для контроля соответствия фактических уровней шума допустимым по действующим нормам, должно производиться по ГОСТ Р ИСО 9612-2013. Устанавливают следующую продолжительность измерений: - для постоянного шума не менее 15 с; - для

непостоянного, в том числе прерывистого, шума она должна быть равна продолжительности по меньшей мере одного повторяющегося рабочего цикла или кратна нескольким рабочим циклам. Продолжительность измерений может также быть равной длительности некоторого характерного вида работы или ее части. Продолжительность измерений считают достаточной, если эквивалентный уровень звука не изменяется более чем на 0,5 дБА; - для непостоянного шума, причины колебания которого не могут быть явно связаны с характером выполняемой работы, - 30 мин (три цикла измерений по 10 мин) или менее, если результаты измерений не расходятся более чем на 0,5 дБ (дБА); - для импульсного шума - не менее времени прохождения 10 импульсов (рекомендуется 15- 30 с).

5.3.5 Отсутствие или недостаток необходимого естественного и искусственного освещения

Недостаточная освещенность оказывает влияние на работу зрительного аппарата, на психику человека. Также слабое освещение может вызывать усталость центральной нервной системы. Для того, чтобы избежать вредного влияния данного фактора существуют определенные требования к организации освещения рабочих зон. Рабочие места, объекты, подходы к ним, проходы в темное время суток должны быть освещены. В производственных помещениях должно быть предусмотрено аварийное и эвакуационное освещение. Распределение яркости на рабочей поверхности должно быть равномерным, без пульсаций. Установки освещения должны быть достаточно долговечными и безопасными

В темное время суток рабочая зона должна быть освещена для избегания травм рабочих. Фонари и прожектора используют как осветительные приборы. Согласно СП 52.13330.2011 норма освещенности не ниже 10 люкс [23]. Поэтому мероприятия по улучшению освещенности не требуется.

5.3.6 Повышенный уровень общей вибрации

Норма уровня вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [22]. Используемый при обработке забоев скважин

цементировочный агрегат ЦА-320 может оказывать повышенную вибрацию на моториста. Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути распространения вибрации устанавливают виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением (резины, пробки, войлока и стальных пружин); профилактика, заключающаяся в контроле за вибрационными параметрами и проведении планового предупредительного ремонта оборудования.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 [39] могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

5.3.7 Производственные факторы связанные с электрическим током

Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они

должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Коллективные средства электрозащиты: изоляция токопроводящих частей (проводов) и ее непрерывный контроль, установка оградительных устройств, предупредительная сигнализация и блокировка, использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов, применение малых напряжений, защитное заземление, зануление, защитное отключение.

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

Для предотвращения негативного воздействия электрического тока на рабочих используются средства коллективной и индивидуальной защиты (ГОСТ Р 12.1.019-2009).

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Изолирующие перчатки. Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.

2. Изолирующая обувь. Галоши и ботинки предназначены для защиты от земного и шагового напряжений.

3. Диэлектрические изолирующие подставки. Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75*0,75 м.

4. Указатели напряжений. Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 В.

5. Щиты. Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.

Мероприятия по предупреждению поражений электрическим током на объектах включают в себя[32]:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования установок согласно требованиям ПУЭ;
 - обеспечение недоступности к токоведущим частям, находящимся под напряжением;
 - применение блокировочных устройств, защитного заземления и зануления буровой установки;
 - применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, ботинки, инструмент) при обслуживании электроустановок;
- допуск к работе специально обученных лиц, имеющих группу по электробезопасности не ниже IV.

5.4 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника

Химические реагенты

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью рабочего персонала.

В таких случаях работник перед проведением операции должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ. Спецодежда должна противостоять химреагентам.

Механические опасности

Это самый распространённый вид опасности. Возможны как обычные ушибы, так и летальный исход. Операторы на кустовой площадке постоянно работают с трубопроводами и скважинами, находящимися под высоким

давлением, различными машинами и агрегатами. Все эти аспекты увеличивают вероятность получения травмы. Зачастую причиной травматизма является несоблюдение правил безопасности.

Чтобы обезопасить работу человека применяют: предупредительные знаки, предохранительные устройства, сигнализацию, защитные кожухи и барьеры. Также обязательно применение средств индивидуальной защиты: спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки.

Пожаровзрывоопасность

Технологии очистки ПЗП включают применение различных взрывоопасных реагентов.

Активный способ обеспечения пожаробезопасности подразумевает применение огнетушащих средств, воздействующих на горючее вещество охлаждением очага пожара, а также применение ингибиторов. При пассивном способе тушения горение прекращается путем изоляции горючего от окислителя. Для тушения пожаров используют жидкие пенообразные, аэрозольные, газообразные, твердые вещества и воду.

На всех объектах нефтегазодобывающей отрасли должны быть предприняты меры по предотвращению пожара и взрыва. Все мероприятия должны проводиться согласно ГОСТ Р 12.3.047-2012 [37].

Для взрывоопасных и пожароопасных цехов, участков, объектов; исходя из их специфики, в качестве мер пожарной безопасности принят порядок содержания территории, зданий и помещений, в т.ч. эвакуационных путей и выходов, осуществляется мероприятия по обеспечению пожарной безопасности при проведении технологических процессов, эксплуатации оборудования, производстве пожароопасных работ. Для курения, применения открытого огня и проведения огневых работ предусмотрены специально оборудованные площадки.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения

о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112.

5.5 Экологическая безопасность

Основными типами воздействий на окружающую среду являются:

Загрязнение нефтью или химическими реагентами окружающей среды из-за несовершенства технологий или аварийных разливов;

Загрязнение атмосферы из-за испарений нефтепродуктов при нагреве для проведения исследований;

Загрязнение отходами промышленного и бытового характера природной среды.

В результате происходит:

- Сокращение ареалов распространения флоры из-за разливов;
- Сокращение рыбных запасов из-за загрязнения поверхностных вод;
- Вырубка лесов из-за обустройства вахтового поселка.

Мерами по охране окружающей среды являются минимизация выброса газа и разлива нефти, а также оптимизация процессов сжигания газов.

Защита атмосферы

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в механических повреждениях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

Защита гидросферы

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при ОПЗ, или

утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных вод.

При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности могут возникнуть перетоки по затрубному пространству нефти или химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;

- Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Таким образом, следует не допускать разлива нефти и химических реагентов, чтобы не допустить загрязнения поверхностных и подземных вод.

Защита литосферы

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивация земель по трассам трубопроводов выполняется следующим образом:

- 1 этап – происходит сбор пролитой нефти, срез почвенного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ;

- 2 этап – производят поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается:

- Контролем за давлением в пласте и оборудовании;
- Аварийным отключением насосных агрегатов;
- Прокладкой трубопровода в кожухах через автомобильные дороги;
- Контролем за герметичностью оборудования.

5.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственном объекте возможны чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. При проведении обработки ПЗП могут возникнуть следующие возможные чрезвычайные ситуации: выброс газа при негерметичности оборудования; возгорание ГСМ; разливы нефти; нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов.

Рассмотрим каждую из выделенных ЧС. Выброс газа при негерметичности оборудования влечет за собой опасность отравления работников предприятия. Также из-за высокой загазованности существует вероятность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре. Возгорание ГСМ повлечет за собой отравление работников, также возможно получение ожогов работниками и ущерб предприятию.

Разливы нефти нанесут значительный вред окружающей среде и биосфере. Загрязнение нарушит естественные процессы в природе и изменит условия обитания живых организмов. Ликвидация разливов занимает от нескольких месяцев до нескольких лет.

Нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования химреагентов (УДХ). При этом происходит разлив реагента в помещении, где находится УДХ. Соответственно, происходит загазованность помещения. Работник может отравиться парами химического реагентов или получить ожог.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. Несоблюдение правил эксплуатации оборудования может привести к нарушению его герметичности. При контакте с воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая может воспламениться при малейшей искре.

В качестве причин возникновения пожаров на нефтяных объектах выступают следующие:

- поломки оборудования или нарушение процесса эксплуатации устройств;
- неосторожное обращение с электрооборудованием и открытым огнем;
- короткое замыкание или перегрев электроустройств;
- нарушение правил ТБ при эксплуатации оборудования или при бурении глубоководных нефтескважин;
- умышленный поджог.

В целях предотвращения возможных ЧС необходимо выполнение всех требований, связанных с установкой и эксплуатацией оборудования, применение правильных методов обработки и использование соответствующей личной защитной экипировки. При непредвиденной ситуации необходимо немедленно принять меры для остановки обработки, изоляции опасного участка и информирования соответствующих служб о случившейся ситуации.

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещении, не реже 1 раза в смену.

Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС (пожар) включает в себя систематическую проверку оборудования, своевременное и правильное техническое обслуживание, контроль электрооборудования и монтаж. Также очень важно знание пожарно-технических правил и требований к пожарной безопасности для сотрудников, включая тренировочные учения и занятия по профилактике пожаров. Для улучшения превентивных мер по предотвращению пожаров могут быть использованы автоматические системы контроля и мониторинга, которые будут обнаруживать проблемы в системе электропитания до того, как они перерастут в пожар.

Действия в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации ее последствий связаны с обеспечением безопасности работников и сохранением материальных ценностей. Она включает в себя быстрое эвакуацию людей, вызов экстренных служб и организацию бригады для ликвидации ЧС. Важно разработать запланированную систему действий, чтобы минимизировать риск

для работников и имущества.

При возникновении ЧС ответственный за проведение работ должен определить опасную зону и оградить её. Далее необходимо принять меры, направленные на спасение людей, находящихся в опасной зоне: вызвать медицинскую помощь, известить начальство и организовать охрану опасной зоны. Каждый сотрудник должен быть ознакомлен с планом действий при аварийной ситуации и ЧС. Работники должны отключить электроэнергию в загазованной зоне и прекратить огневые работы.

На случай возникновения пожара на кустовой площадке или в помещениях на установках должны быть средства пожаротушения. Огнетушители должны быть полностью заряжены и в работоспособном состоянии. Узел запорно-пускового устройства должен быть опечатан. Огнетушители должны находиться на отведенных местах в течение всего времени эксплуатации месторождения [26].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- топоры пожарные: ПП – пожарный поясной;
- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ – тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Для снижения риска наступления рассмотренной ЧС необходимо ежедневно осматривать оборудование. Также нужно улучшать условия труда и повышать знания и компетенции работников в вопросах безопасности труда.

Вывод

В данной работе был произведён анализ вредных и опасных факторов,

влияющих на здоровье рабочих. Выполнение требований правил безопасности и применение мер по предупреждению опасных воздействий поможет избежать влияние вредных и опасных факторов. Также при проведении работ по очистке ПЗП необходимо уделять должное внимание экологической безопасности, чтобы не допустить загрязнения окружающей среды.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Призабойная зона – область пласта вокруг скважины, которая вскрывает данный пласт и в пределах которой изменяются ФЕС. Из-за различных физико-химических процессов, происходящих в ПЗП, и нарушения механического равновесия происходит ухудшение проницаемости, что в свою очередь негативно сказывается на продуктивности скважин. Таким образом, важно поддерживать ПЗП в «чистом» состоянии, чтобы обеспечить равномерный приток флюида к забою скважины. Стоит отметить, что в призабойной зоне фильтрационные свойства изменяются с момента разбуривания скважины и в процессе всего периода эксплуатации.

Оценить изменчивость проницаемости ПЗП помогает скин-фактор. Этот параметр объясняет наличие зоны с изменяющейся проницаемостью вокруг скважины. Для преодоления «скинового сопротивления», необходимо создать повышенное давление, что ограничено энергетическими возможностями пласта. В результате, при наличии в ПЗП загрязняющих отложений производительность скважин будет ухудшаться.

Решение о проведении ОПЗ принимают технологические и геологические службы предприятия. Также эти подразделения определяют технологию, с помощью которой будет обработана призабойная зона, и периодичность данных процедур. Решение принимают исходя из данных ГДИС, ГИС, опробования скважин и различных других показателей. Важно, чтобы скважина, на которой будут проводить ОПЗ, была герметична, а целостность заколонного пространства не нарушена.

Кандидатами на очистку являются следующие скважины: после бурения; не вышедшие на режим; с низкими показателями после технологических операций; находящиеся долгое время в бездействии; эксплуатируемые длительное время, приток к которым начал уменьшаться.

Причины ухудшения проницаемости ПЗП объясняются: физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости; геологической

характеристикой пород; изменяющимися во времени термобарическими условиями; негативным эффектом от геолого-технических мероприятий. Для газовых скважин основные причины загрязнения ПЗП – это песчаные пробки, гидраты и обводнённость. На работу нефтяных скважин негативно сказываются отложения солей, АСПО и водонефтяные эмульсии. Для нагнетательных скважин характерны отложения солей и набухание глинистого материала. Общими причинами, которые относятся ко всем типам скважин, являются загрязнение мехпримесями при проведении технологических операциях, а также загрязнение минеральными частицами из-за разрушения скелета породы-коллектора.

В основу технологий очистки ПЗП входят применение воздействий различной природы. Различают физические, термические, химические, а также комбинированные методы очистки.

Физические методы основываются на создании сильного гидродинамического воздействия, которое способно разрушить структуру загрязняющих отложений. Одним из таких методов является продувка скважины в атмосферу. Эта технология применяется в газовых скважинах для борьбы с водой и гидратами на забое. Метод переменных давлений основывается на создании повышенной депрессии или репрессии с целью выноса мехпримесей из ПЗП. Обычно этот метод применяется в совокупности с другими технологиями очистки. Также применяют вибрационное воздействие. Вибрация создаётся за счёт колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой (до 10 МПа) и частотой (до 300 Гц). Эта технология эффективна против отложений различной природы, применяется в скважинах с плохопроницаемым неоднородным коллектором и с высоким пластовым давлением.

Термические методы основываются на применении повышенных температур. К данным методам относятся: прокачка горячей нефти, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами. Все эти методы широко применяются на месторождениях с вязкой

нефтью и эффективны в борьбе с АСПО на забое нефтяных скважин. Каждая технология имеет свои особенности и продолжительность эффекта. Среди лидеров находятся паротепловая обработка и обработка пороховыми газами, у них эффект от воздействия наблюдается более 6 месяцев. Также к термическому методу можно отнести технологию плазменно-импульсного воздействия. ПИВ является современной технологией и на данный момент применяется редко. Упругие колебания, создающиеся из-за кратковременно возникающей плазмы, имеют высокую разрушительную способность и эффективны в борьбе с минеральными частицами, солями, АСПО, продуктами коррозии и другими различными мехпримесями. Технологию ПИВ применяют в нефтяных и нагнетательных скважинах.

Химические методы очистки включают применение кислот, различных ингибиторов, растворителей и ПАВ. Довольно часто эти реагенты применяются в совокупности для достижения большего эффекта. Стоит отметить, что химические методы направлены на устранение широкого спектра загрязнений. Наиболее часто применяют кислотные обработки. Терригенный коллектор обрабатывают раствором глиняной кислоты (8-10% HCl + 3-5% HF), а карбонатный – раствором соляной кислоты (8-15% HCl). Также в качестве реагента могут быть использованы следующие кислоты: уксусная кислота (CH_3COOH), сульфаминовая кислота ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) и серная кислота (H_2SO_4). Однако эти кислоты применяются очень редко. Различают следующие типы кислотных обработок: стандартные, кислотные ванны, под давлением, термокислотные и пенокислотные. Наиболее важными критериями при выборе типа кислотных обработок служат: геологическая характеристика породы-коллектора, ФЕС и термобарические условия пласта. Для стабилизации кислот и защиты металлического подземного оборудования от коррозии при проведении кислотных обработок применяют различные ПАВ. Для предотвращения образований новых отложений применяют ингибиторы. Среди ингибиторов солей применяют винилхлорид ($\text{C}_2\text{H}_3\text{Cl}$), фосфорноватистую кислоту (H_3PO_2) и акриламид ($\text{C}_2\text{H}_3\text{CONH}_2$). В качестве ингибиторов

гидратообразования применяют метанол (CH_3OH) и раствор хлористого кальция (30% CaCl_2). Для защиты подземного оборудования применяют ингибиторы коррозии: формалин (до 1%), уникол (до 0,1%), уротропин (до 0,8%) и другие. Растворители хорошо борются с АСПО. Они подразделяются на органические и природные. К первому типу растворителей относятся сернистый углерод (CS_2) и толуол (C_7H_8), а ко второму – легкая нефть, газоконденсат и вторичные продукты переработки.

В качестве примеров рассмотрены современные технологии: комплексная кислотная обработка, виброволновая обработка с кислотой и плазменно-импульсное воздействие. Рассмотренные комплексные технологии имеют эффективность выше, чем отдельно взятые методы. Например, при сравнении стандартной кислотной обработки и комплексной кислотной обработки было выявлено, что комплексная технология позволяет получить увеличение притока нефти в 2 раза больше, чем при стандартной обработке.

Таким образом, ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина», через которую осуществляется гидродинамическая связь. При проведении очистки ПЗП важен избирательный подход. В первую очередь обработке подвергаются наиболее перспективные скважины, как с экономической, так и с технологической точки зрения. После рассмотрения основных причин была составлена сводная схема «Типичные причины загрязнения призабойной зоны и пути их решения» (Приложение А). В таблице отображены наиболее часто встречаемые причины загрязнения и пути их решения для различных типов скважин. На основе рассмотренных примеров можно сделать вывод, что важен комплексный подход для достижения наибольшего эффекта. Наиболее универсальными и эффективными технологиями являются комплексная кислотная обработка или виброобработка с кислотой.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андаева Е.А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин / Е.А. Андаева, Л.С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №9. – С. 41-45.
2. Иванников В.И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. - №4. –С. 56-60.
3. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
4. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // В.Б. Овчаров. – 2-е изд., испр. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
5. Силин М.А. Технологические жидкости для решения проблем, возникающих при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважинах / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.Н. Мариненко, М.Д. Пахомов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 26–30.
6. Гумерский Х. Х. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяной хозяйство. – 2000. - №12. – С. 12–15.
7. Назаров С.Н. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое / С.Н. Назаров, О.Б. Качалов // Известия вузов, серия «Нефть и газ». - 1966. - №2. С. 24-26.
8. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2011. – С. 88-90.
9. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству

10. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // В.Б. Овчаров. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С. 242-269
11. Манырин В. Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В.Н. Манырин, И.А. Швецов – Самара: Самар. Дом печати, 2002. – 391 с.
12. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа // Георесурсы. – 2010. - №33. С. 7-10.
13. Апасов Т.К. Использование виброволнового воздействия для восстановления продуктивности скважин / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - №1. С. 1-8.
14. Гимаев Т.Ф. Устройство промывочное скользящее (УПС) // Инженерная практика. – 2017. - №8. – 104 с.
15. Александрова А.В. Применение новой технологии ОПЗ при КРС по плазменно-импульсному воздействию на пласт на Самотлорском месторождении / А.В. Александрова, А.В. Кревер, А.С. Кревер // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых, Тюмень, 28 апреля 2015 г. – Тюмень, 2015. – С. 112-119.
16. Агеев Н.П. Комплексный подход к эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / Н.П. Агеев, А.Ф. Пащенко // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. - №16. С. 1-12.
17. Фасхутдинова А.А. Повышение эффективности методов интенсификации нефти в условиях терригенных коллекторов. Обобщение опыта интенсификации добычи нефти из терригенных коллекторов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов

и студентов с международным участием, Уфа, 26 апреля 2019 г. – Уфа, 2019. – С. 195-198.

18. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.

19. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

20. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

21. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.

22. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.

23. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

24. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.

25. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.

