

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ПОДБОР ТЕХНОЛОГИИ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.245.542

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Ишмурзин Герман Валерьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	К.И.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

Планируемые результаты обучения

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов, а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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 (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Ишмурзин Герман Валерьевич

Тема работы:

Подбор технологии обработки призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	89-13/с от 30.03.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ геологических особенностей карбонатных коллекторов. Основные цели проведения обработки призабойной зоны скважин. Обзор современных подходов к обработке призабойной зоны скважин. Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций. Технологии обработки призабойной зоны скважины.

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Особенности технологий обработки призабойной зоны скважины в карбонатных коллекторах	
Оценка эффективности применения различных технологий по обработке призабойной зоны скважины	
Выводы и рекомендации по подбору технологии для обработки призабойной зоны скважины	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Ишмурзин Герман Валерьевич		31.03.2021

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗП – призабойная зона пласта

ПЗС – призабойная зона скважины

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

СКО – соляно-кислотная обработка

ГКО – глино-кислотная обработка

КО – кислотная обработка

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ОПЗ – обработка призабойной зоны

УВ – углеводород

ПАВ – поверхностно-активные вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ГПП – гидropескоструйная перфорация

КВД – кривая восстановления давления

ФЕС – Фильтрационно-емкостные свойства

ППУ – передвижная парогенераторная установка

СИЗ – средства индивидуальной защиты

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 82 страницы, в том числе 12 рисунков, 6 таблиц. Список литературы включает 27 источников.

Ключевые слова: призабойная зона, технология обработки, увеличение нефтеотдачи, карбонатный коллектор.

Объектом исследования являются технологии обработки призабойной зоны скважины.

Цель исследования – подбор наиболее эффективных технологий для обработки призабойной зоны в карбонатных коллекторах.

В процессе исследования были рассмотрены технологии для обработки призабойной зоны скважины, которые наиболее эффективны для применения в условиях карбонатных коллекторов месторождений Западной Сибири, а также были изучены геологические характеристики и особенности коллекторов на месторождениях в Западной Сибири.

В результате исследования выявлены методы, наиболее подходящие для обработки призабойной зоны скважины в условиях карбонатных коллекторов с различными характеристиками.

Область применения: добывающие и нагнетательные скважины.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет правильного подбора технологии по обработке призабойной зоны.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ.....	10
1.1 Анализ геологических особенностей карбонатных коллекторов	10
1.2 Основные цели проведения обработки призабойной зоны скважин	14
1.3 Обзор современных подходов к обработке призабойной зоны скважин	15
2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ.....	21
2.1 Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций.....	21
2.2 Технологии обработки призабойной зоны скважины	24
2.2.1 Химическая обработка призабойной зоны	25
2.2.2 Тепловая обработка призабойной зоны	36
2.2.3 Механическая обработка призабойной зоны	43
3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ	55
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	59
4.1 Расчёт показателей экономической эффективности мероприятия.....	59
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	67
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	67
5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства	67
5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.....	68
5.2 Производственная безопасность.....	69
5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	70
5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия	72
5.3 Экологическая безопасность.....	73

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	75
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	78
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	80

ВВЕДЕНИЕ

Призабойная зона скважины – это пространство, находящееся в пределах ствола скважины, где наблюдается изменение фильтрационных характеристик пласта-коллектора, на протяжении всей истории эксплуатации скважины. Данные изменения в карбонатных коллекторах связаны с различными последствиями процесса разработки. Ухудшение состояния и снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны оказывает существенное влияние на продуктивность нефтяных месторождений Западной Сибири.

В настоящее время для улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны скважин применяются следующие методы обработки: химические, механические и тепловые. Однако далеко не все методы и технологии могут эффективно применяться для обработки призабойной зоны скважины в карбонатных коллекторах.

Таким образом, анализ эффективности технологии для обработки призабойной зоны скважины очень важен при эксплуатации месторождений. Следовательно, правильный подбор данной технологии является актуальным вопросом на сегодняшний день.

Целью выпускной квалификационной работы является подбор наиболее эффективных технологий для обработки призабойной зоны в карбонатных коллекторах.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Изучить геологические характеристики и особенности карбонатных коллекторов Западной Сибири;
2. Проанализировать особенности технологий для обработки призабойной зоны;
3. Обосновать выбор наиболее эффективных технологий для обработки призабойной зоны скважины.

1 ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИЙ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

1.1 Анализ геологических особенностей карбонатных коллекторов

Самым лучшим местом для процессов накопления углеводородов являются пористые породы, что доказывает факт, который говорит о том, что нефть и природный газ образуются лишь в благоприятных для этого породах. Породы, где происходят данные процессы называют коллекторами. Что касается особенностей таких пород, то одной из таких является возможность накапливать углеводороды, совместно с этим производя фильтрацию пластовых флюидов, что наилучшим образом сказывается на накоплении в коллекторах нефти и газа. На сегодняшний день эти породы имеют определенную классификацию. При отнесении коллектора к тому или иному типу учитывают полезную емкость, проницаемость, глубину залегания, состав флюида.

Данные характеристики позволили выделить такие группы коллекторов как поровые, кавернозные, трещинные, биопустотные и смешанные. Также стоит отметить то, что образование нефти может происходить и в битуминозных, вулканогенных, магматических и других коллекторах. Но важно то, что первые 5 видов являются наиболее распространенными и содержат в себе основные массы углеводородных запасов.

Касаясь карбонатных коллекторов, можно выделить такую особенность как многообразие, а также большое количество пластов, представленных данным видом коллектора. Известно, что на сегодняшний день по всему миру карбонатные коллекторы хранят в себе от 30 до 50 % мировых залежей нефти. Состав их включает рифы, хемогенные известняки, доломиты и обломочные известняки, на практике чаще всего встречаются коллекторы, которые в основном сложены известняками и доломитами. Такой состав обуславливает одну из самых главных особенностей этих коллекторов, это необычная фильтрационно-емкостная система. Кроме этого полезные ископаемые, входящие в состав

карбонатных коллекторов, имеют особенность, которая выражается в виде необычного взаимодействия с поверхностью породы-коллектора.

Также такие коллекторы имеют еще одну классификацию, которая определяется характером и объемом. В нее входят поровые, трещинные, каверновые и смешанный типы. Строение карбонатных коллекторов также характеризуется сложностью строения системы трещин, которые располагаются в нем вдоль вертикальных слоев. Такой вид расположения позволяет некоторым трещинам распространяться на несколько сотен метров в длину, а расстояние между ними составляет всего от 2 до 10 см.

Наиболее широким распространением в карбонатных породах пользуются коллекторы смешанных типов, например, такой как трещинно-поровый коллектор. Особенностью осадков в карбонатных коллекторах является литофациальная изменчивость по латерали и в разрезе. Эта особенность обуславливается, тем что эти карбонатные осадки формируются в мелководных шельфах, к которым и приурочено большинство месторождений углеводородов (далее УВ). Касаемо последствий данных условий формирования стоит отметить повышенную изменчивость фильтрационно-емкостных характеристик (далее ФЕС), а также чередование различных пористых участков, характеризующихся разной проницаемостью пород вдоль всего разреза. К таким участкам можно отнести плотные непроницаемые или же плохо проницаемыми по матрице породы. В случаях подобной неоднородности фильтрация жидкости происходит за счет трещин, расположенных в продуктивном пласте, у которых проницаемость в несколько раз превышает проницаемость межзерновых каналцев. По значению открытой пористости в середине разреза определяют принадлежность породы относят к различным видам коллекторов. Так, например, породы с открытой пористостью, превышающей пять процентов, относят к трещинно-поровому типу коллектора, а если открытая пористость меньше данных пяти процентов, то такой коллектор относят к порово-трещинному. Данная классификация отражает роль трещин того или иного

коллектора в процессах фильтрации флюида при извлечении жидкости из скважины.

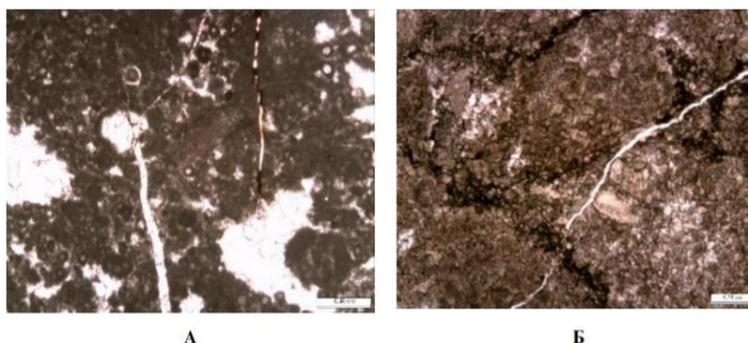


Рисунок 1 – Коллектор смешанного типа (А – известняк водорослевый, Б – доломит с теньевыми контурами)

Продолжая рассматривать открытую пористость карбонатных коллекторов, важно отметить, что в наиболее плотных карбонатных или глинисто-карбонатных разностях показатель открытой пористости настолько мала, что данные структуры даже не рассматриваются как коллекторы. Причиной низкой открытой проницаемости является подверженность вторичным преобразованиям, кальцитизации и доломитизации.

Геометрически, открытые трещины в карбонатных коллекторах смешанного типа, выглядят прямолинейно или же имеют слегка извилистый вид. Также они иногда могут прерываться или пересекаться.

Показателем, характеризующим наличие фильтрации УВ через трещины, является залаченость трещин черным битумом. Чаще всего такие трещины характеризуются раскрытием от 10 до 30 микрон.

Образование пустотного пространства в карбонатных коллекторах детально описан К.И. Багринцевой [1]. Факторы, служившие для образования и формирования пор, были определены ей как процессы выщелачивания и растворения, так как это служило причиной появления новых пор, трещин и каверн с карстами в различных карбонатных коллекторах.

Перечисленные факторы ведут к образованию первичной пористости, которая играет важную роль в образовании пустотного пространства. Многие

исследования доказали, что конечное влияние на формирование структуры порового пространства оказывают как первичные условия седиментации карбонатных пород, так и их последующие постседиментационные преобразования, которые в свою очередь приводят довольно часто к полному изменению состава, текстурно-структурных особенностей пород и их пустотного пространства [2].

Чаще всего крупные поры диаметром от 50 до 1000 мкм и каверны диаметром более чем 1000 мкм, которые являются составляющей основной емкости карбонатных коллекторов, соединены между собой более тонкими поровыми каналами диаметром от 1 – 2 до 20 – 50 мкм и микротрещинами раскрытостью от 1 – 2 до 20 – 40 мкм, которые образуют собой менее значительную часть емкости этого коллектора, но почти полностью обуславливающими его фильтрационные свойства.

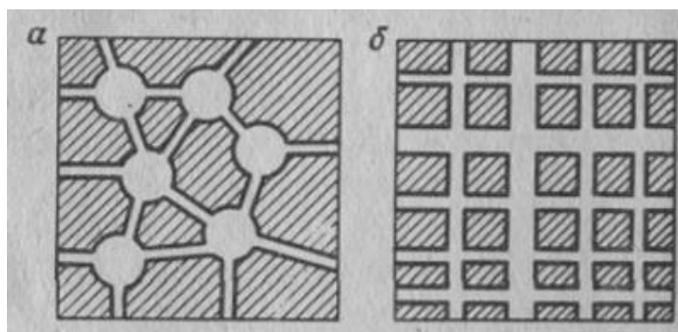


Рисунок 2 – Схематичное строение порового пространства низкопроницаемых карбонатных (а) и терригенных (б) коллекторов

Помимо пористости, трещиноватость имеет также большое значение для увеличения объема пустотного пространства и повышения емкостных параметров карбонатных пород-коллекторов. Например, трещины литогенетические, которые образуются в процессе уплотнения породы. Они способствуют процессу растворения, так как обуславливают неоднородность проницаемости карбонатных толщ по вертикали и созданию проходимых трещин, по которым осуществляется циркуляция подземных вод. Касаемо трещин тектонического происхождения можно сказать, о их более высокой роли

в формировании непосредственно пустотного пространства. Из-за наличия секущих трещин в группе трещин тектонического происхождения обеспечивается достаточно интенсивная циркуляция подземных вод на больших глубинах.

Если подходить к рассмотрению геологических особенностей карбонатных коллекторов, сравнивая их с терригенными, то можно сделать следующие выводы:

1. При низкой и средней проницаемости удельная поверхность карбонатных коллекторов значительно ниже чем терригенных. При высокой проницаемости их удельных поверхности совпадают. Поэтому нефтенасыщенность и коэффициент нефтевытеснения низко- и среднепроницаемых карбонатных коллекторов существенно выше, чем аналогичных по проницаемости терригенных коллекторов.

2. В низкопроницаемых карбонатных коллекторах не существует корреляционной связи между пористостью и проницаемостью. В среднепроницаемых коллекторах эта связь слабее, чем в терригенных. В высокопроницаемых карбонатных коллекторах корреляционная связь между пористостью и проницаемостью вполне удовлетворительная.

3. Карбонатные пласты более неоднородны по литологическим, емкостно-фильтрационным и упруго-механическим свойствам, чем терригенные.

1.2 Основные цели проведения обработки призабойной зоны скважин

В процессе добычи нефти весь извлекаемый пластовый флюид проходит через призабойную зону скважины, поэтому очень важно сохранить ПЗС в состоянии, которое будет обеспечивать наименьшее сопротивление добываемому флюиду. Кроме этого, как было сказано ранее от качества ПЗС зависит эффективность разработки месторождения.

Причины ухудшения фильтрационных характеристик призабойной зоны могут быть различными, в основном это результат различных технологических операций в процессе нефтегазовой выработки. Бурение в период которого подразумевается образование глинистой корки на протяжении определённых интервалов скважины для предотвращения попадания бурового раствора в продуктивный пласт и далее его кольматации. Помимо этого стоит учитывать, что процессы передвижения пластовой жидкости, проходят при температурах и давлениях, отличающихся от условий первоначального залегания этой жидкости. Поэтому в ПЗС могут откладываться различные углеводородные компоненты (смолы, асфальтены, парафины и др.), различные соли, выпадающие из растворов. Также причиной для проведения обработки призабойной зоны является низкая проницаемость, при которой проводится кислотная обработка, имеющая обширный опыт применения.

Таким образом, ОПЗ имеет широкое распространение из-за эффективности её проведения, а также экономической эффективности. Целью данного мероприятия является повышение проницаемости, улучшение соощщаемости со стволом скважины, а также снижение фильтрационных сопротивлений призабойно зоны. Выбор метода воздействия на ПЗС делают исходя из изучения накопленного промыслового опыта и тщательного анализа состояния призабойной зоны, особенностей породы-коллектора и её состава.

1.3 Обзор современных подходов к обработке призабойной зоны скважин

В настоящее время обработку призабойной зоны проводят на всех стадиях разработки месторождений для увеличения производительности добывающих и приемистости нагнетательных скважин. Выбор технологии для проведения данного мероприятия выбирается исходя из причин ухудшения продуктивности скважин, учитывая физико-химические свойства пород пласта-коллектора и содержащихся в нём флюидов. Помимо этого проводятся

различные гидродинамические и геофизические исследования для определения фильтрационных характеристик ПЗП.

Кроме этого стоит отметить, что какое-либо воздействие на ПЗС является сложным и дорогостоящим процессом, при котором не всегда гарантируется стопроцентный успех. Поэтому важной частью подбора технологии является её экономическая рентабельность. В последние годы достаточно много исследований направленно на повышение успешности обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин.

Данной проблеме была посвящена работа Кузьменкова С.Г. и других «Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры», где целью исследования был анализ эффективности внедрённых методов увеличения нефтеотдачи, в том числе по обработке призабойной зоны пласта. На месторождениях Югры проводились химические методы обработки призабойной зоны, такие как кислотные ванны, СКО под давлением, глинокислотная, пенокислотная и термокислотная обработки, также обработка нефтекислотными и другими, композиционными из нескольких кислот (серной, соляной, уксусной, лимонной, плавиковой, молочной и др.), эмульсиями.

После проведения 44081 скважинной операции за семилетний период с 2013 по 2019 гг., был сделан вывод о эффективности данного метода, который оказался равен 0,5 тыс.т/скв-опер. Результаты по увеличению дополнительной добычи составили 20172 тыс.т (рис.3).



Рисунок 3 – дополнительная добыча нефти за счёт обработки призабойной зоны на месторождениях Югры (с 2013 по 2019 гг.)

В Западной Сибири в работе Гулхиева С.Р. «Анализ эффективности обработок призабойной зоны пласта» представлены обобщённые показатели применения СКО и ГКО на Покачевском месторождении. За анализируемый период 2014–2019 гг. была проведена 471 обработка, 428 из которых проводилась в нагнетательных скважинах, что привело к суммарной дополнительной добыче в 150 тыс.т [3]. Эффективность от применения данных методов стимуляции составила 76%, которую автор подтверждает наличием проблем с правильным подбором скважин и составом для проведения обработки призабойной зоны пласта.

В работе Петрова И.А. и других «Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи» рассматривается эффективность проведения комплексных кислотных обработок на месторождениях, разрабатываемых филиалом «Муравленковскнефть» ОАО «Газпромнефть-ННГ».

В работе было сформировано 3 этапа планирования и 3 стадии проведения кислотной обработки.

В этапах планирования определялась целесообразность проведения обработки на основе информации, полученной по результатам прошедших технологических операций и других различных мероприятий. После определения параметров залежи производился подбор реагентов, а также их концентрация для приготовления раствора и его закачки. Основными параметрами для данного выбора являлись минералогический состав пласта коллектора, пластовая температура и компонентный состав веществ, загрязняющих ПЗП. Результатами заключительного этапа планирования являлась полностью сформированная технология обработки ПЗП, с указанием всех стадий необходим к проведению.

При непосредственном проведении кислотной обработки технологический процесс разделялся на 3 стадии. Первая из них заключалась в подготовке породы ПЗП, путем закачки буферной жидкости с добавлением различных ПАВ. Вторая стадия включала в себя закачку заранее подготовленного раствора для восстановления первоначальной проницаемости породы пласта коллектора. Заключительная стадия являла собой закачку раствора различных комбинаций ПАВ для предотвращения изменения таких фактов как смачиваемость и фазовая проницаемость породы.

Для анализа эффективности комплексного подхода использовалась информация о результатах проведения кислотных обработок в форме стандартного и комплексного подходов. Для этого рассматривалось 93 добывающих и 238 нагнетательных скважин на протяжении 6 месяцев – с февраля 2009 года по сентябрь 2009 года включительно.

Анализ показал, что доля успешных обработок ПЗП увеличилась в среднем на 41% в случае добывающих скважин и на 39% – для нагнетательных [4].

Результаты увеличения успешных обработок ПЗП представлены на рисунке 4.

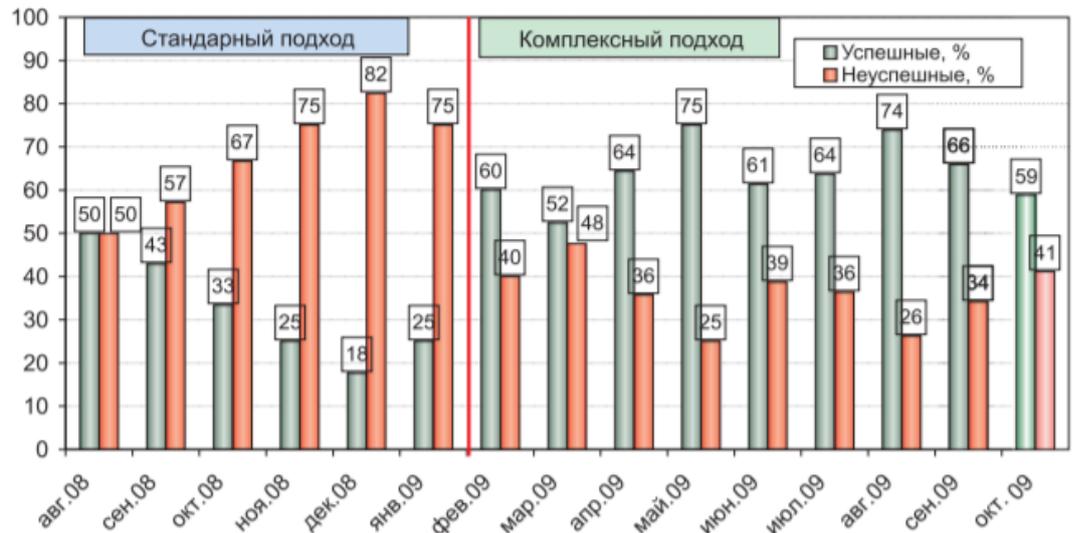


Рисунок 4 – Соотношение успешных и неуспешных обработок нагнетательных скважин за каждый месяц рассматриваемого периода

Исследование Валиева Д.З. «Анализ методов волнового воздействия на призабойную зону пласта» показывает эффективность различных методов волнового воздействия, которые помогают сохранить естественную проницаемость пород ПЗП. Автор относит данные методы к перспективному направлению в области обработки ПЗП.

В работе приводятся практические исследования на Сотчемьюском месторождении, где исследовалась эффективность применения акустического воздействия на ПЗП. В результате проведения данного метода на одной из скважин получилось, что дебит скважины увеличился в 4,5 раза и оставался таким же на протяжении более двух лет начиная с конца 2018 года [5].

Так же ультразвуковой метод проходил проверку на месторождениях Татарстана, Западной Сибири, Удмуртии и Республики Коми. Автором отмечается подтверждение положительного эффекта на нагнетательных скважинах. Ультразвуковой метод в 40–50% изученных случаях проявляется себя как успешный и эффективный метод, сохраняющий эффект на несколько месяцев.

Рассматривая применение виброволновой технологии, был приведён пример на практике сравнения эффективности от кислотной обработки и

виброволновой технологии на трёх скважинах в Западной Сибири. Результаты были такими, что эффект от виброволновой технологии сохранялся на более долгое время, чем эффект от КО.

Подводя итоги в работе, автор подмечает такие выводы как экономическая и технологическая эффективность технологий данного метода, безопасность и чистота экологии (отсутствие вредного влияния на геологическую структуру пластов), а также высокая совместимость с существующими методами воздействия на пласт.

Таким образом можно сделать вывод о том, что в настоящее время наиболее распространёнными методами по обработке ПЗП являются химические методы воздействия на пласт из-за их экономической эффективности, но стоит отметить, что разрабатываются и применяются другие методы и технологии. Поэтому в современном подходе к обработке ПЗП для обеспечения наилучшего эффекта по увеличению дебита добывающих и приёмистости нагнетательных скважин необходимо проводить множество теоретических, лабораторных и промышленных исследований, которые позволят наилучшим образом подобрать тот или иной метод обработки ПЗП, что в итоге приведёт к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПО ОБРАБОТКЕ ПРИЗАОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

2.1 Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций

Для того, чтобы провести обработку ПЗП, необходимо определиться с некоторыми вопросами. Для начала нужно определить количество скважин, в которых зафиксировано падение продуктивности. Далее нужно определить необходимость проведения данной операции в той или иной скважине, так как на условия залегания нефти оказывают большое влияние различные геологические и физические характеристики залежи (месторождения). После этого необходимо определить последовательность скважин, в которых будут проводиться технологические операции. Первыми скважинами будут те, которые с наибольшей вероятностью после проведения ОПЗ дадут прирост в добычи нефти. Помимо выше перечисленных действий, важным фактором является расчёт экономической целесообразности, для предотвращения крупных денежных потерь и достижения максимального результата с минимальными затратами.

Обработка ПЗП проводится на всех этапах разработки месторождения. Исполнителями работ данных операций являются технологические и геологические службы предприятий, которые определяют технологии проведения обработки призабойной зоны и периодичность данных процедур. Стоит отметить что данные службы принимают решения опираясь на проект разработки месторождения и действующие рабочие инструкции.

Подготовительные работы перед применением технологий по обработке ПЗП являются обязательными процессом и включают себя такие вещи как:

- Обеспечение необходимым оборудованием и инструментом бригад, выполняющих данные операции;
- Подготовку ствола, забоя и фильтра скважины к обработке.

Под подготовкой ствола понимается подъём подземного оборудования, которое не обеспечивает проведение работ по ОПЗП и спуск колонн НКТ, а также другого необходимого оборудования.

Что касается самих скважин как кандидатов на ОПЗ, то их делят на категории, которые характеризуют причины ухудшения фильтрационных свойств в призабойной зоне:

1. Скважины, в которых после проведения буровых работ произошло проникновение бурового фильтрата и рабочей жидкости в пласт. Для данных скважин очень важно провести обработку ПЗП, так как необходимо изначально очистить призабойную зону скважины. Определить данный вид загрязнения можно при помощи определения положительного скин-фактора, за счёт проведения гидродинамических исследований. Кроме этого необходимо вести постоянный замер текущего рабочего давления при бурении или ремонтных работах, и его с расчётным рабочим давлением, чтобы определить вероятность попадания бурового раствора в пласт.

2. Скважины, в которых ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны связано с выпадением различных отложений. Для определения нужды в проведении работ по удалению данных отложений необходимо проводить лабораторные исследования по анализу состава поступающей из скважины продукции.

3. Скважины, в которых наблюдается снижение притока жидкости к забою скважины, вследствие разрушения породы, выноса частиц и значительного снижения проницаемости из-за длительного нахождения в эксплуатации.

4. Скважины, не находящиеся в эксплуатации долгое время.

5. Нагнетательные скважины, в которых закачиваемая вода прошла недостаточной степенью очистки перед непосредственно нагнетанием в пласт. Это может привести к загрязнению призабойной зоны, что в свою очередь приведет к снижению приёмистости пласта и невозможности компенсировать пластовое давление.

б. Скважины, которые имеют низкие показатели продуктивности после применения ГРП.

А.А. Теймуров утверждает, что объектами обработок могут быть некачественно освоенные скважины и скважины, существенно снизившие дебит в процессе эксплуатации, а также обработки назначаются по определению текущего потенциального коэффициентов продуктивности [6]. Сюда же можно и отнести начальную и остаточную нефтенасыщенности, которые позволяют определить геофизические и геологические работы, по которым в свою очередь строятся карты нефте- и газонасыщенности.

Чтобы определить данные показатели применяются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Они являются системой мероприятий, проводимых на скважинах по специальным программам, т.е. замер с помощью глубинных приборов ряда величин (изменения забойных давлений, дебитов, температур во времени и др.), последующая обработка замеряемых данных, анализ и интерпретация полученной информации о продуктивных характеристиках – параметрах пластов и скважин [7]. В ГДИС для определения остаточной нефтенасыщенности можно использовать метод кривой восстановления давления (КВД), где по её форме можно определить о величине нефтенасыщенности той или иной скважины.

Так же для выявления необходимости проведение той или иной операции по обработке ПЗП необходимо знать соотношение извлечённых скважиной удельных запасов к её начальным удельным запасам, так как это даёт нам понимание в приоритете выбора последовательности скважин для проведения операций. Если данный коэффициент близок к единице, то эта скважина будет одной из первых в цепочке проведения работ по обработке ПЗП и далее будут приступать к рентабельности проведения данной операции. Существует еще несколько вариантов и методов в ГДИС для определения остаточной нефтенасыщенности пласта вблизи скважины.

Зачастую причины загрязнения ПЗП или снижение фильтрационных свойств можно определить без проведения долгих и различных исследований.

Как правило, такие случаи определяются исходя из опыта разработки месторождений со схожими свойствами.

Таким образом, анализируя предыдущие данные из опыта разработки различных месторождений и скважин, можно утверждать, что на сегодняшний день процесс определения причин загрязнения ПЗП довольно развит. Их с легкостью определяют путем многочисленных и различных исследований, что позволяют достоверно и точно убедиться в той или иной причине изменения фильтрационных свойств ПЗП. После исследований производится подбор оптимальной технологии.

В процессе подготовки к проведению технологических работ очень важно убедиться в герметичности эксплуатационной колонны и целостности цементного раствора. Так как большинство технологий по обработке ПЗП предполагают работу под высокими давлениями, поэтому важно не допустить разрушение эксплуатационной колонны.

После проведения работ, очень важно оценить результаты эффективности обработки ПЗП, а именно улучшение или ухудшение чистоты и фильтрационных свойств призабойной зоны. Оценка проводится путем сравнения продуктивности скважины до и после применения технологических операций.

2.2 Технологии обработки призабойной зоны скважины

Таким образом для снижения фильтрационного сопротивления ПЗС и увеличения эффективности разработки месторождения необходимо проводить различные операции воздействия на ПЗС для повышения фильтрационно-емкостных характеристик, таких как пористость, сообщаемость со стволом скважины и улучшения системы трещин или каналов.

На сегодняшний день известна классификация такого рода операций, которая характеризуется природой воздействия, лежащей в основе той или иной технологии. К ней относятся химические, тепловые, механические методы обработки ПЗС.

Чаще всего в случаях, характеризующихся ухудшением проницаемости ПЗС из-за выпадения отложений различного вида, применяются химическая обработка. Отложениями могут быть АСПО, соли или железистые отложения и т.п. Одним из самых распространенных методов среди химических является обычная кислотная обработка, воздействующая на призабойную зону кислотным раствором.

Механические методы наиболее целесообразно проводить в твердых породах, где необходимо приобщить удалённые части пласта к процессу фильтрации за счёт создания новых и дополнительных трещин. К таким методам относится технология гидравлического разрыва пласта (ГРП).

Тепловые методы наиболее эффективны в случаях, когда происходит отложение твердых или очень вязких углеводородов, таких как парафина, смол, асфальтенов, а также при фильтрации вязкой нефти.

Также существуют комбинированные методы воздействия на призабойную зону скважины, которые как правило включают в себя особенности трёх вышеперечисленных методов. Одним из таких методов является термокислотная обработка скважины, которая состоит из химического воздействия на породу ПЗС, а также из теплового в результате выделения большого количества тепла при химической реакции со специально вводимыми веществами и т.д.

2.2.1 Химическая обработка призабойной зоны

Кислотные обработки

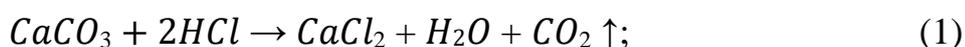
Обработка скважины соляной кислотой является методом, который в силу своей сравнительной простоты, дешевизны и благоприятных пластовых условий, которые довольно часто встречаются, имеет наибольшее распространение среди всех остальных методов.

Операции по проведению стандартных кислотных обработок осуществляют следующим образом.

Первоначально в рамках подготовительных работ проводят промывку скважины. Данная процедура необходима для того чтобы очистить забой и ствол скважины от АСПО, продуктов коррозии, солей и других веществ, загрязняющих забой и ствол скважины. Промывки бывают прямые, обратные или комбинированные. Выбор промывки происходит в зависимости от пространства по которому нужно осуществить промывку. Суть же данной операции заключается в создании циркуляционного потока жидкости, проходящего через трубное или затрубное пространство для осуществления выноса загрязняющего материала.

Далее происходит процесс непосредственно самой кислотной обработки. Соляная кислота (HCl) хорошо растворяет известняки (CaCO₃), доломиты (CaMg(CO₃)₂) или карбонатные цементирующие вещества. Сам раствор и его объём подбирают относительно толщины обрабатываемого продуктивного пласта, литологического состава пород и ФЕС. Кроме этого важно обратить внимание на радиус обрабатываемой зоны, при проведении кислотной обработки, потому что он не может быть меньше радиуса предыдущей обработки. После закачки кислотного раствора затрубная задвижка закрывается, а раствор продавливают в пласт с помощью нефти или воды. Затем закрывают задвижку на устье. Скважина же на некоторое время остается в покое для того чтобы прошла нейтрализация кислоты. Этот период занимает определенное время, в зависимости от температуры, концентрации и давления закачки.

При обработке соляной кислотой происходят следующие реакции:



Компоненты образующиеся в результате реакции — это хлористый кальций (CaCl₂) и хлористый магний (MgCl₂), которые достаточно хорошо растворяются в воде. Это способствует облегчению процесса удаления воды из призабойной зоны во время освоения скважины.

На завершающей стадии после продавливания кислотного раствора производится освоение скважины и происходит вызов притока жидкости.

Кроме этого проводятся ГДИС, для анализа эффективности проведенной обработки ПЗС.

Для проведения кислотной обработки необходимо доставить раствор на скважину. Это производят при помощи автоцистерн таких как 4ЦР или УР-20. Их емкости составляют 9,15 м³ и 17 м³ соответственно. Так же для закачки раствора в пласт используется специальный насосный агрегат, расположенный на автомобильном шасси и работающий с высоким давлением. Кроме основного насосного агрегата используется цементирувочные агрегаты ЦА-320М, за счёт которого происходит перемешивание кислотного раствора с реагентами.

На рисунке 5 представлена схема расстановки вышеописанного оборудования.

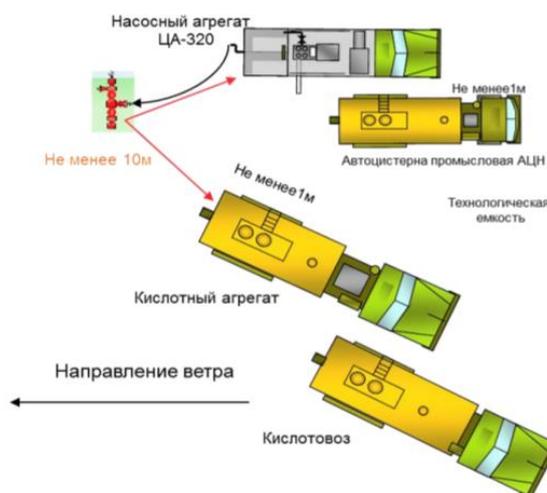


Рисунок 5 – Расстановка оборудования при проведении кислотной обработки

Жидкостью для закачки в коллектор всегда является соляно-кислотный раствор, изготавливаемый из соляной кислоты (HCl), содержание которой в растворе должно составлять от 10 до 15 %, так как увеличение количества кислоты станет причиной осложнения выхода раствора из пор коллектора, потому что произойдет увеличение его вязкости.

К раствору соляной кислоты добавляют следующие реагенты:

1. Ингибиторы, которые уменьшают коррозионное воздействие раствора кислоты на оборудование, участвующее во всем процессе обработки ПЗС, а именно транспортировка раствора, его перекачка и хранение. Обычно они

составляют до 1% от всего раствора. В качестве ингибиторов используют: формалин (0,6%), уникол (0,25 - 0,5%), реагент И-1-А (0,4%) в смеси с уротропином (0,8%), а также ингибитор катапин А.

2. Интенсификаторы, которые относятся к поверхностно-активным веществам (ПАВ), позволяют снизить поверхностное натяжение на границе нефти, что ускоряет и облегчает очистку призабойной зоны от продуктов реакции.

3. Стабилизаторы, которые служат для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции, а также для удаления из раствора соляной кислоты и превращения ее в растворимую соль бария.

Скорость протекания реакции нейтрализации кислоты зависит от состава горной породы, температуры и давления.

Было проведено большое количество экспериментов, выявляющих зависимость давления от времени нейтрализации раствора различной концентрации. Результаты были такими, что увеличение давления от 0,1 до 0,7 МПа приведет к возрастанию данного времени в 7-9 раз, а последующее увеличение давления на 0,3 МПа станет причиной возрастания времени нейтрализации в 30 – 35 раз. В конечном счете произведя увеличение давления до 6 МПа, произошло снижение скорости реакции в 60 раз. [8]. На рисунке 6 представлены качественные закономерности влияния на время нейтрализации кислотного раствора давления и температуры.

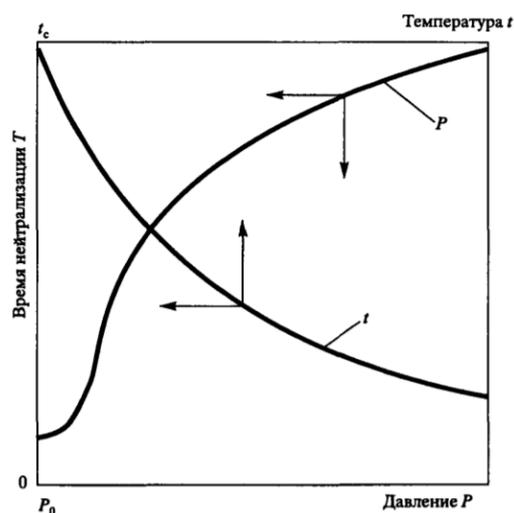


Рисунок 6 – Зависимость влияния давления и температуры на продолжительность нейтрализации кислотного раствора

$t_c - 20\text{ }^\circ\text{C}$; P_0 – атмосферное давление

Также важным моментом является то, снижение концентрации раствора приводит к увеличению глубины его проникновения в пласт, но возникает проблема появления большого количества новых продуктов реакции, что осложняет процесс освоения скважины.

Кроме этого в растворе кислоты чаще всего присутствуют примеси различного типа, которые приводят к образованию нерастворимых осадков, из-за которых происходит ухудшение проницаемости ПЗС вследствие их выпадения в порах породы пласта.

К таким примесям относятся: хлорное железо (FeCl_3), серная кислота (H_2SO_4), реагенты, добавляемые в раствор как антикоррозионные добавки, фтористый водород и фосфорная кислота.

Кислотные ванны

Данная операция является обязательной технологической процедурой для скважин с открытым стволом продуктивного пласта. Данный вид кислотной обработки применяется после проведения буровых работ или в процессе освоения.

Назначением данной обработки является очищение забоя скважины от материалов, загрязняющих поверхность ПЗС. Такими материалами являются остатки цементной и глинистой корки, продукты коррозии, кальцитовые выделения из пластовых вод и т.д.

Важно учитывать, что проведение кислотных ванн не допускается для проведения в скважинах, где ранее проводилась кислотная обработка с задавливанием раствора в пласт, иначе растворенные материалы, могут в очередной раз выпасть в осадок, что в свою очередь приведет к ухудшению результатов обработки. Кроме этого для скважин, чей продуктивный пласт размещен и закреплён обсадной зацементированной колонной, проведение кислотных ванн не рекомендуется.

Данную операцию стоит рассматривать как подготовительную для последующего проведения кислотных обработок. Суть производства кислотных ванн заключается в обеспечении наиболее эффективных последующих операций кислотных обработок.

Перед проведением работ по производству кислотных ванн необходимо очистить скважину от забойной пробки, если она была обнаружена в результате отбивки забоя. Также стоит провести удаление значительных масс цементной корки, если ее наличие было определено измерением каверномером или по другим признакам. Для этого осуществляют проработку расширителем, пулевую или торпедную перфорацию, гидромониторную проработку интервалов сплошной корки, а также взрыв шнуровой торпеды в этом интервале. После того как осуществили удаление цементной корки ее материал извлекается с забоя скважины при помощи желонки или же помпы.

Удаление данной корки необходимо, потому что соляная кислота не способен растворить большое количество сплошных масс цементного камня, но небольшие остатки данного материала достаточно легко растворяются соляной кислотой.

Также в комплекс очистных работ входит промывка забоем одним из указанных растворителей. Данное подготовительное мероприятие проводится в

случае, когда фильтрующая часть забоя скважины оказывается загрязнен битумной основой промывочной жидкости после вскрытия продуктивного пласта бурением с применением жидкости на нефтяной основе.

После проведения подготовки скважины к кислотной ванне необходимо замерить пластовое давление и статический уровень в скважине для обеспечения необходимых условий проведения кислотной ванны.

Состав кислотного раствора должен содержать повышенную концентрацию (до 20%) соляной кислоты (HCl) и все необходимые добавки. Объем раствора рассчитывается исходя из объема скважины от забоя до кровли обрабатываемого интервала продуктивного пласта, так чтобы полностью заполнить данный промежуток. Также рекомендуется добавление уксусной кислоты в раствор.

В таблице 1 приведены рекомендуемые объемы раствора соляной кислоты для закачки на один метр толщины пласта.

Таблица 1 – Рекомендуемые объемы раствора HCl на 1 м. толщины пласта

Порода	Объем раствора HCl, м ³ /м	
	При первичных обработках	При вторичных обработках
Малопроницаемые тонкопористые	0,4 – 0,6	0,6 – 1,0
Высокопроницаемые	0,5 – 1,0	1,0 – 1,5
Трещиноватые	0,6 – 0,8	1,0 – 1,5

В качестве продавочной жидкости используется вода. Важно отметить, что для достижения наилучшего эффекта от кислотных ванн закаченный раствор должен находиться только в интервале обработки. Не допускается его выход из зоны реагирования в обсадную колонну, вследствие притока жидкости из пласта или из НКТ, а также он не должен уходить в пласт за счет поглощения раствора ПЗС.

После закачки раствора в обрабатываемый интервал необходимо выдержать раствор для того, чтобы произошло реагирование. Данный промежуток времени чаще всего равняется 16 – 24 ч. Для каждого месторождения этот временной интервал определяется опытным путём. После

реагирования для удаления отработанного раствора необходимо провести обратную промывку через затрубное пространство.

Простые кислотные обработки

Рассматривая данный тип обработки стоит отметить, что он является наиболее распространенным по сравнению с остальными. Сущностью данной обработки является проведение обычных кислотных обработок, многократное количество раз. Причем с каждым разом происходит нарастание объема раствора, подлежащего закачке, а также концентрации кислоты в растворе и скорости нагнетания.

Обращаясь к процессу нагнетания жидкости в коллектор, то стоит отметить оборудование за счет которого осуществляется данная операция. В роли него выступает насосный агрегат, который производит закачку и промывку перед проведением кислотной обработки, не повышая температуру и давление, тем самым предотвращая образование отложений различного типа в НКТ. Для увеличения эффективности данного мероприятия применяется добавление в раствор различных растворителей, способствующих более эффективному удалению смолистых и парафинистых отложений.

Рассматривая продажные жидкости, наиболее распространено применение нефти и воды для добывающих и нагнетательных скважин соответственно. Для достижения большего эффекта от данного вида обработки, довольно широко применяется добавление в раствор ПАВ типа ОП – 10 при закачке раствора в нагнетательные скважины.

Стоит отметить недостаток данной формы СКО, который состоит в том, кислота в карбонатных породах не образует радиальных равномерно расходящихся каналов. Чаще все данные каналы получаются в виде рукавообразных каналов неправильной формы, а также они формируются лишь в одном или нескольких из направлений. Растворение в коллекторах с карбонатным цементирующим веществом протекает более равномерно, но

каналы, которые образуются имеют не идеальную форму и далеки от правильной радиальной системы вокруг ствола скважины.

Сущность данного метода, которая заключается в наращивании исходной концентрации раствора с последующими обработками, недостаточно эффективный способ. Он вызывает коррозию металла и оборудования, образование нерастворимых осадков в продуктах реакции. Для наибольшей эффективности целесообразно применять добавки в кислотный раствор.

Кислотная обработка под давлением

Эта форма СКО применяется для устранения недостатка простых кислотных обработок. При простых СКО кислотой охватываются лишь хорошо проницаемые слои, что приводит к улучшению их и без того хорошей проницаемости. Однако прослой с плохой проницаемостью остаются неохваченными. Таким образом целью кислотной обработки под давлением является устранение слоистой неоднородности пласта. Для определения зон повышенной проницаемости и поглощающих трещин проводятся гидродинамические исследования по снятию профиля притока.

При проведении данной операции хорошо проницаемые слои изолируются пакерами, и закачивают высоковязкую эмульсию. Эта эмульсия изготавливается из смеси 12%-го раствора HCl и нефти, а также в нее добавляют эмульгирующие вещества для улучшения качества эмульсии. Для определения объема необходимого к закачиванию производится расчёт по формуле 3, в которой учитывается объем пор пласта в пределах предполагаемого радиуса R, толщину проницаемых прослоев h и их пористость:

$$V_3 = \pi \cdot (R^2 \cdot r_c^2) \cdot h \cdot m \quad (3)$$

В таком случае эффект от обработки достигается после закачки кислотной эмульсии в ПЗС, когда раствор проникает в глубины прослоев, отличающихся высокой проницаемостью, заполняя их. Следом осуществляется процедура продавки жидкости, которая осуществляется при открытой задвижке на затрубном пространстве. Таким образом ее держат открытой до тех пор, пока

жидкость не заполнит все возможные прослой и не достигнет кровли продуктивного пласта. После закрепляют якоря и пакера в НКТ и закрывают затрубную задвижку.

Последнее действуют следующим образом: повышают давление закачки до тех пор, пока кислотная эмульсия не достигнет границы башмака НКТ; затем вновь повышают давление. Результатами такого нарастания давления является максимально эффективное проникновение и раствора в низкопроницаемые прослой и заполнение их кислотным раствором, что в свою очередь приводит к увеличению охвата пласта кислотным воздействием.

Такой вид обработки способствует увеличению эффективности последующей закачке, а также увеличению охвата пласта по толщине воздействия кислоты.

Поинтервальная или ступенчатая СКО

Когда происходит одноразовая обработка пласта, имеющего большую мощность или нескольких пропластков, которые имеют прослой с ухудшенной гидропроводностью, солянокислотная обработка хорошо отражается лишь на интервалах, чья проницаемость является наибольшей. Таким образом прослой с плохой проницаемостью остаются не обработанными или обработанными, но в малой мере. В таком случае имеет место применение поинтервальной или ступенчатой СКО.

Суть заключается в охвате всей мощности пласта операциями обработки, путём поочередной обработки интервалов. Для этого применяют различные пакерные устройства или пакеры ГрозНИИ (ПК-6, ПК-8, ПШ5, ПШ6).

На начальном выбранный интервал для обработки изолируется двумя пакерами, которые устанавливаются на границах интервала. Важно отметить что результат данного вида обработки во многом зависит от качества герметичности затрубного цементного кольца. При нарушении герметичности происходит переток закачиваемого раствора соляной кислоты в скважину по затрубному пространству в другие пропластки, что нарушает сущность операции.

Далее после обработки первого интервала и откачки раствора из скважины, обработанный интервал пускают в кратковременную пробную эксплуатацию для того, чтобы оценить результаты проведенной операции, а затем переходят к обработке следующего интервала.

Данная форма СКО может проводиться в нефтяных, газовых и нагнетательных скважинах, а также в скважинах с закрепленной обсадной колонной. Стоит отметить, что целесообразнее проводить поинтервальную СКО в начальный период эксплуатации скважины или же после завершения работ по их бурению.

Термокислотные обработки

Данный метод обработки можно описать процессом закачивания горячего раствора кислоты на забой скважины. Воздействие на породу оказывается за счет эффекта экзотермической реакции между кислотой и магнием. Производится данная реакция в специальном наконечнике, спущенном на НКТ в интервал, который подлежит обработке. В реакционный наконечник обычно загружают от 400 до 100 кг магния, через которые в последующем прокачивается от 4 до 10 м³ 15 %-ого раствора HCl. Данные соотношения рассчитываются исходя из интервала, подлежащего обработке.

При закачке рабочего раствора соляной кислоты с магнием происходит следующая реакция:



Таким образом получается, что при взаимодействии магния с соляной кислотой выделяется тепло, которое может нагреть нейтрализованный раствор хлористого магния до высоких температур (более 300°C).

Количество 15%-ной соляной кислоты, необходимое для нагрева раствора до различных температур (на 1 кг Mg) представлено в таблице 2.

Таблица 2 – Соотношение количества раствора HCl с получаемыми температурами

Количество HCl, л	50	60	70	80	100
Температура раствора, °C	120	100	85	75	60
Остаточная концентрация HCl, %	9,6	10,5	11	11,4	12,2

Процесс проведения термокислотной обработки считается комбинированный, так как после выполнения первого этапа, которым является термохимическая обработка, сразу следует обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением. За счет такой последовательности проведения получается осуществить максимально эффективное воздействие сразу двух факторов, таких как высокой температуры и активности кислоты.

Основная направленность применения данной технологии скважины, снизившие свою продуктивность из-за образования на их забое парафиновых или асфальто-смолистых отложений. Так же стоит отметить, что термокислотная обработка позволяет не только удалить данные отложения в скважинах с низкими коллекторскими свойствами, но и сформировать новые системы с большим числом каналов растворения. Кроме добывающих скважин допускается применение термокислотной обработки в нагнетательных скважинах, для очистки фильтрующей поверхности от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов.

Термохимическая обработка включает в себя только процесс воздействия горячей кислотой на забой скважины, результатом которого является эффект нагрева кислотного раствора из-за экзотермической реакции кислотного раствора и магния. Данный вид не предусматривает дальнейшей кислотной обработки. Она наиболее эффективная в скважинах с пониженными пластовыми температурами, в призабойной зоне от 15 до 40°C.

2.2.2 Тепловая обработка призабойной зоны

Данный вид воздействия на призабойную зону пласта применим для скважин, в которых происходит добыча вязких и тяжелых нефтей. Так же тепловая обработка применима в случаях, когда процесс эксплуатации

осложняется выпадением АСПО из-за того, что температура пласта ниже температуры кристаллизации парафина.

Чаще всего место отложения парафина является пространство на расстоянии до 2,5 метров от стенки скважины. Именно в этом месте при добыче жидкости происходит наибольшее изменение давления. Поэтому отложение АСПО в таких случаях значительно снижают фильтрационно-емкостные свойства ПЗС, увеличивая фильтрационное сопротивление, что в конечном итоге приводит к уменьшению дебитов скважин.

В настоящее время для решения данной проблемы применяют два вида тепловой обработки ПЗС: нагнетание пласта на определенную глубину теплоносителя, или же спуск на забой скважины источника тепла.

Паротепловая обработка

В качестве теплоносителя для закачки в пласт при обработке ПЗС чаще всего используют подогретую нефть или насыщенный пар. Подготовительными работами является извлечение эксплуатационного оборудования и проверка его на герметичность.

Первый этап проведения паротепловой обработки заключается в закачке пара в пласт. Данный этап длится от 2 до 3 недель, а также подбор количества, закачиваемого пара осуществляется при помощи правила, которое говорит о том, что на один метр эффективной толщины пласта необходимо закачать теплоносителя в количестве 30-100 т. Такие объемы необходимы для того чтобы охват пласта тепловой обработкой составил 10-20 м. Одним из условий проведения данной операции является показатель вязкости нефти, который должен быть выше 50 мПа·с (высоковязкая нефть). Для осуществления процесса закачки теплоносителя применяются стационарные котельные установки – парогенераторы, а также передвижные парогенераторные установки типа УПГ, например, такие как ППУА-1200/100 и ППГУ-4/120.

Второй этап заключается в закрытии скважины и ее выдерживании на протяжении 2-4 дней. Это необходимо для выравнивания температуры в пласте

и снижения давления, что в свою очередь приводит к изменению реологических свойств нефти.

Подогрев забоя скважины

Данный способ дешевле и проще. Кроме того, этот способ не предусматривает закачку в пласт теплоносителя, что может негативно отразиться на взаимодействии воды или пара с глинистыми компонентами (набухание глин, разрушение скелета пород, снижение нефтепроницаемости).

Суть операции заключается в спуске на забой скважины глубинного электронагревателя (рисунок 7). В зависимости от необходимого эффекта применяется стационарный и периодический по.

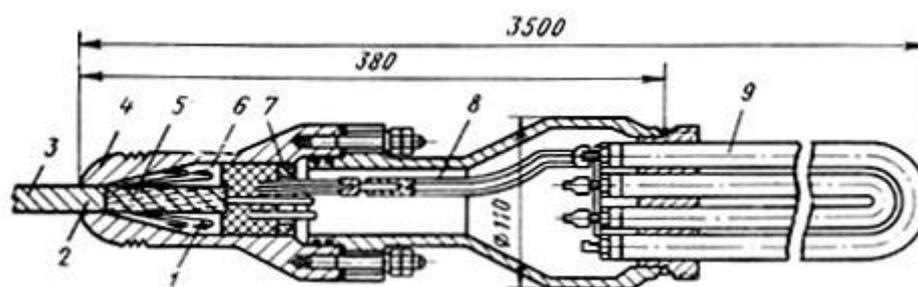


Рисунок 7 – Скважинный электронагреватель:

1 – крепление кабеля; 2 – проволочный бандаж; 3 – кабель-трос; 4 – головка нагревателя; 5 – асбестовая оплетка; 6 – свинцовая заливка; 7 – нажимная гайка; 8 – клеммная полость; 9 – нагревательные трубки

Стационарный подогрев осуществляется путем спуска электронагревателя в заданный интервал пласта совместно с подземным оборудованием скважины. Такой электронагреватель может работать непрерывно, либо для него задается программа, по которой он работает с заданным режимом совместно с процессом отбора нефти.

Что касается периодического подогрева скважины, то в данном случае электронагреватель спускают так же в заданный интервал на кабель-тросе, но только после прекращения эксплуатации скважины и извлечения подземного оборудования (НКТ, насос и др.). Затем пласт оставляют на прогрев на время,

равное 3–7 сут. После поднимают электронагреватель и возвращают подземное оборудование и возобновляют процесс отбора нефти.

Такое прогревание скважины способствует процессу стабилизации давления на забое. Интервал, охватываемый данной обработкой, распространяется на 20–50 м вверх и 10–20 м вниз от источника нагрева, что позволяет нагреть пласт до температуры, превышающей температуру плавления парафина и АСПО за счет малой теплопроводности пород.

Для осуществления такого рода операций предназначена самоходная установка электропрогрева скважин СУЭПС-1200 (рисунок 8), установленная как правило на базе автомашины с повышенной проходимостью ЗИЛ-157Е. На данной установке присутствует каротажная лебедка, а также барабан с приводом, работающим от двигателя автомобиля к которому наматывается кабель-канат длинна которого достигает 1200 м имеющий диаметр в 18 мм. Такая установка предусматривает наличие трех таких прицепов для возможности осуществлять обслуживание сразу трех скважин.

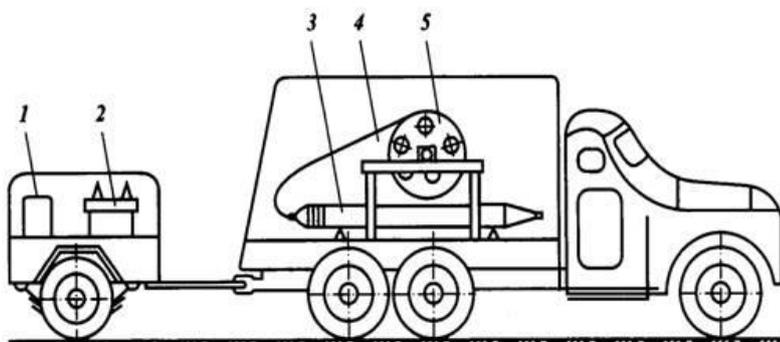


Рисунок 8 – Самоходная установка электропрогрева скважин типа СУЭПС-1200

1 – пульт управления; 2 – автотрансформатор; 3 – электронагреватель; 4 – кабель; 5 – лебедка

Кроме этого иногда применяют передвижные паровые установки (ППУ) при проведении тепловой обработки ПЗС. Применяется данная установка для осуществления депарафинизации ПЗС, трубопроводов, резервуаров, арматуры. Основным узлом в данной установке является паровой котел. Суть работы ППУ

заключается в нагревании воды для превращения ее в пар и последующего его нагнетания в скважину или на объект пропарки. Для достижения технологического эффекта используют до шести установок, но такое использование не оправдывается в экономическом плане.

Обработка забоя порохowymi газами

Данный вид воздействия на ПЗС осуществляется путём увеличения давления пороховых газов в момент их сжигания. Данный метод помогает образовывать новые трещины на интервале ПЗС. Подходит эта технология для коллекторов, чья проницаемость составляет не более $0,1 \text{ мкм}^2$, а также применение метода пороховых газов противопоказан породам состоящих из слабосцементированного песчаника, алевролитов и с высоким содержанием глины.

Этап подготовительных работ перед проведением данного вида обработки включает в шаблонирование скважины и замер забойных давления и температуры.

Далее для непосредственного прогрева пласта используют аппарат аккумуляторов давления скважинных (АДС-5, АДС-6). Его спускают в скважину на бронированном кабеле и устанавливают на забой в том случае если расстояние забоя от нижних дыр перфорации скважины не превышает 2 – 3 м. Если же это не так, то данная технологическая операция предусматривает создание на забое песчаной подушки.

Процесс воспламенения осуществляется за счет подачи электрического напряжения по кабелю, вследствие чего начинается горение первых пороховых зарядов. Из-за того, что жидкость в стволе скважины препятствует распространению горения на боковые поверхности, предусмотрена передача горения по специальному каналу на последующие шапки. Используя АДС-5 полное время сгорания заряда может составить до 200 с., при давлении в 5 МПа. Таким образом температура прогреваемого интервала скважины может доходить

до 350 °С, что позволяет эффективно произвести удаление твердых отложений в призабойной зоне и частичному разрушению твердого скелета пласта.

Суть данного процесса заключается в нарастании давления и температуры в зоне горения, причиной которого является сгорание пороховых газов со специально подготовленным составом. Давление может достигать 30 – 100 МПа, если скорость процесса горения оказывается высокой. Данное воздействие в виде повышения давления приводит к образованию новых трещин и расширению существующих. Таким образом данный процесс быстрого горения пороховых газов схож с процессом гидравлического разрыва пласта.

Если же скорость горения заряда довольно низкая, происходит наращивание температуры в отведенной зоне, из-за чего происходит проникновение разогретых газов в поры и трещины вдоль глубины пласта, растворяя все отложения, снижающие ФЕС и увеличивающие фильтрационные сопротивления, выпавшие за весь процесс эксплуатации скважины в ее призабойной зоне. Данное тип воздействия можно сопоставить с термическим воздействием на призабойную зону пласта. Кроме того, горение порохового заряда приводит к образованию различных газообразных продуктов горения, которые растворяются в нефти, тем самым снижая ее вязкость и поверхностное натяжение на границе с водой и породой, а также облегчая процесс извлечения нефти.

В последнее время для проведения данного вида операций стали все чаще применять бескорпусные аппараты для спуска порохового заряда в скважину. Основными элементами данного оборудования является кабельная головка и гирлянда из пороховых шашек. Один из так аппаратов получил название пороховой генератор давления бескорпусный (рисунок 9).

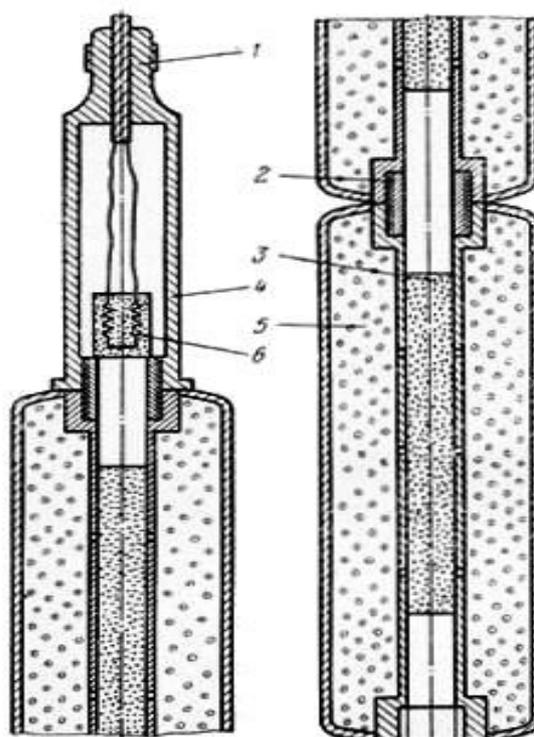


Рисунок 9 – Пороховой генератор давления бескорпусный (ПГД-БК)

1 – кабельный наконечник; 2 – соединительная трубка; 3 – заряд;

4 – головка аппарата; 5 – пороховые шашки;

6 – воспламенитель

Стоит отметить, что для усиления воздействия на карбонатные коллекторы проведение обработки ПЗС пороховыми газами предусматривает сжигание порохового заряда в растворе соляной кислоты, который заранее закачивают в скважину.

В итоге воздействие на ПЗС данным методом является довольно простой операцией. Если сравнивать ее с проведением гидравлического разрыва пласта, то время, затрачиваемое на осуществление воздействия на пласт пороховыми газами значительно меньше. Вместо 2 – 3 суток, которые приходится тратить на ГРП, получаем 2 – 3 ч времени на прогрев забоя скважины горением пороховых газов. Этот метод считается одним из эффективных способов воздействия на ПЗП для интенсификации притока к скважине.

2.2.3 Механическая обработка призабойной зоны

Гидравлический разрыв пласта

При проведении процесса первичного вскрытия происходящего в фазе бурения, а также при процессе вторичного вскрытия (перфорации) происходит образование системы микротрещин в ПЗС. Данный метод воздействия на нее предполагает расширение системы, путем создания новых трещин, а также расширение уже сформировавшихся.

Данную технологию рекомендуется проводить в скважинах:

1. Давших слабый приток при их опробовании;
2. С низкой проницаемостью, но с высоким пластовым давлением;
3. С загрязненной призабойной зоной;
4. С сниженной продуктивностью;
5. С высоким газовым фактором;
6. Нагнетательных с низкой приемистостью;
7. Нагнетательных для расширения интервала поглощения.

Не рекомендуется проведение технологии ГРП в скважинах, которые являются технически неисправными, либо расположенными вблизи от контура водоносности или газовой шапки.

Суть ГРП состоит в нагнетании жидкости в ПЗС под высоким давлением, что приводит к расклиниванию и заполнению этой жидкостью трещин, а также созданию новых трещин. Чтобы сохранить этот эффект в нагнетаемую жидкость вводят закрепляющий материал, которым чаще всего выступает песок.

Рассматривая механизм образования трещин, важно учитывать факт, что направление образовавшихся трещин может быть различным: горизонтальным, вертикальным или наклонным.

Горизонтальные трещины образуются в том случае, если жидкость закачивания является слабильтрующей (среднефильтрующей), а также необходимо создать давление на пористое пространство, которое будет превышать горное давление на величину сопротивления горных пород на

разрыв. В этом случае данная жидкость расклинивает только горизонтальные трещины в наиболее проницаемых участках ПЗС, увеличивая их длину и раскрытость, но положительный эффект может быть достигнут лишь при определенном темпе закачки этой жидкости разрыва.

Что касается вертикальных (наклонных) трещин, то для их образования используют нефилтующую жидкость разрыва, в комбинации с повышением давления по ее закачке, что приводит к повышению напряжения в горной породе. Когда данное напряжение начинает превышать предел прочности породы на сжатие, порода разрывается. Характерными последствиями такого разрыва породы и являются вертикальные и наклонные трещины. Чтобы воспроизвести данный эффект необходимо правильно рассчитать минимальный темп закачки жидкости разрыва.

Рассматривая процесс проведения ГРП необходимо выделить три основных этапа операций: создание искусственных трещин в коллекторе (или расширение уже существующих); закачка по НКТ в ПЗС жидкости с наполнителем трещин; продавка жидкости с наполнителем в трещины для их закрепления.

Подготовка скважины к проведению гидроразрыва пласта состоит из сбора данных о ней, ее промывки и при необходимости проведении торпедирования или кислотной обработки. Информацию о скважине получают путем различных видов исследований, в результате которых получают значения проницаемости, притока, давления разрыва, объема жидкости разрыва и т.п. Промывка производится прямая или обратная с добавлением в промывочную жидкость различных химических реагентов для более эффективной подготовки скважины к предстоящему ГРП. Кроме этого иногда в список подготовительных работ могут входить операции по торпедированию ПЗС и кислотному воздействию на нее.

Затем в скважину спускают НКТ, которые способны выдержать предстоящие нагрузки по давлению. Изолируют кольцевое пространство выбранного для разрыва пропластка пакером выше его кровли. После

производят закачку жидкости разрыва. Момент, когда происходит разрыв обычно характеризуется резким увеличением расхода жидкости на поверхности (поглощительной способности скважины) или резким уменьшением давления на устье. Первый показатель чаще все является более объективным для определения момента ГРП. Под жидкостью разрыва понимается такая жидкость, которая максимально эффективно сможет создать давление разрыва горной породы при закачки ее в коллектор, что приведет к образованию новой системы трещин и раскрытию старых [8]. Как было сказано ранее, применяются либо фильтрующиеся, либо слабофильтрующиеся жидкости в зависимости от свойств ПЗС и других параметров. Основными жидкостями разрыва для нагнетания в пласт являются:

- В добывающих скважинах: дегазированная нефть, загущенная нефть, нефтемазутная нефть, гидрофобная нефтекислотная (воднокислотная) эмульсия, кислотно-керосиновая эмульсия;
- В нагнетательных скважинах: чистая вода, водные растворы соляной кислоты, загущенная вода (соляная кислота).

Стоит отметить, тот факт, что при выборе жидкости разрыва учитывается возможное набухание глин. Для предотвращения данного явления в жидкость разрыва вводят определенные химические реагенты, благодаря которым происходит гидрофобизация глин или же стабилизация глинистых частиц.

Одним из важных показателей проведения технологии ГРП является объемная скорость закачки жидкости разрыва. Так как лишь при правильном и оптимальном выборе данного показателя можно достичь превышение давления разрыва в закачиваемой жидкости. Кроме того, вязкость и проницаемость являются настолько же важными показателями при гидроразрыве низкопроницаемых коллекторов, как и скорость закачки. Если же рассматривать коллекторы с достаточно хорошей проницаемостью, то в данном случае справедливо будет применение ГРП с большой скоростью закачки рабочего агента, которым будет являться маловязкая жидкость. Ну а если же коллектор состоит из высокопроницаемых пород, актуально будет использование

высоковязкой жидкости с большой скоростью закачки ее в пласт, но не смотря на все также важно учитывать толщину продуктивного горизонта, которую определяют исходя из приемистости скважины.

После закачки жидкости разрыва проводят закачку жидкости-песконосителя. В состав данной жидкости чаще всего входят песок или любой другой материал, который способен послужить каркасом внутри образовавшейся трещины, тем самым исключив ее смыкание.

Одним из основных требований, которые предъявляются к жидкости-песконосителя, является наличие такой характеристики как высокая пескоудерживающая способность низкая фильтруемость. Она состоит из более вязкой жидкости по сравнению с жидкостью разрыва и песка, который добавляется в нее в размере 180 – 350 кг песка на 1 м³ жидкости.

Наполнителем в жидкости-песконосителя обычно служит материал, имеющий высокую прочность на смятие. Для наибольшей эффективности нужно подобрать такой наполнитель, плотность которого будет максимально близко равна плотности жидкости-песконосителя. Кроме того, наполнитель должен состоять из зерен такого размера, которые позволят наполнителю проникнуть в самые удаленные части трещин и обеспечить высокую их проницаемость при последующей эксплуатации скважины (от 0,5 до 1,2 мм). Чаще всего в качестве наполнителя используется чистый кварцевый песок, но его плотность к примеру, довольно велика по сравнению с жидкость-песконосителя (2650 кг/м³) и это провоцирует его оседание, что в конечном счете приводит к затруднению заполнения трещин. Также такая характеристика как плотность на смятие у чистого кварцевого песка иногда не удовлетворяет требований наполнителя, потому в настоящее время в качестве наполнителя используют стеклянные шарики, а также зерна агломерированного боксита, соответствующего размера и молотую скорлупу грецкого ореха. Кроме этого сегодня проводится множество промышленных испытаний и исследований различных наполнителей из искусственных прочных синтетических полимерных веществ, плотность которых достигает 1100 кг/м³.

В добывающих скважинах в качестве жидкости-песконосителя используются нефтемазутные смеси, гидрофобные водонефтяные эмульсии, загущенная соляная кислота и др. Что касается нагнетательных скважин, то в них чаще всего нагнетают растворы ССБ, загущенную соляную кислоту, гидрофильные нефтеводяные эмульсии, крахмально-щелочные растворы и др. Для того чтобы снизить потери на трение при нагнетании таких жидкостей через НКТ используют специальные добавки, которые называются депрессоры. Депрессорами при ГРП чаще всего являются растворы на мыльной основе, высокомолекулярные полимеры и т.п.

Затем необходимо провести процедуру закачки продавочной жидкости, целью которой является протолкнуть жидкость-песконоситель до забоя скважины и затолкнуть ее в образовавшиеся трещины. Для того чтобы не происходило образование пробок из наполнителя должно соблюдаться следующее условие:

$$v \cdot \mu \geq 1, \quad (5)$$

где v – скорость движения жидкости-песконосителя в НКТ, м/с;

μ – вязкость жидкости-песконосителя, мПа · с

Обычно целесообразней использовать для процедуры продавки жидкость с минимальной вязкостью, но чаще всего для проведения данного этапа ГРП используют обычную воду.

Предпоследним этапом проведения ГРП является период, когда скважину после закачки наполнителя оставляют под давлением. Данное время выбирается исходя из времени, которое обеспечивает переход системы ПЗС из неустойчивого состояния в устойчивое и позволяет прочно зафиксировать наполнитель в трещине. Важным фактором данного этапа является, предотвращение выноса наполнителя из трещины в ствол скважины в процессе освоения и эксплуатации скважины. Данный технологический показатель очень важен при проведении ГРП, так как при выносе наполнителя в ствол скважины, оборудованной насосными погружными установками, происходит выход из строя оборудования, а также образуются на забое пробки из наполнителя. Такие

последствия могут довести коэффициент эффективности проведения ГРП до отрицательных значений.

Заключительным этапом, входящим в процесс проведения ГРП является освоение скважины (вызов притока), а также ее гидродинамическое исследование. Проведение ГДИС является обязательным элементом технологии, потому что результаты данных исследований являются критерием для оценки проведенного технологического процесса.

На рисунке 10 представлена схема скважины, оборудованной для проведения ГРП.

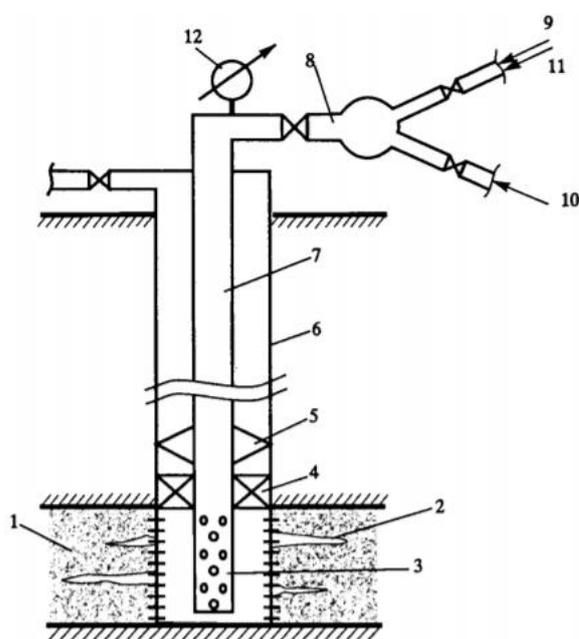


Рисунок 10 – Схема оборудования скважины для проведения ГРП

1 – продуктивный пласт; 2 – трещина; 3 – хвостовик; 4 – пакер; 5 – якорь; 6 – обсадная колонна; 7 – колонна; НКТ 8 – устьевое оборудование; 9 – жидкость разрыва; 10 – жидкость-песконоситель; 11 – жидкость продавки; 12 – манометр

Виды ГРП имеют большую классификацию, которая определяется по следующим признакам:

1. По типу скважины;
2. По применяемому внутрискважинному оборудованию;

3. По числу пластов в разрезе скважины;
4. По виду ГРП;
5. По типу используемых при ГРП жидкостей и наполнителей.

Каждый вид ГРП выбирается исходя из типа коллекторов, геологического строения ПЗС и преследуемых целей. Данные виды имеют как преимущества, так и свои недостатки.

Важно выделить два распространенных вида ГРП, которыми являются многократный и поинтервальный ГРП.

Многократный ГРП осуществляется путем проведения нескольких разрывов в пласте на протяжении одной операции.

Поинтервальный ГРП является разрывом в каждом заранее намеченном прослое, который при проведении изолируется сверху и снизу двумя пакерами.

Проведение ГРП довольно тяжелый и трудоемкий процесс для которого необходимо вовлекать большое количество различной техники. ГРП всегда лучше проводить через обсадную колонну, когда ее состояние, герметичность и прочность позволяют выдержать нагрузки по создаваемому на забое давлению. При закачке жидкостей через НКТ увеличиваются потери давления на трении. Для защиты обсадных колонн от высокого давления применяются пакера и якоря, которые опускают на НКТ.

Для закачки жидкости при ГРП используют специальные насосные агрегаты 4АН-700, смонтированные на шасси различных тяжелых грузовых машин (например КрАЗ-257). Приводом для насосного агрегата служит дизельный двигатель высокой мощности (588 кВт).

Для приготовления жидкости-песконосителя используют пескосмесительные агрегаты с дозаторами жидкости и наполнителя. Обычным представителем такого оборудования является пескосмесительный агрегат ЗПА, представляющий собой бункер двухкамерный, расположенный также на шасси тяжелого грузовика. Кроме этого в его состав входят двигатель привода насоса, центробежный пульсовый насос и смесительное устройство. С пескосмесителя

подготовленная жидкость направляется на главный прием главного насоса высокого давления и затем в скважину.

Чтобы транспортировать, перевозить жидкости необходимые для проведения ГРП применяются автоцистерны. К таким относятся цистерна ЦР-20, которая смонтирована на автоприцепе. Данный вид техники может быть оборудован различными видами насосов, которые предназначены для подачи жидкости на пескосмесительный агрегат. Кроме того, цистерна имеет змеевики, предназначенные для подогрева жидкости в холодное время.

Для обвязки всего оборудования, задействованного при проведении ГРП, а также для присоединения его к арматуре устья скважины необходимо использовать манифольдный блок. Данный блок включает в себя:

1. Напорный коллектор кованный, стальной. Предназначен для присоединения выкидных линий насосных агрегатов.

2. Распределительный коллектор, распределяющий рабочие жидкости между насосными агрегатами.

3. Комплект вспомогательных трубопроводов, который состоит из 23 труб высокого давления.

4. Крановая арматура, шланги высокого давления, вспомогательное оборудование и инструменты, предназначенные для сборки, крепления, опрессовки и разборки соединительных манифольдов.

5. Арматура устья скважины, необходимая для герметизации затрубного пространства.

Схема расположения оборудования при ГРП представлена на рисунке 11:

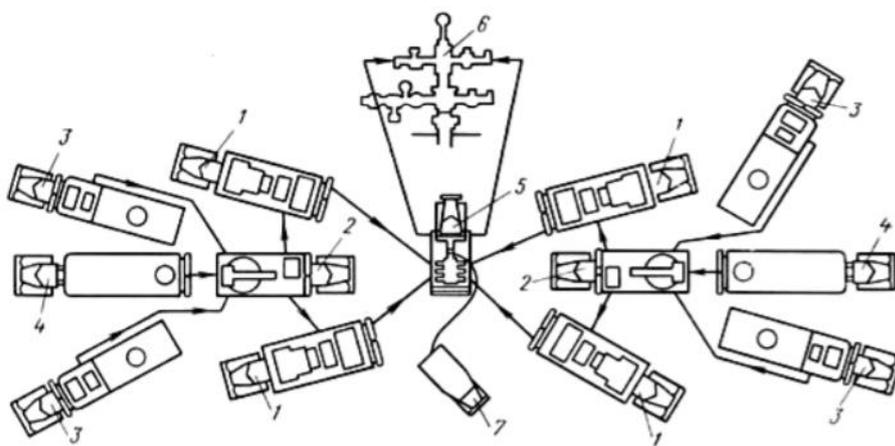


Рисунок 11 – Схема расположения оборудования при ГРП

1 – насосные агрегаты; 2 – пескосмесительные агрегаты; 3 – автоцистерны; 4 – песковозы; 5 – блок манифольдов высокого давления; 6 – арматура устья; 7 – станция контроля и управления процессом

Гидропескоструйная перфорация

Данный метод воздействия на ПЗС применяется как при вскрытии пласта, так и при капитальных ремонтах, вырезке колонн, а также применяется в комбинации с различными методами воздействия. Суть его заключается в создании новых каналов в эксплуатационной колонне, цементом кольце и массиве горных пород за счет действия кинетической энергии потока жидкости с песком.

Разрушение преграды в виде горной породы происходит за счет эффектов абразивности и гидромониторности песчаножидкостных струй, вылетающих с большой скоростью из пескоструйного перфоратора, который закрепляется к нижней части НКТ.

Результатом гидропескоструйной перфорации (далее ГПП) является повышение проницаемости продуктивных зон пласта. Чаще всего при данном воздействии на ПЗС в породах с прочностью на сжатие от 10 до 20 МПа возможно образование каналов длиной до 30 см с поверхностью фильтрации 200 – 500 см².

Процесс выбора скважины основывается на параметрах работы скважины, а также сравнении ее продуктивности с соседними скважинами одного и того же пласта. Также основой для определения скважины подлежащей ГПП является результат ГДИС, по которым определяют фактическое значение гидродинамического совершенства скважины. Необходимо это потому что целесообразнее применять ГПП в скважинах несовершенных по характеру вскрытия.

Процесс ГПП начинается со спуска в НКТ нижнего и верхнего шаровых клапанов вместе с пескоструйным аппаратом, имеющим 2 – 4 насадки диаметром от 4,5 до 6 мм. Если диаметр насадок равен 6 мм, то длина каналов может увеличиться на 30% по сравнению с использованием каналов диаметров в 4,5 мм. Чтобы аппарат занял необходимое положение в скважине размещают муфту толстостенную длина которой достигает 50 см с толщиной стенки от 10 до 15 мм. Также производят герметизацию затрубного пространства путем установки самоуплотнительного сальника.

Процесс подготовительных работ перед проведением ГПП начинается с опрессовки НКТ, затем совершают обратную промывку. Подняв верхний шаровой клапан определяют гидростатическое давление. Затем производят геофизические исследования геологического разреза.

После установки подземного оборудования начинают закачку жидкости с абразивным материалом. На выходе из насадки аппарата потенциальная энергия давления жидкости переходит в кинетическую энергию потока. Именно эта энергия потока и разрушает преграды, разрушенные частицы которых выходят на поверхность через затрубное пространство путем вымывания. Иногда получение материнской породы данным способом в виде шлама является решающим и единственным источником достоверной информации о пласте.

Таким образом из-за воздействия на породу струей происходит при очень большой скорости ее закачки, которая может достигать несколько сотен метров в секунду. В результате происходит вымывание в породе каверны грушеобразной формы, размеры которой зависят от прочности горной породы,

времени воздействия струйным аппаратом и его мощности. Если время воздействия увеличить до 60 минут, то длина каналов будет медленно возрастать и в конечном счете увеличиться на 20%, а поверхность фильтрации на 400%.

Создание каналов и каверн такой формы и является конечной целью гидropескоструйной обработки пласта, а эффективность проведения осуществляется путем оценки уровня повышения производительности скважин.

Принципиальная схема скважины при проведении в ней ГПП представлена на рисунке 12.

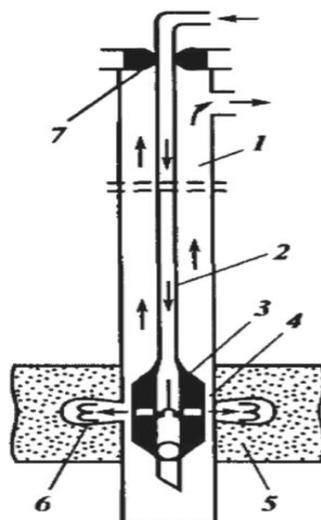


Рисунок 12 – Схема гидropескоструйной перфорации в скважине
1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пескоструйный аппарат; 4 – насадка;
5 – пласт; 6 – каналы перфорации; 7 – сальник

Основными материалами для закачки в ПЗС при проведении ГПП являются рабочая жидкость и песок. Подбор жидкости определяется исходя из физико-химического свойства пластов и жидкостей, которые насыщают его породу. Кроме этого при выборе рабочей жидкости стоит учитывать то, что она не должна негативно воздействовать на коллекторские свойства пласта, а также обработка пласта при ГПП не должна сопровождаться неконтролируемыми

притоками жидкости из пласта, так как это явление может привести к открытому фонтанированию. Чаще всего в роли рабочей жидкости используют дегазированную нефть, техническую воду и др. Касаясь карбонатных коллекторов применяется водный раствор соляной кислоты.

Что касается абразивного материала, который добавляет в рабочую жидкость, то в роли него выступает обычный кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5%), размер частиц которого должен быть равен 0,5 – 1,2 мм. Оптимальной концентрацией песка в рабочей жидкости составляет 30 – 50 кг/м³ (3 – 5%).

3 ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОДБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ

Одним из видов увеличения нефтеотдачи является обработка призабойной зоны скважины различными методами, решение на проведение которых принимается геологическими и технологическими службами. Данное решение на проведение той или иной операции основывается на результатах гидродинамических и геофизических исследований, а также других различных показателей.

Обработка ПЗС проводится на всех этапах разработки. Таким образом можно выделить следующие скважины, которые подлежат обработке: скважины после бурения; скважины, снизившие свои показатели, после проведения в них технологических операций; скважины, не эксплуатируемые долгое время; скважин, снизившие свои продуктивные показатели из-за долгой эксплуатации.

В основном обработка призабойной зоны направлена на увеличение продуктивности добычи. Это достигается путем увеличения фильтрационно-емкостных и гидродинамических характеристик коллектора в области забоя скважины. Причинами ухудшения данных параметров могут являться: различные эффекты после проведения различных видов геолого-технических мероприятий; физико-химических свойств добываемой и закачиваемой жидкости; геологические особенности породы коллектора. Кроме этого стоит отметить такую причину как выпадение различного вида отложений, которые затрудняют процесс извлечения нефти. К таким отложениям можно отнести соли, АСПО, а на продуктивность нагнетательных скважин влияют отложение солей и набухание глинистых материалов. Причинами, которые характерны для всех скважин являются остаточные механические примеси после проведения различного вида технологических операций, а также разрушение скелета породы.

Как отмечалось ранее методы обработки ПЗС разделяются по принципу природы воздействия. Таким образом выделяются химические, тепловые и

механические, но также существуют методы, которые включают в себя комбинацию нескольких видов воздействия.

Химические методы основываются на закачке в ПЗС кислотных растворов с добавлением различного вида ингибиторов, стабилизаторов и ПАВ. В зависимости от условий проведения данного вида обработки выше перечисленные реагенты могут применяться в совокупности. Это обусловлено достижением большего эффекта. Данные методы направлены как на увеличение проницаемости и дебита системы, так и на очистку забоя скважины. Рассматривая карбонатный коллектор применяется раствор соляной кислоты, концентрация которой составляет 8-15%, потому что она хорошо способствует растворению известняков и доломитов. Можно выделить несколько видов кислотных обработок: простые, кислотные ванны, под давлением, термокислотные, поинтервальные или ступенчатые. При выборе того или иного типа кислотной обработки следует учитывать: геологическую структуру породы-коллектора, причины ухудшения ФЕС, конструкцию скважины, а также условия залегания жидкости в породе-коллекторе. Для максимального эффекта от проведения кислотных обработок предусмотрено добавление различных ингибиторов, предотвращающих возможность образования новых отложений, а также защищающих подземное оборудование от процесса коррозии.

Тепловые методы основаны на разогреве до повышенных температур забоя скважины. Данный вид методов применяется в скважинах, добывающих вязкую и тяжелую нефть. Кроме этого тепловые методы способствуют удалению АСПО, которые увеличивают фильтрационные сопротивления на забое скважины. К таким методам относятся: паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами. Рассматривая данные типы можно выделить паротепловую обработку и обработку пороховыми газами. Положительный эффект от данных обработок сохраняется на время до 6 месяцев, что и характеризует их как эффективные методы обработки ПЗС.

Механические методы применимы для обработки твердых пород, когда имеется смысл в создании новых систем трещин или каверн в призабойной зоне.

К этому виду относятся волновая обработка, гидравлический разрыв пласта и гидропескоструйная перфорация. Волновая обработка отличается экологичностью и экономической эффективностью проведения. Также исходя из опыта применения волновой обработки эффект, который она оставляет, иногда сохраняется на более длительное время, чем при кислотной обработке. ГРП является более дорогостоящим, но достаточно эффективно повышает проницаемость породы-коллектора, создавая новые трещины и расширяя старые. При проведении ГРП важным моментом является выбор жидкости разрыва, жидкости-песконосителя, продавочной жидкости и наполнителя. Выбирать жидкость разрыва следует исходя из проницаемости породы-коллектора, применяя жидкость различной вязкости, а также регулируя скорость ее закачки. Основным требованием к жидкости-песконосителю является наличие высокой пескоудерживающей способности. Для выбора продавочной жидкости рекомендуется использовать жидкость с минимальной вязкостью, но на практике применяться обычная вода. Наполнителем должен выступать материал, имеющий высокую прочность на смятие. Также он должен иметь плотность, которая будет максимально близка к плотности жидкости-песконосителя. Размер зерен наполнителя не должен превышать 1,2 мм. На сегодняшний день широкое распространение имеет наполнитель в виде стеклянных шариков.

Также были рассмотрены современные подходы к обработке ПЗП. Среди них выделяется проведение различных видов кислотных обработок. Их обширное применение связано простотой проведения и экономической эффективностью. В карбонатных коллекторах данный вид обработки является наиболее эффективным за счет того, что соляная кислота хорошо реагирует с породами известняка и доломита, растворяя их наилучшим образом. Кроме этого проведение кислотной обработки актуально на протяжении всех этапов разработки. Но наибольшую эффективность проявляют комплексные технологии. Для этого был рассмотрен опыт применения комплексной кислотной обработки по сравнению со стандартной, что позволило определить то, что комплексный подход намного эффективнее стандартного.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Ишмурзину Герману Валерьевичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Для разработки проекта потребуются следующие ресурсы: - материально-технические ресурсы (цены на материалы и оборудование); - финансовые ресурсы для оплаты труда исполнителям проекта; - человеческие ресурсы (руководитель, эксперт, исполнитель проекта).
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	В соответствии с ГОСТ 14.322-83 «Нормирование расхода материалов»
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности внедрения новой техники или технологии выполнения работ
2. Планирование и формирование бюджета исследований	Линейный график выполнения работ
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	31.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н.		31.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Ишмурзин Герман Валерьевич		31.03.2021

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчёт показателей экономической эффективности мероприятия

В данной выпускной квалификационной работе были рассмотрены наиболее эффективные методы по обработке призабойной зоны скважины. Одним из таких оказался метод кислотной обработки, который позволяет наиболее эффективно очистить забой добывающей или нагнетательной скважин, а также повысить фильтрационные характеристики породы-коллектора.

Кислотные обработки относятся к дешевому методу по обработке призабойной зоны скважины, что обуславливает широкое применение данной технологии. В данном разделе будет рассмотрена экономическая эффективность проведения инновационного мероприятия – кислотная обработка призабойной зоны скважин.

Для начала необходимо определить затраты, которые входят в реализацию данного инновационного мероприятия. В них входят стоимость материальных затрат на проведение кислотной обработки, амортизационные отчисления, оплата найма бригады, которая проводит операции по обработке ПЗП, отчисления во внебюджетные фонды и контрагентные услуги. Все пункты затрат на проведения инновационного мероприятия представлены в таблице 1.

Таблица 3 – Затраты на организацию технологического мероприятия

№	Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1	Материальные затраты	1492600
2	Амортизационные отчисления	1963478,7
3	Затраты на оплату труда за выполненную	93725
4	Отчисления во внебюджетные фонды	243815,6
5	Контрагентные услуги	365000
	Итого основные расходы	4158619,3
6	Накладные расходы (16% от суммы п.1-5)	665379,088
	Всего затраты на мероприятие	4823998,39

Исходя из таблицы 3, для проведения запланированных работ по обработке призабойной зоны пласта с учетом покупки нового оборудования, которым является агрегат для кислотной обработки скважин СИН-32 на шасси КАМАЗ, а также включая амортизационные отчисления на то самое новое оборудование необходимо заложить в план работ затраты на сумму 4 823 998,39 рублей.

По плану увеличение проницаемости породы коллектора путём закачки кислотного раствора предлагается провести обработку призабойной зоны пласта на 25 скважинах. Рассчитывается провести обработку во всех скважинах в 2021 году при условии, что скважины отработают весь 2021 год, а продолжительность технологического эффекта будет длиться два года. Среднегодовой темп уменьшения эффективности от кислотной обработки равен 20%.

Среднегодовой коэффициент падения добычи равен 0,8.

Коэффициент эксплуатации скважин равен 0,97.

Ставку дисконта принимаем как 12%.

Ежегодные потери на обводненность под 25 скважинам, где проводилась кислотная обработка, составляет 186,4 т/год.

Себестоимость нефти равняется 2628 рубля за одну тонну. Ставка налога на прибыль равняется 24%. Доля условно переменных затрат в себестоимости одной тонны нефти равняется 54%.

Чтобы определить цену одной тонны нефти возьмём нефть марки Brent. Стоимость данной марки нефти составляет 43,59 \$/баррель. Курс доллара 76,35 руб. в одной тонне нефти 7,3313783 баррелей. Таким образом, стоимость нефти составляет 24398,39 руб./т. Данные взяты на 17.11.2020 года.

Среднесуточный прирост дебита одной скважины в начале эксплуатации после инновационного мероприятия составил 11,3 т/сут.

Операции по обработке призабойной зоны на месторождениях проводит фирма Z. Средняя стоимость проведения операции по кислотной обработке призабойной зоны составляет 4823998,39 рублей (таблица 3).

Перейдём к выполнению расчета. Дополнительная добыча нефти после проведения кислотной обработки определяется по формуле (6):

$$\Delta_{(q)} = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (6)$$

где Δq – прирост среднесуточного дебита, т/сут. Расчет прироста среднесуточного дебита во второй и третий год осуществляется с учетом среднегодового коэффициента падения добычи нефти;

T – время работы скважины в течение года, сут.;

N – количество скважин на которых проводится инновационное мероприятие, ед.;

K_3 – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

Дополнительная добыча за 2021 год составит:

$$\Delta Q_{(2021)} = 11,3 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 25 = 100019,125 \text{ тонн.}$$

Соответственно годовая добыча нефти с учетом постепенного обводнения скважины в году t составит:

$$\Delta Q_{(t)}' = \Delta Q_{(t)} - \Delta Q_{\text{обв}} \quad (7)$$

где $\Delta Q_{\text{обв}}$ – ежегодные потери добычи нефти на обводненность, т.

Учитывая ежегодные потери на обводненность, получим:

$$\Delta Q_{(2021)}' = 100019,125 - 186,4 = 99832,725 \text{ тонн.}$$

Далее рассчитаем среднегодовой коэффициент падения добычи нефти, который равен:

$$\Delta q_{\text{нт}} = \Delta q_{\text{нт-1}} - (\Delta q_{\text{нт-1}} \cdot K_{\text{п}}), \quad (8)$$

где $K_{\text{п}}$ – среднегодовой коэффициент падения добычи.

Рассчитаем дополнительную добычу за 2022 и 2023 года:

$$\Delta q_{2022} = 11,3 - (11,3 \cdot 0,8) = 2,26 \text{ т/сут,}$$

$$\Delta Q_{(2022)} = 2,6 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 25 = 20003,825 \text{ тонн,}$$

$$\Delta Q_{(2022)}' = 20003,825 - 186,4 = 19817,425 \text{ тонн,}$$

$$\Delta q_{2023} = 2,26 - (2,26 \cdot 0,8) = 0,452 \text{ т/сут,}$$

$$\Delta Q_{(2023)} = 0,452 \cdot 365 \cdot 0,97 \cdot 25 = 4000,765 \text{ тонн,}$$

$$\Delta Q_{(2023)}' = 4000,765 - 186,4 = 3814,365 \text{ тонн.}$$

Прирост выручки от реализации дополнительно добытой нефти в году t определяется по формуле 9:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_n, \quad (9)$$

где ΔQ – объём дополнительной добычи нефти в t -м году, тонн;

C_n – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_{2021} = 99832,725 \cdot 24398,39 = 2435757759 \text{ руб.},$$

$$\Delta B_{2022} = 19817,425 \cdot 24398,39 = 483513263,9 \text{ руб.},$$

$$\Delta B_{2023} = 3814,365 \cdot 24398,39 = 93064364,87 \text{ руб.}$$

Текущие затраты (на дополнительную добычу за t -й год) определяются как сумма затрат на мероприятие и условно-переменных затрат по формуле 10:

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп}} + Z_{\text{мер}}, \quad (10)$$

где $\Delta Z_{\text{доп}}$ – условно-переменные затраты на дополнительную добычу нефти в t -м году, руб.;

$Z_{\text{мер}}$ – затраты на проведение мероприятия, руб.

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot D_{\text{у/пер}} / 100,$$

где C – себестоимость добычи нефти, руб./тонну;

$D_{\text{у/пер}}$ – удельный вес условно-переменных затрат, %.

$$\Delta Z_{\text{доп}2021} = 99832,725 \cdot 2628 \cdot 0,54 = 141674616,7 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{2021} = 4823998,39 \cdot 25 + 141674616,7 = 262274576,5 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{2022} = \Delta Z_{\text{доп}2022} = 19817,425 \cdot 2628 \cdot 0,54 = 28123304,17 \text{ руб.},$$

$$\Delta Z_{2023} = \Delta Z_{\text{доп}2023} = 3814,365 \cdot 2628 \cdot 0,54 = 5413041,659 \text{ руб.}$$

Для расчёта налога на прибыль, рассчитаем налогооблагаемую прибыль за t -й год по формуле 11:

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (11)$$

где ΔB_t – прирост выручки от реализации в t -м году, руб.;

ΔZ_t – текущие затраты в t -м году, руб.

$$\Delta \Pi_{2021} = 2435757759 - 262274576,5 = 2173483183 \text{ руб.},$$

$$\Delta \Pi_{2022} = 483513263,9 - 28123304,17 = 455389959,7 \text{ руб.},$$

$$\Delta \Pi_{2023} = 93064364,87 - 5413041,659 = 87651323,21 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год по формуле 12:

$$\Delta N_{\text{пр } t} = \Delta \Pi_t \cdot N_{\text{пр}} / 100, \quad (12)$$

где $N_{\text{пр}}$ – ставка налога на прибыль, %.

$$\Delta N_{\text{пр}2021} = 2173483183 \cdot 24 / 100 = 521635963,8 \text{ руб.},$$

$$\Delta N_{\text{пр}2022} = 455389959,7 \cdot 24 / 100 = 109293590,3 \text{ руб.},$$

$$\Delta N_{\text{пр}2023} = 87651323,21 \cdot 24 / 100 = 21036317,57 \text{ руб.}$$

Прирост потока денежной наличности в году t определяется по формуле 13:

$$\Delta \text{ПДН}_t = \Delta \Pi_t - \Delta N_{\text{пр}t}, \quad (13)$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2021} = 2173483183 - 521635963,8 = 1651847219 \text{ руб.},$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2022} = 455389959,7 - 109293590,3 = 346096369,4 \text{ руб.},$$

$$\Delta \text{ПДН}_{2023} = 87651323,21 - 21036317,57 = 66615005,64 \text{ руб.}$$

Дисконтированный прирост денежной наличности в году t определяется по формуле 14:

$$\text{ДПДН}_t = \Delta \text{ПДН}_t / (1 + i)^{t-1}, \quad (14)$$

где i – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_{2021} = 1651847219 / (1+0,12)^{2021-2021} = 1651847219 \text{ руб.},$$

$$\text{ДПДН}_{2022} = 346096369,4 / (1+0,12)^{2022-2021} = 309014615,5 \text{ руб.},$$

$$\text{ДПДН}_{2023} = 66615005,64 / (1+0,12)^{2023-2021} = 53105074,65 \text{ руб.}$$

Чистый дисконтированный доход от проведения мероприятия определяется по формуле 15:

$$\Delta \text{ЧДД} = \sum_T \text{ДПДН}_t, \quad (15)$$

$$\Delta \text{ЧДД}_{2021} = \text{ДПДН}_{2021} = 1651847219 \text{ руб.},$$

$$\Delta \text{ЧДД}_{2022} = 1651847219 + 309014615,5 = 1960861834 \text{ руб.}$$

$$\Delta \text{ЧДД}_{2023} = 1651847219 + 309014615,5 + 53105074,65 = 2013966909 \text{ руб.}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия представлены в виде таблицы 4

Таблица 4 – Показатели экономической эффективности мероприятия

Показатели	Год		
	2021	2022	2023
Количество кислотных обработок, скв.	25	0	0
Дополнительная добыча нефти, тыс.т	100,02	19,82	3,8
Выручка от реализации дополнительно добытой нефти, тыс.руб.	2435757,8	483513,3	93064,4
Затраты на дополнительную добычу нефти, тыс.руб	262274,6	28123,3	5413,04
Суммарные текущие затраты на проведение мероприятия, тыс.руб	4823,9	0	0
Прирост прибыли от проводимого мероприятия, тыс.руб	2173483,2	455389,9	87651,3
Налог на дополнительную прибыль, тыс.руб.	521635,9	109293,6	21036,3
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс.руб.	1651847	309014,6	53105,1
Накопленный дисконтированный поток денежной наличности, тыс.руб.	1651847	1960861	2013966

Вывод

Рассчитав экономическую эффективность проведения кислотных обработок призабойной зоны на 25 скважинах мы получили следующие результаты:

- дополнительная добыча нефти по 25 скважинам с 2021 по 2023 составит 123,64 тыс. тонн;
- ЧДД от проведения мероприятия составит 2013966 тыс. рублей;
- бюджетная эффективность проекта (отчисления налога на прибыль) равна 651,965 млн. рублей.

Опираясь на полученные данные можно сделать вывод, который говорит о том, что проведение кислотных обработок призабойной зоны на приведенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки месторождения, но и принесет достаточно большой дополнительный доход предприятию.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Ишмурзину Герману Валерьевичу

Школа		Отделение (НОЦ)	
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Тема ВКР:

Подбор технологии обработки призабойной зоны скважин в карбонатных коллекторах нефтяных месторождений Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технология обработки призабойной зоны скважин. Область применения: добывающие скважины.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <p>1.1 специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>1.2 организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.</p> <p>ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p> <p>ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность:</p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - превышение уровня шума; - недостаточная освещенность рабочей зоны; - повышенная запыленность рабочей зоны. <p>Опасные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> - химические реагенты; - механические опасности; - высокое давление.
<p>3. Экологическая безопасность:</p>	<p>Атмосфера: загрязнение атмосферного воздуха.</p> <p>Гидросфера: загрязнение подземных вод.</p>

	Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами и нефтью.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	<p>Возможные ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - выброс пластового флюида; - нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов; - взрыв и пожар. <p>Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	30.03.2021
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна	-		30.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Ишмурзин Герман Валерьевич		30.03.2021

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Нефтяные промыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. Работы по обработке призабойной зоны пласта сопровождаются различными осложнениями и рисками, требующими особенного контроля безопасности работ.

Как и любые другие мероприятия, проводимые на скважинах, проведения различных видов обработки ПЗП является сложной технологической операцией с различными вредными и опасными факторами, и источником повышенного уровня опасности при малейших отклонениях от технологического режима эксплуатации оборудования или правил проведения мероприятия.

В связи с этим на данных производствах необходима разработка мероприятий по оздоровлению и улучшению условий труда, главной целью которых должно быть создание благоприятных условий, необходимых для высокопроизводительного труда и устранения профессиональных заболеваний, производственного травматизма и причин им способствующих, а также предотвращения возможного возникновения чрезвычайных ситуаций. Это возможно только лишь при соблюдении строгой дисциплины всем персоналом при выполнении работ и следовании инструкциям по охране труда.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Правовые нормы трудового законодательства

Поскольку проведение мероприятий по обработке призабойной зоны скважины невозможно без присутствия работника непосредственно на месторождении, а месторождения находятся в отдалении от населенных пунктов и мест постоянного проживания работника, в основном преобладает вахтовый метод работы. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом прописаны в Главе 47 ТК РФ [14]. Помимо этого, работы на нефтегазопромыслах относятся к числу вредных и опасных для здоровья трудящихся.

К работам вахтовым методом и работам на вредных и опасных производственных объектах не допускаются лица, не достигшие совершеннолетия (18 лет), беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания по медицинским заключениям.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в исключительных случаях допускается увеличение до трех месяцев. Период вахты включает в себя время выполнения работ и время междуменного отдыха.

Для оператора по добыче нефти, газа и конденсата рабочая смена не должна превышать 12 часов. Поскольку необходимо обеспечивать непрерывный контроль за работой оборудования, работа на промысле организуется в две смены.

Работникам нефтяных месторождений в связи с характером работы и вахтовым методом работы предусматриваются выплаты надбавок за вахтовый метод работы взамен суточных за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от пункта сбора до места выполнения работ, льготы и компенсации за причиненный здоровью ущерб: увеличение оплаты труда, льготные пенсионные отчисления, а также дополнительный оплачиваемый отпуск, предоставляемый каждый год.

Лицам, работающим в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностям, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки, также предусмотрен ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск.

5.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

Рабочее пространство и рабочее место должны проектироваться в соответствии с ГОСТ Р ИСО 6385-2016 [15]. Проектирование должно учитывать стабильность рабочих поз трудящихся и их мобильность. Для эффективного выполнения рабочих обязанностей необходимо иметь достаточное

пространство, обеспечивающее удобные рабочие позы, возможность их вариаций и передвижений. Оборудование должно быть легкодоступным и безопасным, должны соблюдаться эргономические требования к оборудованию и отсчетным устройствам индикаторов, прописанные в ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ и ГОСТ 22902-78 [16,17].

5.2 Производственная безопасность

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 обработке призабойной зоны скважины; работа с химическими реагентами.

Все неблагоприятные производственные факторы по результирующему воздействию на организм работающего человека в соответствии с ГОСТ 12.0.003-2015 [18] подразделяют на вредные и опасные.

Факторы, влияющие на работника при проведении перфорации скважины представлены в таблице 5:

Таблица 5 – Возможные опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе	-	-	+	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [19]
2. Превышение уровня шума	-	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [20]
3. Повышенная запыленность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [21]

4. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [22]
5. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+	+	+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности [23]
6. Высокое давление	-	+	+	ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия [25]
7. Химические реагенты	-	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [25]

5.2.1 Анализ вредных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Работы по обработке призабойной зоны скважины проходят на открытом воздухе. Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работающего и даже несчастному случаю. Работающие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 [19]. Материал спецодежды должен обладать защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, быть стойким к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям, легко очищаться. Он должен быть способным пропускать влагу из пододежного пространства в окружающую среду и иметь воздухопроницаемость, адекватную скорости ветра. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые и фибровые каски. Для защиты глаз от попадания песка используются очки. Защитой от пониженной температуры служит теплая спецодежда, работа в

дождь запрещена технологическими инструкциями. Также сооружают помещения для обогрева сотрудников в холодное время года. При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время года работы приостанавливаются (таблица 6).

Таблица 6 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °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

Превышение уровня шума

Работа бригад КРС связана с нахождением на территории с повышенным уровнем шума, создающимся работающими техническими установками и агрегатами. Согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [20] значение уровня звука на открытой местности должно быть не более 80 дБ. В целях снижения уровня шума на нефтегазопромыслах предусматривается рациональная планировка производственных объектов и технических установок, производится планирование режимов труда и отдыха, работники обеспечиваются средствами индивидуальной защиты — противозумными вкладышами или наушниками.

Повышенная запыленность рабочей зоны

С целью предотвращения разливов нефти кустовые площадки оборудуются обваловкой. Обваловка представляет из себя песочную насыпь по периметру кустовой площадки. Территории Западной Сибири присущи сильные ветра, в связи с этим может происходить попадание песка в носовую полость операторов, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Песок

попадающий в лёгкие будет в дальнейшем негативно сказываться на здоровье рабочего. Согласно ГОСТ 12.1.005-88 [21], чтобы защитить органы дыхания от попадания мехпримесей необходимо использовать респираторы.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. Норма освещенности согласно СП 52.13330.2016 [22] должна быть не ниже 10 люксов. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. При соответствии освещенности указанным нормам дополнительные мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

5.2.2 Анализ опасных факторов и обоснование мероприятий по снижению воздействия

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования

При проведении работ на нефтепромыслах используется автомобильный транспорт различного назначения, поэтому важно проводить мероприятия по устранению возможных механических травм, к числу которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов согласно ГОСТ 12.2.003-91 [23].

Высокое давление

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может иметь тяжелые последствия. Опасность может быть связана со взрывом сосуда, в результате которого может произойти разрушение взрывной волной рядом расположенного оборудования и техники, травмирование работников осколками оборудования.

Причинами разгерметизации сосудов, работающих под давлением, могут быть дефекты, возникшие при их изготовлении, хранении и транспортировке. Для своевременного обнаружения дефектов производят внешний осмотр сосудов и аппаратов, проводят испытания сосудов и материалов, из которых они изготовлены.

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.

5.3 Экологическая безопасность

Обработка призабойной зоны скважины сопровождается большим количеством негативных воздействий на окружающую среду. С целью минимизации этого воздействия необходимо применять комплекс мероприятий по охране окружающей среды, направленный на защиту атмосферы, гидросферы и литосферы.

Атмосфера

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.

Для защиты атмосферы от загрязнения проводят следующие мероприятия:

- 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.

Гидросфера

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при ОПЗ, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных и подземных 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.

Мероприятия по защите гидросферы должны быть основаны на данных инженерно-геологических изысканий, фильтрационных расчетах и прогнозах миграции загрязняющих веществ в подземных водах с учетом особенностей загрязняющих веществ.

При возникновении аварийной ситуации в целях защиты подземных вод от загрязнения необходимо оградить место аварии, покрыть адсорбционным материалом рассыпанные или разлитые вещества, прекратить отбор подземных вод для хозяйственно-питьевого водоснабжения в зоне аварии, собрать, нейтрализовать или уничтожить разлитые, или рассыпанные вещества и ликвидировать последствия аварии и повреждения [26].

Литосфера

Негативное влияние на состояние литосферы оказывают нефть и химические реагенты, используемые на месторождении. Загрязнение почв может происходить по следующим причинам:

- утечка химических реагентов при транспортировке;
- разлив реагентов на дозаторных установках;
- утечка раствора реагентов или нефти при повреждении или коррозировании оборудования скважины.

В случае загрязнения почвы нефтью необходимо произвести сбор пролитой нефти, срезку почвенно-растительного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещение его во временные отвалы до начала строительных работ, после завершения разработки месторождения проводится рекультивация земель. Также в целях защиты литосферы необходимо осуществлять постоянный контроль за герметичностью оборудования, производить подбор оптимальных химических реагентов.

Для предотвращения возникновения загрязнений необходимо проводить инструктажи для работников по вопросам соблюдения норм и правил экологической безопасности и ознакомление с требованиями санитарно-эпидемиологической службы.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации, которые можно разделить на ЧС природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы, и ЧС техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее вероятным ЧС на нефтяных промыслах является возникновение пожаров, которые могут возникнуть в результате открытого огня, искры от

электрооборудования, сильных перегревов, ударов и трений, а также различного рода разрядов электрического тока.

Чтобы не допустить пожароопасных ситуаций между отдельными промышленными объектами должны выдерживаться определенные дистанции: от устья скважины до насосных станций и резервуаров не менее 40 м, до газокompрессорной станции – 60 м, до общественных зданий – 500 м. Помимо этого, необходимо проводить повышение надежности технологического оборудования, своевременное обновление используемых материалов, агрегатов и установок и устраивать инструктажи по пожарной безопасности на предприятии.

Руководитель предприятия, сотрудники и обслуживающий персонал в случае возникновения пожара или его признаков (дыма, запаха горения или тления различных материалов и т. п.) обязаны немедленно сообщить о пожаре в пожарную охрану. Прибывшие к месту пожара сотрудники обязаны:

- продублировать сообщение о возникновении пожара в пожарную охрану;

- принять немедленные меры по организации эвакуации людей;

- проверить включение в работу (или привести в действие) автоматических систем противопожарной защиты (оповещения людей о пожаре, пожаротушения, противодымной защиты);

- прекратить все работы (если это допустимо по технологическому процессу производства), кроме работ, связанных с мероприятиями по ликвидации пожара;

- осуществить общее руководство по тушению пожара (с учетом специфических особенностей объекта) до прибытия подразделения пожарной охраны;

- обеспечить соблюдение требований безопасности работниками, принимающими участие в тушении пожара;

- организовать встречу подразделений пожарной охраны и оказать помощь в выборе кратчайшего пути для подъезда к очагу пожара.

После ликвидации пожара директор предприятия создает комиссию для определения объема восстановительно-ремонтных работ, возможности использования технологического оборудования, коммуникаций, а также оформления установленной документации и разрешения на пуск производства. В комиссию включается представитель пожарной охраны [27].

Во избежание взрывов и пожаров необходимо выполнение следующих требований:

— топливную емкость для двигателей внутреннего сгорания и смазочные материалы необходимо располагать не ближе 15 м от кустовой площадки;

— электрические машины, оборудование и приборы должны соответствовать требованиям «Правил изготовления взрывозащищенного и рудничного электрооборудования»;

— запрещается пользоваться факелами, спичками, свечами на кустовой площадке;

— курение разрешается только в специально отведенных местах, оборудованных емкостью с водой и надписью: «Место для курения».

Выводы по разделу «Социальная ответственность»

В данном разделе были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, проводящих обработку призабойной зоны скважин, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций.

Также при проведении работ необходимо уделять должное внимание экологической безопасности, чтобы не допустить загрязнения окружающей среды.

В случае возникновения чрезвычайной ситуации необходимо в соответствии со всеми должностными инструкциями и руководящими документами предпринять меры по ликвидации ЧС и ее последствий.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии обработки призабойной зоны пласта и особенности их применения в карбонатных коллекторах. Необходимость проведения данного вида работ обусловлена ухудшением фильтрационно-емкостных характеристик ПЗП, что негативно отражается на продуктивности скважин. В процессе разработки залежи через ПЗС проходит весь объем добываемой жидкости и газа, что говорит о ее важности в системе «пласт-скважина». Для того чтобы не допустить ухудшения фильтрационных свойств ПЗС необходимо тщательно подбирать технологию воздействия, опираясь на условия применения технологий и результаты различных видов исследований.

Рассмотрены наиболее эффективные технологию обработки ПЗС в карбонатных коллекторах. Технологией, показывающий наилучший эффект в карбонатных коллекторах, является комплексная кислотная обработка или стандартная кислотная обработка различных типов. Эффективность данных методов заключается в эффективном взаимодействии кислотного раствора с породами коллектора, что позволяет восстановить и улучшить фильтрационные характеристики ПЗС и очистить ее от загрязнений различного типа.

Стоит отметить, что свойства ПЗС подлежат непрерывному изменению на протяжении всего периода разработки, начиная с момента разбуривания. Это говорит о том, что необходимо регулярное проведение различного вида обработок.

Также была рассчитана эффективность по применению кислотной обработки ПЗП. Проведение данного мероприятия позволяет не только повысить эффективность разработки месторождения, но и принести достаточно большой дополнительный доход предприятию, что объясняет экономическую целесообразность данного вида обработки.

Были рассмотрены опасные и вредные факторы, влияющие на здоровье и состояние работников, проводящих обработку призабойной зоны скважин, приведены меры и мероприятия по устранению или снижению их негативного

влияния. Выполнение всех требований по охране труда и соблюдения правил безопасности позволяет предотвратить возникновение чрезвычайных ситуаций. Также при проведении работ необходимо уделять должное внимание экологической безопасности, чтобы не допустить загрязнения окружающей среды. В случае возникновения чрезвычайной ситуации необходимо в соответствии со всеми должностными инструкциями и руководящими документами предпринять меры по ликвидации ЧС и ее последствий.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Багринцева К.И. Карбонатные породы-коллекторы нефти и газа. М., Недра, 1977.
2. Овчаренко А.В. Поиск и разведка залежей нефти и газа в карбонатных комплексах древних платформ. – М., Недра, 1985.
3. Кузьменков С.Г. и др. Методы увеличения нефтеотдачи на месторождениях Югры // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2020. – № 4. – С. 96–106.
4. Петров И.А., Азаматов М.А., Дрофа П.М. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи // Научно-технический журнал «Георесурсы». – 2010. – № 1(33). – С. 7–10.
5. Алфаяд А.Х., Валиев Д.З. Анализ методов волнового воздействия на призабойную зону пласта // Цифровая наука. – 2021. – № 3. – С. 110–122.
6. Теймуров А.А. Подбор скважин для соляно-кислотных обработок // Международный научный журнал «Вестник Науки». – 2019. - №6. –С. 391-392.
7. Мангазеев П.В. Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин / П.В. Мангазеев, М.В. Панков, Т.Е. Кулагина, М.Р. Камартдинов // Центр профессиональной профессиональной переподготовки специалистов нефтегазового дела. – 2003. – 18 с.
8. 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. 222-269.
9. Викторин В.Д. Разработка нефтяных месторождений приуроченных к карбонатным коллекторам / В.Д. Викторин, Н.А. Лыков // М., Недра. – 1980.
10. Гулхиев С.Р. Анализ эффективности обработок призабойной зоны пласта / С.Р. Гулхиев; Тюменский индустриальный университет, направление: нефтегазовое дело, кафедра разработки и эксплуатации нефтегазовых месторождений; Тюмень, 2016.
11. Клюкин С.С., Резяпов Р.И. Современные методы оценки эффективности различных видов воздействий на призабойную зону скважины //

Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2014. – № 6. – С. 378 – 391.

12. Шибина Т.Д. и др. Литолого-петрографические особенности низкопроницаемых карбонатных толщ древних платформ в связи с их нефтегазоносностью // Нефтегазовая геология. Теория и практика. – 2016. – Т.11. – № 3.

13. В.Н. Арбузов. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, часть 1 и часть 2: Учебное пособие – ТПУ, 2011г.

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

15. ГОСТ Р ИСО 6385-2016. Эргономика. Применение эргономических принципов при проектировании производственных систем.

16. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

17. ГОСТ 22902-78. Система «человек-машина». Отсчетные устройства индикаторов визуальных. Общие эргономические требования.

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

19. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация

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

21. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

22. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*.

23. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

24. ГОСТ 34347-2017 Сосуды и аппараты стальные сварные. Общие технические условия

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

26. ГОСТ 17.1.3.06-82. Охрана природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.

27. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.