

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

Школа	Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки	21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Использование химических методов воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи на месторождении X.

УДК 622.276.63(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Курилович Роман Олегович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И. С.	К.Х.Н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	К.Э.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.С.			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	Д.Т.Н.		

№	Результаты обучения
1	2
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации технологических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам

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

Школа	Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки	21.04.01. Нефтегазовое дело
Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ: Руководитель ООП			
			Зятиков П.Н.
(Подпись)		(Дата)	(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Т	Курилович Роман Олегович

Тема работы:

Использование химических методов воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи на месторождении X.	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	01.03.2019, № 1641/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	14.05.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе</p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Пакет геологической и геофизической информации по ряду нефтяных месторождений Томской области, тексты и графические материалы отчетов и научно – исследовательских работ, фондовая и периодическая литература</p>
---	--

<p>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов <i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Литературный обзор Объект и методы исследования Использование химических методов воздействия на пласт для интенсификации притока нефти Анализ опыта применения химических методов на месторождениях со схожим геологическим строением Подбор оптимальной технологии для проведения кислотной обработки призабойной зоны скважин месторождения X. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность. Заключение по проделанной работе.</p>
--	---

<p>Перечень графического материала <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	
--	--

<p>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p>Раздел</p>	<p>Консультант</p>
<p>Финансовый менеджмент</p>	<p>Романюк В.Б.</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Мезенцева И.Л.</p>
<p>Иностранный язык</p>	<p>Новикова В.С.</p>

<p>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</p>	<p>14.01.2019</p>
--	-------------------

Задание выдал руководитель:

<p>Должность</p>	<p>ФИО</p>	<p>Ученая степень, звание</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>Доцент</p>	<p>Хомяков И. С.</p>	<p>К.Х.Н.</p>		

Задание принял к исполнению студент:

<p>Группа</p>	<p>ФИО</p>	<p>Подпись</p>	<p>Дата</p>
<p>2БМ7Т</p>	<p>Курилович Роман Олегович</p>		

Министерство образования и науки Российской Федерации

Федеральное государственное автономное образовательное
учреждение высшего образования
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 нефтегазовое дело
Отделение школы НОЦ отделение нефтегазового дела

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

**КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН
выполнения выпускной квалификационной работы**

Срок сдачи студентом выполненной работы:

14.05.2018

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
01.02.2018	<i>Общие сведения о Нижнетабаганском месторождении</i>	10
24.02.2018	<i>Геолого-физическая характеристика Приобского месторождения</i>	20
22.02.2018	<i>Рассмотрение вопроса о необходимости методов интенсификации</i>	15
05.03.2018	<i>Описание методов интенсификации</i>	20
19.03.2018	<i>Анализ результатов исследования</i>	10
02.04.2018	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	10
17.04.2018	<i>Социальная ответственность</i>	10
01.05.2018	<i>Оформление работы</i>	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	к.х.н.		

Согласовано:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Отделение нефтегазового дела	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

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

Студенту:

Группа 2БМ7Т	ФИО Курилович Роман Олегович
------------------------	--

Школа	ИШПР	Отделение	ОНД
Уровень образования	Магистр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	В рамках работы производится оценка трудоемкости работ, стоимость операций, цены на расходники и привлечения подрядчиков. Для расчетов в рамках ВКР брались актуальные цены для страны, а также цены, существующие на текущий момент в регионе.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 18%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Оценка потенциала проведения СКО для повышения рентабельности разработки месторождения
2. <i>Разработка устава научно-технического проекта</i>	Оценка необходимости проведения СКО на скважинах, попадающих в проблемную зону
3. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Построение экономической модели для оценки эффективности предложенных мероприятий
4. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Выбор рентабельной стратегии разработки месторождения

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

- Структура капитальных вложений
 - Динамика капитальных вложений
 - Удельные текущие затраты на тонну условного топлива
 - Интегральный показатель оптимальности
 - Основные показатели экономической эффективности вариантов за проектный срок разработки
- Анализ чувствительности по рекомендуемому варианту разработки

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	20.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк В.Б.	к.э.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Курилович Роман Олегович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ7Т		Курилович Роман Олегович	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. <i>Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</i>	Объектом исследования является методика подбора оптимальной технологии проведения СКО на месторождении X. Данная технология применяется для достижения максимального эффекта увеличения продуктивности.
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: - специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; - организационные мероприятия	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96 ГН 2.2.5.3532–18 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Недостаточная освещенность рабочей зоны 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе. 3. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Электрический ток 3. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования
3. Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Возгорание пластового флюида

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	22.03.2019
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Мезенцева И.Л.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Курилович Роман Олегович		

РЕФЕРАТ

Магистерская диссертация содержит **89** страниц, **5** рисунков, **14** таблиц, **22** источника.

Ключевые слова: соляно-кислотная обработка, карбонатные отложения, терригенные отложения, скважина, интенсификация, методы увеличения нефтеотдачи, обработка призабойной зоны.

Объектом исследования является месторождение X, в частности фонд скважин на которых возможно применение методов интенсификации добычи.

Целью данной выпускной квалификационной работы является подбор оптимальной технологии проведения соляно-кислотной обработки (СКО) для пластов месторождения X с учетом опыта применения на соседних месторождениях.

Актуальность работы заключается в том, что низкая рентабельность месторождения (при снижении добычи нефти на 10% разработка нерентабельна) требует поиска метода решения проблемы снижения продуктивности скважин в процессе бурения.

В магистерской диссертации поставлены следующие задачи:

На основе анализа разработки месторождений-аналогов, выделить основные особенности проведения СКО для терригенных и карбонатных коллекторов.

Подобрать состав кислоты и процедуру проведения СКО для пластов месторождения X.

Оценить порог применимости технологии для месторождения X.

В результате исследования был выполнен сравнительный анализ опыта применения химических методов на месторождениях со схожим геологическим строением. После выявления, была выбрана оптимальная технология для проведения кислотной обработки призабойной зоны скважин месторождения X. Экономическая эффективность работы представлена в части «Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность».

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

В данной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Кислотная обработка скважин - эффективный метод очистки продуктивного пласта от продуктов загрязнения, попавших или образовавшихся в призабойной зоне в процессе вскрытия бурением, цементации обсадной колонны или при эксплуатации скважины.

Обозначения и сокращения

УВ – углеводород;

ГИС – геофизические исследования скважин;

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГКО – глинокислотная обработка;

СКО – соляно-кислотная обработка;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ПДК – предельно-допустимая концентрация;

ТБ – техника безопасности;

ГТМ – геолого-технические мероприятия

ННС – наклонно-направленные скважины

ГС – горизонтальные скважины

КИН – коэффициент извлечения нефти

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ОПЗ – обработка призабойной зоны

ГСКО – глино-соляно-кислотная обработка

КОПЗ – комплексная обработка

АСПО – асфальтеносмолистопарафиновые отложения

ВНК – водонефтяной контакт;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

СКО – соляно-кислотная обработка;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	15
1 Литературный обзор мирового опыта применения кислотных обработок.....	17
2 Объект и методы исследования.....	25
2.1 Общие сведения о месторождении	25
2.2 Геологическая характеристика месторождения	26
2.2.1 Геолого-физическая изученность района	26
2.2.2 Литолого-стратиграфический разрез.....	27
2.2.3 Тектоника.....	31
2.2.4 Нефтегазоносность	32
2.3 Причины проведения кислотных обработок.....	36
2.3.1 Выбор скважин	37
2.3.2 Техника проведения солянокислотных обработок скважин.....	38
3 Использование химических методов воздействия на пласт для интенсификации притока нефти.....	40
3.1 Анализ опыта применения химических методов на месторождениях со схожим геологическим строением	40
3.1.1 Анализ эффективности технологии на карбонатных отложениях.....	40
3.1.2 Анализ эффективности применения технологии на терригенных отложениях	42
3.2 Подбор оптимальной технологии для проведения кислотной обработки призабойной зоны скважин X месторождения	47
3.2.1 Карбонатные отложения	47
3.2.2 Терригенные отложения	51
3.3 Перспективы применения технологии на X месторождении	52
3.3.1 Проведем выбор технологии для скважин X месторождения	52
3.3.2 Дальнейшее развитие технологии проведения соляно-кислотных обработок ..	58
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	60
4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности АО «Томскнефть» ВНК	60
4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи	60
4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи	62
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	69
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	69
5.2 Производственная безопасность.....	71
5.3 Экологическая безопасность	75
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77
6 Заключение	80
7 Список публикаций студента.....	81

8	Список использованных источников	82
9	Приложение А	85

ВВЕДЕНИЕ

На сегодняшний день эффективность добычи нефти из пластов современными, промышленными методами считается неудовлетворительной. Конечная нефтеотдача пластов, в среднем, по различным источникам варьируется от 25 до 45 %.

Если взять отношение неизвлекаемых или остаточных запасов нефти к первоначальным геологическим запасам, то это отношение в среднем составляет от 50 до 70 %.

Вследствие этого перед всеми нефтяными компаниями одной из главных целей является внедрение новых технологий нефтедобычи, позволяющих повысить нефтеотдачу пластов, которые уже находятся в разработке и на которых применение традиционных методов по извлечению остаточных запасов нефти уже практически невозможно.

Также стоит отметить, что применение современных методов интенсификации добычи нефти в разработке месторождений, по оценкам специалистов, приводит к существенному увеличению КИН. Тем самым позволяет увеличить дополнительную добычу нефти.

Объектом исследования является нефтяное месторождение X. Несмотря на то что оно еще в настоящий момент не введено в разработку уже в ближайшее время планируется разбуривание основного объекта разработки – Ю₃, после чего планируется ввод пластов Ю₁¹ и М₁₋₁₀. Для формирования качественной системы разработки необходимо понимание возможных проблем, а также дальнейших путей их решения. [1]

Эффективность методов интенсификации в основном заключается в том, что при их проведении увеличивается уровень извлечения полноты залегающей нефти, улучшается связанность коллекторов и тем самым повышается охват пласта.

Цель работы:

Подбор оптимальной технологии проведения соляно-кислотной обработки (СКО) для пластов месторождения X с учетом опыта применения на соседних месторождениях

Задачи:

1. На основе анализа разработки месторождений-аналогов исходя из литологических характеристик выделить основные особенности проведения СКО для терригенных и карбонатных коллекторов.
2. Подобрать состав кислоты и процедуру проведения СКО для пластов Нижнетабаганского месторождения.
3. Оценить порог применимости технологии для месторождения X.

Научная новизна

Использование фактических данных, приведенных к общим условиям скважин для адаптации проведения соляно-кислотной обработки. Получение рекомендаций по проведению мероприятий для интенсификации нефти при дальнейшей разработке месторождения.

Основные защищаемые положения

Анализ опыта проведения химических методов на месторождениях со схожим геологическим строением;

Результаты подбора оптимальной технологии для проведения кислотной обработки призабойной зоны скважин Нижнетабаганского месторождения;

Комплексная оценка эффективности проведения СКО на Нижнетабаганском месторождении.

Теоретическая и практическая значимость

Использование полученных данных для обоснования проведения метода увеличения нефтеотдачи с применением соляно-кислотной обработки.

1 ЛИТЕРАТУРНЫЙ ОБЗОР МИРОВОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК

В настоящий момент в мировой практике накоплен значительный опыт применения химических методов для увеличения коэффициента нефтеизвлечения.

Для того чтобы добиться максимальных результатов при разработке выбранного месторождения необходимо изучить опыт применения наиболее перспективных технологий.

При этом важным фактором является то, что месторождение X представлено как терригенными, так и карбонатными отложениями.

В работе SPE 166885 Подход к оптимизации кислотного воздействия на нефтяные пласты Вольнов И.А., Сучок С.Н., Обшаров П.А., ЛУКОЙЛ Оверсиз Сервис Б.В. 2013 г. описаны подходы по совершенствованию технологии.

Кислотное воздействие широко распространенный и эффективный метод повышения нефтеотдачи карбонатных коллекторов. Обработка водными растворами кислот призабойной зоны скважины позволяет очистить и продлить поровые каналы и трещины, что позволяет обеспечить интенсификацию притока флюидов из пласта и создать новые каналы, растворяя минералы слагающие породу. В то же время метод кислотного воздействия экономически недорог и технологически несложен. При этом обработки могут отличаться дизайном, например при выборе рецептур, объемов реагентов, скорости закачки и давления, использованием добавок для ускорения или замедления химических процессов. В силу того, что кислота протравливает карбонатную породу неравномерно, созданные проводящие каналы обычно сохраняются при закрытии трещины.

В основу рассматриваемой статьи положена модель двухфазного вытеснения нефти водным раствором кислоты. Решена задача оптимизации дизайна методом нахождения экстремума функции прироста добычи нефти и ЧДД (Чистый дисконтированный доход) в зависимости от объема кислоты.

Таким образом, показана возможность обеспечения прироста эффективности таких мероприятий как кислотная обработка.

В работе рассказывается, как использование двумерной модели параметров закачки позволяет оптимизировать параметры кислотной обработки.

В работе SPE-182067-RU Экспресс-методика оценки эффективности кислотных составов для интенсификации добычи нефти применительно к геолого-физическим условиям конкретного пласта Силин М.А., Магадова Л.А., Губанов В.Б., Цыганков В.А., РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Веремко Н.А., ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" 2016 г рассказывается эффективность применения химических реагентов на процесс соляно кислотной обработки.

Как известно, большинство кислотных составов, предназначенных для применения в технологиях интенсификации добычи нефти, содержат различные поверхностно -активные вещества (ПАВ).

При фильтрационных исследованиях эффективность ПАВ -содержащих кислотных составов оценивают по увеличению проницаемости керна, что может являться следствием двух процессов: растворения породы и доотмыва нефти с поверхности поровых каналов . Когда оба эти процесса проходят одновременно, невозможно оценить вклад каждого из них.

Экспресс-методика предполагает проведение исследований на одиночных кернах. Только, если в результате воздействия кислотным составом удастся получить положительный результат по увеличению фильтрационно-емкостных характеристик образца керна , можно переходить к полному моделированию на образце керна с остаточной водо- или нефтенасыщенностью.

Эксперименты выполнялись на фильтрационной установке высокого давления с использованием экстрагированных образцов керна конкретного объекта , выбранного под обработку.

Новый подход заключается в замене сложного процесса исследования кислотного воздействия с целью выбора наиболее эффективных композиций,

использовании более простого исследования на одиночных водонасыщенном и нефтенасыщенном ядрах. Все это позволит сократить работу по тестированию кислотных композиций за счет исключения трудоемкого процесса исследования на составной модели, а также предотвратит использование малоэффективных составов на промысле.

В отличие от опытов по определению коэффициента вытеснения нефти водой, а также экспериментов по определению кривых фазовых проницаемостей, где во избежание концевых эффектов применяются составные модели пористой среды, в данном случае используются одиночные образцы ядрового материала, поскольку главная цель этих опытов - выявление влияния кислотного состава на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) пористой среды.

Во-вторых, особенностью данной методики является тот факт, что она позволяет оперативно и без дополнительных дорогостоящих исследований структуры и состава ядрового материала не только выбрать, но и адаптировать кислотную композицию под конкретные пластовые условия и характеристики пористой среды.

Таким образом, весь необходимый дальнейший комплекс исследований проводится только с отобранными кислотными составами, а не со всем количеством, представленных на тестирование составов, что значительно экономит время и средства.

Разработана экспресс-методика, позволяющая оценить эффективность ПАВ-содержащих кислотных составов на фильтрационно-емкостные характеристики породы пласта путем проведения исследований на одиночных ядрах. Только, если в результате воздействия кислотным составом удастся получить положительный результат по увеличению фильтрационно-емкостных характеристик на одиночных образцах ядра, можно переходить к полному моделированию на составной модели пласта с остаточной водо- или нефтенасыщенностью.

Эксперименты выполняются на фильтрационной установке высокого давления с использованием экстрагированных образцов керна конкретного объекта, выбранного под обработку.

Новый подход заключается в замене сложного процесса исследования кислотного воздействия с целью выбора наиболее эффективных композиций на составной модели пласта, исследованиями на одиночных кернах. Это позволяет проследить отдельно, как происходит взаимодействие кислотного состава с породой, при использовании простого фильтрационного исследования на одиночном водонасыщенном керне, так и, если первый этап пройден, отдельно изучить поведение тех же кислотных составов в пористой среде продуктивного коллектора, содержащей нефть соответствующего месторождения на способность данных составов к ее доотмыву. Все это позволит сократить работы по тестированию кислотных композиций за счет исключения трудоемкого процесса исследования на составной модели пласта, а также предотвратит использование малоэффективных составов на промысле, т.к. полное моделирование показывает суммарный эффект от процессов растворения породы и доотмыва нефти, которые могут нивелировать друг друга.

В статье SPE-191701-18RPTC-RU Развитие через технологии: результаты применения кислотных систем для улучшения приемистости горизонтальных скважин на каспийском морском месторождении Михаил Юрьевич Голенкин а также Ильдар Халиуллов, ЛУКОЙЛ-Нижевожскнефть; Сергей Александрович Верещагин, Дмитрий Овсянников, Владимир Кобец, а также Николай Кулинич, Шлюмберже Лоджелко Инк 2018 г. рассказывается об опыте применения технологии на горизонтальных скважинах.

По результатам применения различных кислотных систем на двух горизонтальных водонагнетательных скважинах месторождения им. Ю.

Корчагина можно отметить следующие выводы.

1. При выборе оптимальных кислотных систем для успешной стимуляции карбонатного пласта в горизонтальной скважине необходимо учитывать

следующие аспекты:

- Энергетику пласта – пластовое давление.
 - Температуру пласта.
 - Неоднородность свойств карбонатного коллектора вдоль обрабатываемого интервала горизонтальной скважины.
 - Количество ранее проведенных кислотных обработок на скважине-кандидате для ОПЗ.
 - Объем и очередность применения кислотных систем и отклонителей для обработки горизонтального интервала.
2. Подтверждены зависимости увеличения коэффициентов приемистости при существенном увеличении объема кислоты для работ СКО с использованием только 15% HCL, отмечено существенное увеличение расчетного диаметра ствола после таких СКО.
 3. Значительного прироста в увеличении коэффициентов приемистости удалось добиться при использовании в работах СКО с HCL отклоняющих систем, позволяющих увеличить охват пласта вдоль горизонтальной секции скважин, и тем самым перераспределить HCL в новые места. При этом используемый объем кислоты уменьшен по сравнению с типичной СКО.
 4. Следующее увеличение значений коэффициентов приемистости до новых уровней было достигнуто после добавления в программу СКО, наряду с HCL и отклоняющими системами, стадий с замедленной кислотой HCL, позволяющей снизить скорость реакции кислоты с породой пласта и увеличить охват коллектора.

В работе SPE-192565-RU Инициатива по поэтапной кислотной интенсификации в гигантском карбонатном коллекторе Руслан Манахаев, Назгуль Абильгазиева, Чингис Бопиев, а также Бекжан Садуакасов, Тенгизшевройл; Дмитрий Абдразаков а также Владимир Степанов, Шлюмберже; Егор Сё, Джон Кларк, Акылбек Камиспаев, Роберт Тайр, Сагди Нурманов, а также Болат Исмаилов, Тенгизшевройл; Данияр Аргынов, Шлюмберже 2018 г

говорится об опыте применения технологии на карбонатных коллекторах.

В целях оптимизации, используя концепцию оптимального потока, были отрегулированы темпы закачки, типы флюидов, объемы, и последовательность этапов для всех целевых интервалов. Данная концепция предполагает, что параметры являются оптимальными, когда образуется режим доминирующих червоточин для максимально покрытия зон в пределах интервала коллектора. Кроме того, объемы обработки были скорректированы для исключения чрезмерной закачки кислоты, когда воздействие на снижение скин-фактора в данных зонах стало незначительным. Оптимизированные параметры обработки, полученные в результате моделирования потока закачки были использованы во время выполнения поэтапной кислотной интенсификации в исследуемых скважинах.

Эффективное равномерное размещение кислотных систем по интервалу пласта является ключом для успешной стимуляции скважины. Исторические данные показывают, что применение химических отклоняющих агентов само по себе не всегда может обеспечить достаточное отклонение для эффективной кислотной обработки, особенно в скважинах с высокой неоднородностью между зонами. Данный факт был подтвержден каротажными данными и результатами интенсификации притока после проведенных кислотных обработок. Поэтому, для данного испытания, группа УРМ ТШО приняла решение комбинировать методику механического разобщения и применения химических самоотклоняющихся составов для оценки возможного увеличения эффективности кислотной стимуляции продуктивных интервалов.

Таким образом, кислотная селективная стимуляция выполняется поэтапно: сначала производится перфорация нижнего интервала и кислотная обработка этого интервала посредством закачки через НКТ. Затем перфорирование вышележащего интервала, спуск и установка надувного пакера на ГНКТ между интервалами перфорации. После подтверждения изоляции нижнего горизонта, производится кислотная обработка посредством закачки кислотных составов в затруб ГНКТ-НКТ (во время кислотной

стимуляции ГНКТ остается заякоренной надувным пакером в скважине). Селективная кислотная обработка (с механическим разобщением интервалов продуктивного горизонта и использованием химических отклоняющих составов) была успешно применена на скважине Т-5052, основной стимуляционной системой на этой скважине выступала однофазная кислотная система замедленного действия.

Можно сделать вывод, что выполненные кислотные обработки позволили убрать скин-фактор, полученный во время бурения скважины и значительно улучшить сообщение в критической матрице пласта. Также, комбинирование методики разобщения интервалов надувным пакером и применения вязкоупругих самоотклоняющихся составов, обеспечило более равномерное размещение основных кислотных систем по продуктивному интервалу, и соответственно более широкое покрытие пласта.

Целевой комплексный подход был внедрен и реализован для достижения оптимизированных параметров кислотной обработки. Были проведены работы по исследованию формирования червоточин на образцах Тенгизского керна, также их 3D визуализация, оценка эффективности кислотных систем, а также применение программного обеспечения нового поколения, откалиброванного в соответствии с данными, полученными по результатам исследований на Тенгизском керне.

Работа была выполнена безопасно и эффективно с незначительным увеличением затрат (менее чем 10%) для всех трех скважин, по сравнению с обычными методами, которые были применены в прошлом. Все это стало возможно благодаря тщательному планированию, исключительному взаимодействию и совместным усилиям всех вовлеченных сторон. Ценные извлеченные уроки и установленные методы, полученные в результате данного исследования, будут использованы для будущих кислотных обработок в различных скважинах на Тенгизе.

Исследовательские работы по окончании кислотных обработок (Турсинбаева, 2012) для оценки закачки кислоты, однородности профилей

добычи и долгосрочных показателей по добыче запланированы на ближайшее будущее и предоставят необходимую информацию для завершения анализа по выполненным кислотным обработкам.

Также в рамках выполнения дипломной работы был проанализирован опыт, описанный в статье «Результаты большеобъемных обработок призабойной зоны нагнетательных скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз»» А.П. Кондаков, С.В. Гусев, О.Г. Нарожный, 2016.

Основными результатами работ являются:

1. Обработки нагнетательных скважин группы пластов ЮС2 месторождений ОАО «Сургут-нефтегаз» кислотными составами большого объема с использованием колтюбинговой установки показали возможность значительного увеличения приемистости по сравнению с традиционно проводимыми обработками по бесподходной технологии. При этом продолжительность эффекта возрастает более чем в 2 раза.
2. По окружающим добывающим скважинам за счет увеличения компенсации отбора закачкой и подключения в работу ранее недренируемых прослоев, что подтверждается результатами ГИС, дебиты жидкости возросли почти в 2 раза.
3. Для стабильной работы нагнетательных скважин пластов группы ЮС2 на проблемных участках необходимо проводить ОПЗ кислотными составами большого объема с использованием колтюбинговой установки не менее 2 раз в течение года.
4. Данная технология может применяться не только в нагнетательных скважинах пластов ЮС2, но и в скважинах других объектов разработки, где имеются проблемы с поддержанием приемистости на необходимом уровне и отмечается низкая успешность кислотных обработок по традиционной бесподходной технологии.

2 ОБЪЕКТ И МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ

2.1 Общие сведения о месторождении

Х месторождение расположено в юго-восточной части Западно-Сибирской низменности, в административном отношении находится на территории Парабельского района Томской области и входит в состав Северо-Пудинского лицензионного участка.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой и коротким тёплым летом. Снежный покров лежит с ноября по май, толщина его доходит до 1,5 метра. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоёмах достигает 1 метра), причём некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму.

Нефтегазоконденсатное месторождение Х открыто в 1973 году поисковой скважиной № 1П. Буровые работы на месторождении проектировались на основании структурной карты, построенной по материалам сейсморазведочных работ. Продуктивными на месторождении являются терригенные пласты Ю₁¹ васюганской свиты, пласты Ю₃, Ю₅ тюменской свиты и породы палеозоя – пласт М₁₋₁₀. Тип залежей – пластовые сводовые, литологически экранированные. [1]

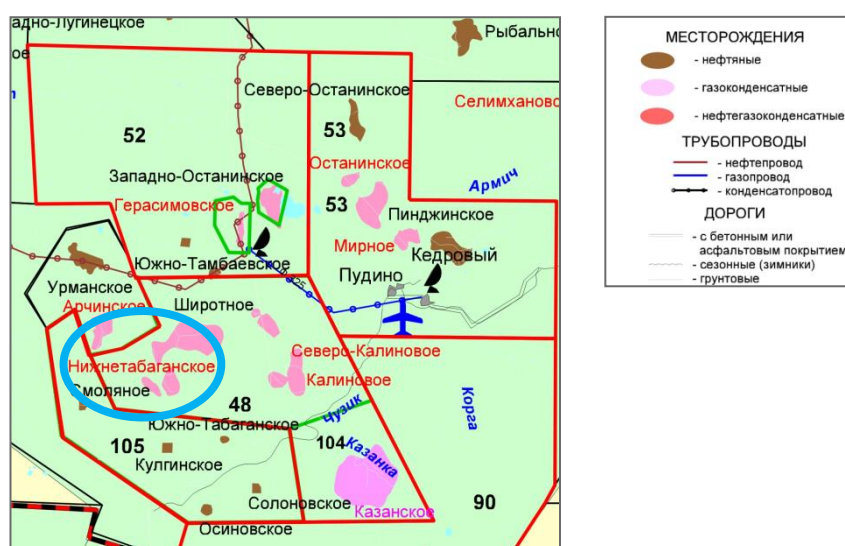


Рисунок 2.1 – Обзорная карта расположения месторождения Х

2.2 Геологическая характеристика месторождения

2.2.1 Геолого-физическая изученность района

Основные этапы геолого-разведочных работ

Первые сведения о геологическом строении региона, в пределах которого расположена X площадь, были получены в 1947 году при проведении геологической съемки масштаба.

До 1973 года выделяется два этапа изучения территории. На первом этапе (1947-1958 годы) применялся общий для всей Западной Сибири комплекс методов (геологическая съемка масштаба 1:1000000, аэромагниторазведка, гравиразведка, маршрутная и площадная сейсморазведка МОВ) как с целью исследования геологического строения территории, так и с целью подбора оптимальных методик поисков месторождений нефти и газа. В результате были выявлены крупные тектонические элементы фундамента и структуры I и II порядка платформенного чехла: Александровский мегавал, Колтогорский мегапрогиб, Средневасюганский мегавал. В эти же годы начаты работы по профильному структурно-поисковому бурению. [2]

На втором этапе (1958-1973 годы) основной объем геофизических исследований приходится на площадные, детальные сейсморазведочные работы МОВ. В этот период по верхнеюрскому отражающему горизонту (подошва баженовской свиты) были уточнены границы и особенности взаимосвязи крупных структур между собой, а также выявлено и подготовлено к глубокому бурению большинство наиболее значительных структур III порядка.

Третий этап начинается с 1973 года и характеризуется внедрением в сейсморазведку метода общей глубинной точки (МОГТ), который на территории Томской области и, в частности, Нюрольской впадины является основным при выявлении и подготовке структур к глубокому бурению, а также при детальной разведке и доразведке месторождений. Приведем обзор работ МОГТ.

2.2.2 Литолого-стратиграфический разрез

В геологическом строении X месторождения принимают участие палеозойские образования доплатформенного комплекса и мезозойско-кайнозойские осадочные отложения платформенного чехла.

Стратиграфическое расчленение разреза осуществлено по данным глубоких скважин на основании корреляционных схем, утвержденных межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 г. и уточнявшихся, и дополнявшихся в последующие годы, включая корреляционные схемы, утвержденные МСК в г. Тюмени в 1991 г.

Образования доплатформенного комплекса.

Образования доплатформенного комплекса представлены породами герасимовской и лугинецкой свит девона, табаганской свиты каменноугольного возраста, нерасчлененными отложениями пермо-карбона и образованиями коры выветривания. X месторождение находится в зоне глубокого предкарбонного размыва. В результате чего мощность лугинецкой свиты сильно сокращена, вплоть до ее полного выклинивания в районе скважины № 17Р.

Девонская система(D)

В разрезе девона выделяются герасимовская (D_{2gr}) и лугинецкая (D_{3lg}) свиты.

Герасимовская свита (D_{2gr}) представлена различными известняками - глинистыми и биогермными серого и коричневатого-серого цвета. Порода доломитизированная, частично перекристаллизованная, интенсивно трещиноватая, кавернозная. По трещинам наблюдается окремнение и кальцитизация. Среди известняков встречаются прослои эффузивных пород, аргиллитов и кремнистых аргиллитов. На максимальную мощность (242 м) свита вскрыта скважиной № 17Р. [3]

Лугинецкая свита (D_{3lg}) сложена различными известняками серыми и темно-серыми, иногда с кремовым оттенком, скрытокристаллическими, плотными, массивными, органогенно-обломочными, состоящими из

форменных элементов, водорослевых комочков, сгустков, различных двустворок. Порода интенсивно трещиноватая, измененная.

Каменноугольная система (С)

Каменноугольные отложения несогласно залегают на породах девона.

Кехорегская свита (С₁ kh) сложена переслаиванием глинистых известняков, иногда биокластических с глинисто-кремнистыми и кремнисто-глинистыми породами темно-серого до черного цветов. Известняки органогенно-обломочные, ориентированной линзовидно-слоистой текстуры. Толщина свиты – 24-77 м.

Табаганская свита (С₁ tb) сложена переслаивающейся толщей глинисто-кремнистых пород, практически, белого цвета с песчаниками, алевролитами, аргиллитами серого, темно-серого цвета, с прослоями туффитов, эффузивов среднего и основного состава. Максимальная вскрытая толщина отложений табаганской свиты составляет 86 м (скважина № 16Р).

Кора выветривания не повсеместно залегает на эрозионной поверхности палеозоя. В пределах X месторождения отложения коры выветривания развиты в центральной части, где их мощность достигает 68 в скважине № 5П. Состав коры выветривания однотипный, в основном это обломочные, карбонатно-кремнисто-глинистые породы, каолинизированные, ожелезненные, сильно трещиноватые, брекчированные, кавернозные, пористые. Трещины выполнены кварцем и доломитом.

Мезозойско-кайнозойский платформенный комплекс

Мезозойско-кайнозойский осадочный комплекс представлен отложениями юрской, меловой, палеогеновой и четвертичной систем.

Юрская система(Ю)

Хроностратиграфическое деление юрских отложений проведено согласно схеме, принятой решением совещания представителей ОИГГ и МСО РАН, АО «ТНГГ», ОАО «Томскнефть» ВНК, СНИИГГиМС, 1995 г.

Привязка всех стратиграфических горизонтов проводилась по скважине Урманская 4, нижеюрский разрез которой является стратотипом для Нюрольской впадины. [3]

Нижний отдел.

Урманская свита (J_{1ur}) сложена переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаники и алевролиты серые, разномерные, глинистые, углистые. Аргиллиты темно-серого, практически черного цвета, углистые.

Толщина свиты в пределах площади достигает 89 м в скважине № 11П.

Тогурская свита (J_{1tg}) сложена аргиллитами серыми, темно-серыми до черных. Порода тонкодисперсная, плитчатая.

Вскрытая толщина свиты от 2 м в скважине Нижнетабаганская № 18Р до 28 м в скважине Нижнетабаганская № 11П. [3]

Нижний-средний отделы.

Тюменская свита (J_{1tm})

Представляет собой толщу переслаивания песчаников, алевролитов, глин, углистых аргиллитов и углей. Наиболее выдержанные по простиранию и значительны по толщине угольные пласты $У_{13}$, $У_{12}$, $У_{10}$, $У_9$, $У_8$, $У_4$. Средняя толщина свиты 207-220 м.

Васюганская свита (J_{2cl_2} – J_{3ox_2}) трансгрессивно залегает на континентальных отложениях тюменской свиты. Согласно многочисленным исследованиям, делится на две подсвиты, нижнюю – глинистую и верхнюю – песчано-глинистую.

Нижневасюганская подсвита представлена мелководно-морскими фациями глин, аргиллитов темно-серых до черных в разной степени алевролитистых, содержащих морскую фауну. Содержат маломощные прослои песчаников и алевролитов.

Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками и алевролитами с прослоями аргиллитов и углей. Подсвита делится угольным пластом $У_1$ на надугольную и подугольную части.

В подугольной пачке в районе работ прослеживаются пласты Ю₁₋₂, Ю₁₋₃, Ю₂. Для отложений характерна волнистая, косоволнистая, косая разнонаправленная слоистость, присутствие углистого материала, сидерита, некоторых представителей моллюсков, живущих как в солоноватых, так и пресноводных условиях. [3]

Надугольная пачка залегает между угольным пластом У₁ и подошвой баженовской свиты. В разрезе надугольной пачки, выделяется песчаный пласт Ю₁¹. Для пластов характерно невыдержанность по латерали, частое литологическое замещение и выклинивание даже в пределах одной площади.

Для песчаных отложений характерны крупно- и среднезернистый состав, глинисто-карбонатный цемент, волнистая и косая однонаправленная и разнонаправленная косоволнистая и пологонаклонная слоистость, обусловленная намывами углистого детрита. Часто встречаются гальки углистых глин, прослой и линзы угля. Толщина свиты изменяется от 46 м в скважине Нижнетабаганская №1П до 145м в скважине Нижнетабаганская №5П.

Баженовская свита(J₃bz) представлена буровато - черными и черными аргиллитами, глинисто-кремнистыми, битуминозными (до 20 % органического вещества), окремненными с прослоями известковистых пород. Эта толща пород является нефтематеринской, по составу и мощности (20-30 м) служит флюидоупором для юрских залежей углеводородов. Мощность свиты 24,5–57м.

Отложения свиты являются литологическим и геофизическим репером. На временных сейсмических разрезах в подошве свиты выделяется отражающий горизонт I^б, в кровле - II^а.

Меловая система(K)

Представлена морскими (куломзинская, тарская, кузнецовская, ипатовская, славгородская, ганькинская свиты) и континентальными (киялинская, покурская свиты) отложениями.

Палеогеновая система(Pg)

Представлена морскими глинистыми отложениями (талицкая, люлинворская, чеганская свиты) и озерно-аллювиальными фациями некрасовской серии.

Четвертичная система(Q)

Четвертичные отложения с размывом залегают на подстилающих и представлены озерно-аллювиальными фациями.

2.2.3 Тектоника

X месторождение расположено в южной части Западно-Сибирской плиты, в разрезе которой выделяется два структурных этажа: доюрские образования и мезозойско-кайнозойский осадочный чехол.

По доюрским образованиям нижнего структурного этажа X месторождение находится в юго-восточной части Центрально-Западно-Сибирской складчатой системы, имеющей герцинский возраст консолидации. Структурные построения поверхности девона (кровля продуктивного пласта М₁). Построения осуществлены в пликативном варианте, в связи с тем, что достоверная информация о пространственном положении, амплитуде и направлении смещений разломов отсутствуют. [3]

По отложениям верхнего структурного этажа согласно схемы тектонического районирования Западно-Сибирской плиты, построенной в ИГНГ СО РАН в 2000 году, и принятой для рассматриваемого региона классификации платформенных структур (Конторович, 2003 г.). Нижнетабаганское месторождение находится в пределах Чузикско-Чижапской мезоседловины – промежуточной структуры второго порядка.

Чузикско-Чижапская мезоседловина является зоной сочленения Лавровского мезовала на юго-западе и Пудинского мезоподнятия на северо-востоке рассматриваемой территории. На северо-западе мезоседловина ограничена Нюрольской мегавпадиной, а на юго-востоке - Калгачским мезовыступом. Площадь мезоседловины составляет 2380 км².

Значения абсолютных глубин до отражающего горизонта Π^a (в подошве баженовской свиты) изменяются от –2400 м до –2660 м. Мезоседловина осложнена значительным количеством локальных поднятий, наиболее крупными из которых являются: Нижнетабаганское, Калиновое, Арчинское.

2.2.4 Нефтегазоносность

X нефтегазоконденсатное месторождение в административном отношении расположено на территории Парабельского района Томской области (в 30 км к юго-западу от с. Пудино), относится к Пудинскому нефтегазодобывающему району. [3]

В тектоническом плане месторождение расположено в пределах одноименного локального поднятия, расположенного в пределах южной части Чузикско-Чижапской мезоседловины. Последняя, в свою очередь, представляет собой зону сочленения Лавровского мезовала и Пудинского мезоподнятия.

Месторождение находится в окружении таких месторождений, как Южно-Табаганское, Арчинское, Урманское, Герасимовское.

Открыто в 1973 году поисковой скважиной № 1, пробуренной в центральной части одноименной структуры и установившей залежи нефти в пласте Ю₃, газа и конденсата – в Ю₁¹. В 1977 г открыта залежь нефти в пласте М₁, в 1978 году – залежь конденсата в пласте Ю₅. Таким образом, промышленная нефтегазоносность рассматриваемого месторождения установлена в широких пределах: васюганской свиты – пласты Ю₁¹, тюменской свиты Ю₃ и Ю₅ и отложениях палеозоя – пласт М₁₋₁₀.

Пласт Ю₁¹

Пласт Ю₁¹ вскрыт всеми скважинами. По результатам испытаний и промыслово-геофизических исследований пласт продуктивен в скважинах №№ 1П, 5П, 6П, 7П, 8П, 10Р, 16П, 23Р, 24Р, только по ГИС в скважинах №№ 4П, 17П, 25Р.

По результатам бурения и структурным построениям с учетом сейсмических данных выделены четыре газоконденсатные залежи, нефтяная оторочка доказана в Центральной залежи по двум скважинам: №№ 23Р и 5П.

Залежь Северная центрального купола. Данная залежь является наиболее крупной и сосредотачивает в себе основные запасы газа и конденсата. Газовая часть залежи опробована в семи (1П,5П,8П,10П,16Р,23Р и 24Р) из девяти скважин с продуктом по результатам ГИС. [3]

Отметка ГНК принята между кровлей нефтенасыщенного интервала и подошвой газонасыщенного интервала в вышеуказанных скважинах на абсолютной глубине минус 2477 м. Положение ВНК - по подошве нефтенасыщенного интервала в скважине № 23Р на абсолютной глубине минус 2485 м.

Залежь пластовая, сводовая, литологически экранированная. Максимальная отметка залежи по структурной карте кровли коллекторов пласта Ю₁¹ равна минус 2438 м (скважина № 16П).

Размеры составляют 9,8x12,5 км, высота нефтяной оторочки 8 м. Размеры ГШ составляют 9,5x12,1, высота 47 м.

Залежь Южная Центрального купола. Залежь вскрыта двумя скважинами 7П и 25Р, продуктивность которых подтверждена результатами испытаний. Газоводяной контакт (ГВК) принят ранее утвержденный на а.о. - 2476 м (по нижней дыре перфорации скважины 7П).

Залежь Северная западного купола. Залежь вскрыта двумя скважинами 4П и 17Р, в которых испытания по пласту Ю₁¹ не проводились, продуктивность определена по результатам РИГИС. Газоводяной контакт (ГВК) принят на а.о. минус 2472 м.

Залежь Южная западного купола. Залежь вскрыта всего одной скважиной 6П, продуктивность которой доказана результатами испытаний.

Газоводяной контакт (ГВК) принят на а.о. минус 2489 м (по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка и нижней дыре перфорации).

Пласт Ю₃

Согласно подсчетному плану 1990 г в пласте Ю₃ было выделено два купола: западный и центральный. В пределах западного купола выделялась одна чисто нефтяная залежь, в пределах центрального – две: основная (центральная) нефтяная с небольшой газовой шапкой в районе скважины 16Р и восточная, также нефтяная с газовой шапкой (графические приложения 12,13). *Залежь северная западного купола, нефтяная.* Согласно структурным построениям северная залежь западного купола вскрыта тремя скважинами (4П, 17Р, 18Р, 13П). Контакт принят по результатам испытания скважины 13П на а.о. минус 2595 м. [3]

Пластовая сводовая, максимальная отметка залежи по структурной карте кровли коллекторов пласта Ю₃ равна минус 2556 м. Исходя из этого, высота залежи от ВНК до кровли составляет 39 м, размеры залежи 3,0 × 5,7 км.

Залежь южная западного купола. В результате корректировки структурного плана в центре западного купола образовался прогиб и в районе скважины 6П обособилась своя отдельная залежь. ВНК принят по подошве собственного последнего нефтенасыщенного пропластка на а. о. минус 2582 м. При опробовании скважины 6П получен дебит нефти до 17,9 м³/сут, исходя из размера залежи все запасы отнесены к категории С₁. Залежь пластовая сводовая, Высота залежи равна 3 м. Размеры 1,0 x 2,0 км.

Центральный купол. Единая нефтяная залежь с небольшой газовой шапкой в районе скважины 16П. Со всех сторон залежь ограничена линией ВНК на отметке минус 2582 м (по подошве нефтенасыщенного пропластка в скважине 1П), за исключением северо-восточного участка – линией неколлектора.

ГНК принят по подошве газонасыщенного интервала в скважине № 16Р на абсолютной глубине минус 2543 м. Залежь пластовая сводовая, литологически экранированная. Размеры составляют 14,0 x 6,6 км, высота 39 м. Размеры ГШ составляют 0,9 x 2,2 км, высота 2 м.

Восточный купол. Залежь, которая отделена от основной центральной залежи зоной отсутствия коллектора. По характеру насыщения восточная

залежь относится к нефтяной с газовой шапкой, выделенной в районе скважин 10П и 24Р. Водонефтяной контакт в восточной и южной части принят по кровле интервала скважины 23Р, при опробовании которого получена вода, и составляет минус 2585 м. На севере уровень ВНК принят на а.о. минус 2589 - по подошве последнего нефтенасыщенного пропластка в скважине 5П. На западе залежь ограничена линией отсутствия коллектора. [3]

Залежь пластовая сводовая литологически экранированная. Размеры составляют 9,9 x 5,0 км, высота нефтяной оторочки 35 м. Размеры ГШ составляют 1,0 x 3,6 км, высота 7 м.

Пласт Ю₅

В пласте Ю₅ выделена единая газоконденсатная залежь по результатам бурения трех скважин: 16Р, 8П и 10П (дебиты газа оставили до 39 м³/сут и конденсата 10,2 м³/сут). Скважина 16Р не испытана, продуктивность выделена по результатам промыслово-геофизических исследований. По итогам корректировки структурного плана между скважинами 8П и 16Р образовалась депрессионная зона, в результате залежь условно разделилась на две: залежь в районе скважин 16Р и 8П и залежь в районе скважины 10П.

Залежь в районе скважин 16Р и 8П. Рассматриваемая залежь повсеместно контролируется газоводяным контактом на отметке минус 2701 м, который принят по нижней дыре перфорации в скважине 8П.

Залежь в районе скважин 10П. Рассматриваемая залежь со всех сторон ограничивается газоводяным контактом, принятым на а. о. минус 2701 м, который принят по нижней дыре перфорации в скважине 10П.

Залежь пластовая сводовая, высота залежи равна 9 м. Размеры 4,9 x 6,9 км.

Пласт М₁₋₁₀

Продуктивность отложений пласта М₁₋₁₀ связана с поисковой скважиной № 4П. Пласт вскрыт в интервале глубин 2990,2-3103,2 м (а. о. -2846,4 – 2959,6 м).

Выделяется одна нефтяная залежь в районе скважины № 4П. Залежь массивная, представлена органоманным известняком светло-серым, серым, крепким, трещиноватым. Коллектор порово-трещиноватый.

С северо-востока и юго-запада залежь ограничена зонами замещения коллектора, а с юга – тектоническим нарушением. [3]

При обосновании ВНК в 1990 году, гипсометрическое положение контура нефтеносности принималось условно на а. о. -2946 м, что соответствует нижним дырам интервала перфорации скважины №4 П 3080-3090 м (а. о. - 2924 – -2946 м.)

Запасы по пласту М₁₋₁₀ учтены по категории С₁. Выделены на расстоянии 1000 м. от скважины № 4П.

Залежь массивная, литологически ограниченная.
Размеры залежи 3,7 x 1,3 км, высота залежи 100 м.

2.3 Причины проведения кислотных обработок

Одной из причин снижения продуктивности скважины является снижение проницаемости в призабойной части пласта – наиболее сильно подверженной воздействию процессов при бурении и освоении скважины.

Причиной снижения может быть:

- 1) Бурение: неверно рассчитанные рабочие давления могут стать причиной проникновения бурового раствора или фильтрата в пласт. Взаимодействии фильтрата с пластовой водой может стать причиной образований солей и выпадения их в осадок.
- 2) Вынос механических частиц, либо солевых отложений из глубины пласта в призабойную зону.
- 3) Загрязнение скважины может происходить во время ремонтных работ и процедуры глушения.
- 4) Призабойная зона нагнетательных скважин может загрязняться в случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды.

Все это приводит к снижению продуктивности скважины, и, следовательно, необходимо проводить мероприятия по ее восстановлению. [4]

Одним из наиболее часто применяемых методов является кислотная обработка – метод увеличения проницаемости призабойной зоны пласта путем

растворения частиц породы и загрязняющих частиц. СКО предназначена для обработки призабойной зоны с целью очистки их от загрязнений и восстановления естественной продуктивности, а также сокращения сроков их освоения.

Также в соляной кислоте легко растворяются известняк и доломит, что позволяет получать дополнительные приросты в добыче жидкости и открывает дополнительные возможности перед операцией.

Следовательно, СКО можно проводить как на терригенных, так и на карбонатных коллекторах, и на добывающих и на нагнетательных скважинах, как при запуске скважины в эксплуатацию, так и на уже действующем фонде

Но при этом крайне важно подбирать правильный состав кислоты для того что избежать негативного эффекта.

Для карбонатных пород оптимально применение солянокислотных растворов, для песчаных коллекторов обычно используют глиноокислотные.

Кислотный раствор состоит на 10-30% из соляной кислоты, и смеси соляной (10-15%) и плавниковой (1-5%) кислот.

2.3.1 Выбор скважин

Для проведения кислотной обработки необходимо выбирать скважины, в которых наблюдается ухудшение фильтрационных свойств в призабойной зоне.

Если падение дебита скважины связано с сокращением пластового давления, выделением газа в призабойной зоне или проблемами с техническим состоянием скважины, то операция окажется неэффективной, поскольку не будет получен дополнительный прирост добычи.

Необходимо находить скважины, где по каким-либо причинам произошло падение продуктивности, при этом важно определять причину:

- 1) Проникновение бурового фильтрата или рабочей жидкости в пласт.

Данный вид загрязнения может быть диагностирован по ухудшенной работе скважин по сравнению с окружением, также положительный скин-фактор может быть определен исходя из гидродинамических исследований.

Также необходимо проверять соответствие расчетов по рабочему давлению во время проведения операции (бурение, ремонтные работы) с реальным рабочим, чтобы определить вероятно ли проникновение рабочей жидкости в пласт.

2) Выпадение отложений в призабойной зоне.

Для оценки необходимости удаления отложений в призабойной зоне необходимо проводить лабораторные исследования по составу флюида, а также расчеты в специальном программном комплексе. Также следует исходить из опыта разработки месторождения, а также проводить анализ поступающей продукции.

3) Недостаточная степень очистки закачиваемой воды.

В случае недостаточной степени очистки закачиваемой воды может произойти загрязнение призабойной зоны скважины, что приведет к снижению приемистости пласта и невозможности полностью компенсировать пластовое давление. [5]

Обоснование подбора кандидатов будет приведено в следующей главе.

2.3.2 Техника проведения солянокислотных обработок скважин

Процедура проведения солянокислотной обработки заключается в закачке в пласт раствора соляной кислоты.

Перед стартом работ скважина очищается от песка, парафинов, продуктов коррозии и пр.

В случае открытого забоя возможно удаление цементной и глинистой корки при помощи кислотной ванны.

Процедура солянокислотной обработки скважины – это нагнетание в пласт раствора соляной кислоты насосом или под воздействием сил гравитации, если пластовое давление позволяет добиваться необходимого результата.

Перед началом процедуры на устье скважины происходит установка необходимого оборудования и опрессовка трубопровода на необходимое давление. Параллельно с подготовительными работами происходит подвоз и подготовка кислоты к скважине.

Сначала в скважине устанавливается циркуляция, после чего происходит нагнетание соляной кислоты. На первом этапе кислоты должно быть достаточно для заполнения кольцевого пространства и труб от башмака труб до кровли пласта.

Далее производится закрытие задвижки на отводе из затрубного пространства и происходит процесс закачки оставшегося кислотного раствора под давлением в скважину для поступления кислоты в пласт. Оставшуюся в трубах и скважине кислоту продавливают в пласт водой или нефтью.

Нагнетать кислоту нужно с максимально возможной скоростью, чтобы кислота проникала на как можно большее расстояние от ствола скважины.

После завершения продавливания кислоты необходимо дать время для реакции кислоты с породой, после чего можно запускать ее в разработку.

Эффективность операции определяется приростом в продуктивности скважины. [6]

3 ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ.

Несмотря на то, что X месторождение в настоящий момент не введено в разработку уже в ближайшее время планируется разбуривание основного объекта разработки – Ю₃, после чего планируется ввод пластов Ю₁¹ и М₁₋₁₀.

Для формирования качественной системы разработки необходимо понимание возможных проблем, а также дальнейших путей их решения.

В настоящий момент на соседних месторождениях активно применяются третичные методы увеличения нефтеотдачи – наиболее перспективными из которых являются химические (СКО призабойной зоны).

При этом на месторождении помимо юрских пластов имеются нефтеносные доюрские отложения, на которые в регионе имеется успешный опыт применения кислотных обработок.

С учетом различного геологического строения коллекторов необходимо учитывать особенности технологии для каждого из пластов. [7]

3.1 Анализ опыта применения химических методов на месторождениях со схожим геологическим строением

3.1.1 Анализ эффективности технологии на карбонатных отложениях

Наибольший опыт разработки карбонатных коллекторов накоплен на Чкаловском месторождении.

ОПЗ направлены на восстановление и повышение проницаемости ПЗП.

Солянокислотная обработка включает в себя глушение скважины, с последующей закачкой в пласт 12,0 % раствора соляной кислоты в объеме 4-5 м³ и длительностью реакции около 8 часов, после чего производится очистка призабойной зоны от продуктов реакции: промывка либо нефтью, либо водой.

Глинокислотная обработка включает в себя глушение скважины с последующей закачкой в 12,0 % раствора содержащего плавиковую, соляную кислоты. Время выдержки на реакцию – до 8 часов, затем очистка призабойной зоны от продуктов реакции промывкой.

Большее применение на месторождении нашли комплексные обработки скважин, т.е. сочетание, например, уплотняющей перфорации с закачкой кислоты, уплотняющей перфорацией и воздействием ПГД БК, кислотной обработки и гидродинамическим воздействием и т. п. К сожалению, сложно оценить технологическую эффективность применения комплексных обработок на добывающих скважинах поскольку мероприятия проводились преимущественно при вводе скважин в эксплуатацию, при переводе в нагнетательный фонд. [21]

Незначительный положительный эффект прослеживался после обработки скважины № 45. В результате проведения уплотняющей перфорации и воздействия пороховым генератором давления получено увеличение дебита безводной нефти с 4,3 до 8,5 т/сут. Дополнительный отбор нефти оценивается в 3,8 тыс. т, продолжительность эффекта – более 20 месяцев.

Отрицательную эффективность имеют работы, проведенные на скважинах №№ 31, 39, 52. По скважине № 39 отрицательная эффективность, возможно, связана с тем, что на момент проведения мероприятий обводненность скважинной продукции составляла более 90 %. По скважине № 52 итогом проведенных работ стало значительное увеличение обводненности – более чем на 50 % и связанное с этим падение суточных отборов нефти. В результате проведенного ПГИ установить причину преждевременного обводнения скважины не удалось.

Мероприятия, проводимые на нагнетательных скважинах практически аналогичны работам, проводимым на добывающих скважинах. Первые запуски отдельных нагнетательных скважин свидетельствовали об относительно низкой принимающей способности пласта – 40...60 м³/сут и менее. Для увеличения приемистости нагнетательных скважин проводился комплекс геолого-

технологических мероприятий состоящий из уплотняющей перфорации, воздействие порохом генератором давления, закачкой кислоты и в заключении – гидродинамическим воздействием. [21]

У части нагнетательных скважин в процессе эксплуатации отмечалось снижение принимающей способности, что связано с засорением, кольтатацией перфорированных отверстий и призабойной зоны скважины взвешенными в нагнетаемой воде илистыми, глинистыми частицами, механическими примесями. Для восстановления проницаемости ПЗП и увеличения приемистости скважины до первоначального уровня проводились работы по кислотным обработкам (соляная, либо глинокислота, состав «КРОТ») в комплексе с гидродинамическим воздействием. Практически по всем обработанным таким образом скважинам отмечается увеличение приемистости в среднем в 1,5 раза, а в физическом выражении с 88 до 125 м³/сут.

В целом можно сказать, что данная технология имеет опыт успешного применения на месторождении, однако вопрос требует более детальной проработки. [21]

3.1.2 Анализ эффективности применения технологии на терригенных отложениях

На Советском месторождении обработки призабойной зоны скважин с целью восстановления продуктивности проводятся на месторождении с 1985 г., всего проведено 570 мероприятий на добывающем фонде (таблица 1.1). Применяется широкий комплекс методов ОПЗ: кислотные обработки (СКО, ГКО), ПАВ, депрессионное воздействие (МГД, ПГД), импульсно-волновое воздействие (ИВВ) и др. На добывающем фонде проведено 570 мероприятий, положительный эффект в виде дополнительной добычи нефти получен в 191 скважинах. Средняя удельная добыча по данному виду составляет 3 тыс. т/скв.-оп.

На рисунке 4.1 приведена динамика проведения и эффективности ОПЗ добывающих скважин. Дополнительная добыча за весь период составила

1 707,6 тыс. т, максимальные показатели по количеству обработок достигнуты в 2006-2011 гг., эффект продолжается по настоящее время. Во многих случаях обработки призабойной зоны проводились в комплексе с другими методами, например, дополнительной перфорацией, поэтому сложно оценить эффективность каждого вида в отдельности. Наиболее распространенным видом являются соляные и глинокислотные обработки, дополнительная добыча по которым составляет 967,6 тыс. т.

Таблица 4.1- Показатели эффективности ОПЗ на добывающем фонде Советского месторождения

Год	количество операций (добывающие)	количество операций (эффективные)	дополнительная добыча, тыс. т	накопленная доп добыча от ГТМ в тек году, тыс. т	удельная доп добыча, тыс. т/скв.-оп
1985	15	8	6,8	98,2	6,5
1986	31	14	35,6	115,2	3,7
1987	0	0	26,3	0,0	0,0
1988	0	0	23,2	0,0	0,0
1989	0	0	19,5	0,0	0,0
1990	0	0	15,9	0,0	0,0
1991	27	12	16,8	244,3	9,0
1992	39	7	17,1	87,8	2,3
1993	36	11	38,6	334,2	9,3
1994	8	5	63,3	146,2	18,3
1995	7	4	60,6	3,8	0,5
1996	20	1	62,7	0,4	0,0
1997	15	2	57,0	0,9	0,1
1998	2	2	51,0	3,1	1,6
1999	2	0	48,9	0,0	0,0
2000	9	5	52,2	29,6	3,3
2001	21	10	54,7	183,7	8,7
2002	5	1	66,0	0,3	0,1
2003	12	7	63,1	27,6	2,3
2004	14	4	63,6	53,9	3,9
2005	9	6	66,5	65,7	7,3
2006	54	9	78,5	52,2	1,0
2007	69	8	79,8	12,5	0,2
2008	60	20	77,3	42,1	0,7
2009	41	22	81,6	160,3	3,9
2010	34	15	92,7	16,3	0,5
2011	18	7	93,0	14,1	0,8
2012	7	3	81,6	8,7	1,2
2013	5	3	78,0	3,6	0,7
2014	7	3	73,0	2,6	0,4
2015	3	2	62,7	0,1	0,0

Год	количество операций (добывающие)	количество операций (эффективные)	дополнительная добыча, тыс. т	накопленная доп добыча от ГТМ в тек году, тыс. т	удельная доп добыча, тыс. т/скв.-оп
Всего	570	191	1707,6	1707,6	3,0

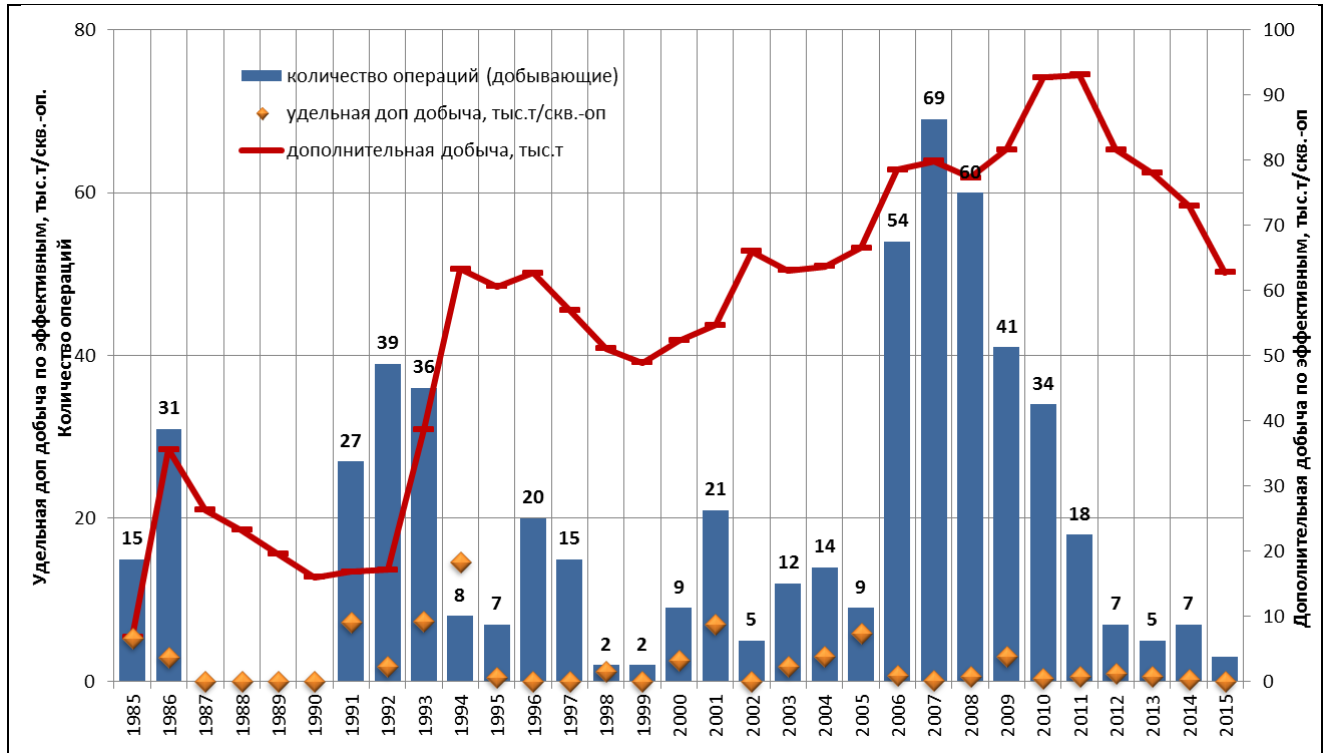


Рисунок 3.1 – Эффективность ОПЗ на добывающих скважинах Советского месторождения

Обработки призабойной зоны нагнетательных скважин

На нагнетательных скважинах применяются такие же физико-химические методы, как и на добывающих, для увеличения приемистости и улучшения состояния призабойной зоны. Большая часть мероприятий проведена при запуске скважины в нагнетание, совместно с дополнительной перфорацией или гидродинамическими методами (ограничение закачки). Для кислотной обработки призабойной зоны применяются составы на основе соляной, плавиковой и лимонной кислот с добавлением ПАВ различных марок (Нефтенол-К, Синол Кам, Софексил ИКГ и др.). [8]

В течение периода 1991-2015 гг. проведено 80 операций ОПЗ на нагнетательном фонде (таблица 4.2). Оценку приемистости до и после

обработок удалось провести по 44 скважинам, из них в 31 получено увеличение приемистости (в среднем в 3 раза).

Из этого можно сделать вывод об эффективности применения данной технологии на Советском месторождении.

Таблица 4.2- ОПЗ на нагнетательном фонде Советского месторождения

№	Скважина	Дата обработки	Объект	Вид обработки	Приемистость до обработки, м3/сут	Приемистость после обработки, м3/сут	Изменение приемистости, д.ед
1	636	сен.93	АВ ₁	ВГВ		856	-
2	636	сен.96	АВ ₁	ВГВ	882	410	0,46
3	2750	июн.94	АВ ₁	БСК		47	-
4	2748	июн.94	АВ ₁	КО		43	-
5	2679	окт.94	АВ ₁	КО		158	-
6	2752	июл.94	АВ ₁	КО		42	-
7	2747	июл.94	АВ ₁	КО		43	-
8	704	окт.97	АВ ₁	ГКО	133	226	1,70
9	749	фев.98	АВ ₁	ГКО	32	36	1,13
10	2016	дек.95	АВ ₁	ГКО	37	88	2,38
11	554	сен.91	АВ ₁	КО			-
12	884	июн.91	АВ ₁	КО		95	-
13	931	сен.91	АВ ₁	КО	66	61	0,92
14	1039	ноя.95	АВ ₁	КО		106	-
15	2081	май.95	АВ ₁	КО	9	2	0,22
16	2738	июл.93	АВ ₁	КО		139	-
17	3572	ноя.93	АВ ₁	КО		340	-
18	170	май.98	АВ ₁	ПУС	796	640	0,80
19	849	май.98	АВ ₁	СКО	61	43	0,70
20	554	дек.92	АВ ₁	СКО	170	109	0,64
21	884	янв.92	АВ ₁	СКО	60	70	1,17
22	1167	ноя.91	АВ ₁	СНПХ	106	107	1,01
23	2753	июл.93	АВ ₁	УОС		130	-
24	1931	июл.93	АВ ₁ +БВ ₀₋₁	ВДС			-
25	3589	июн.92	АВ ₃	УОС	52	48	0,92
26	226	ноя.91	АВ ₄	УГИП	34	77	2,26
27	1101	янв.91	АВ ₆	ПГД		406	-
28	3561	июн.96	АВ ₈ ¹	СКО БФА		137	-
29	3548	фев.92	БВ ₀₋₁	КО		580	-
30	1723	июл.91	БВ ₄	АКВ	88	160	1,82
31	777	дек.94	БВ ₈	КО		240	-
32	3502	ноя.94	Ю ₁ ¹	КО		37	-
33	2040	фев.96	АВ ₁	КО		140	-
34	1103	апр.04	АВ ₁	ГКО		333	-
35	2248	апр.04	АВ ₁	ГКО		68	-
36	2277	апр.04	АВ ₁	ГКО		520	-
37	2747	фев.04	АВ ₁	ГКО		98	-
38	2752	янв.04	АВ ₁	ГКО		60	-

№	Скважина	Дата обработки	Объект	Вид обработки	Приемистость до обработки, м3/сут	Приемистость после обработки, м3/сут	Изменение приемистости, д.ед
39	3527	19.11.2008	АВ ₁	ПГД БК, ГКО		108,9	-
40	2628	09.01.2009	АВ ₁	СКО		93,6	-
41	1923	29.04.2009	АВ ₁	ГКО		164,3	-
42	749	09.06.2009	АВ ₁	нефтрас+ГКО +цикл.репрессия	43,7	65,9	1,51
43	2747	10.06.2009	АВ ₁	ГКО+цикл.репрессия	17,8	49,8	2,80
44	2753	18.06.2009	АВ ₁	ГКО+цикл.репрессия	9	9,9	1,10
45	849	18.06.2009	АВ ₁	ГКО+цикл.репрессия	8,9	66,4	7,46
46	1039	19.06.2009	АВ ₁	ГКО+цикл.репрессия	13,5	69,7	5,16
47	2707	30.06.2009	АВ ₁ /БВ ₀₋₁	ГКО		623,7	-
48	2237	18.08.2009	АВ ₁	ГКО+МГД	106	165,4	1,56
49	1929	30.08.2009	АВ ₁	ГКО+МГД		32,6	-
50	1921	13.10.2009	АВ ₁	ГКО	19,9	410,2	20,61
51	840	13.10.2009	АВ ₁	ГКО		303,6	-
52	2307	01.11.2009	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	66,3	68,5	1,03
53	2309	05.11.2009	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	53,1	39,1	0,74
54	785	07.12.2009	АВ ₁	освоение газом, ПАВ		315,6	-
55	742	15.12.2009	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	88,4	20	0,23
56	730	08.03.2010	АВ ₁	ГКО	55,7	215,2	3,86
57	621	09.04.2010	АВ ₁	ГКО		253,4	-
58	574	19.04.2010	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	116,6	147,1	1,26
59	950	20.04.2010	АВ ₁	ГКО	358	187	0,52
60	1929	21.04.2010	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	22,5	123,2	5,48
61	1К	21.04.2010	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	138,4	171,5	1,24
62	839	25.04.2010	АВ ₁	освоение газом, ПАВ	99,7	226,3	2,27
63	797	05.05.2010	АВ ₁	ГКО	201,1	191	0,95
64	795Б	21.05.2010	АВ ₁	ГКО	497,8	537,2	1,08
65	1816	23.06.2010	АВ ₁	СКО	52,4	99,4	1,90
66	431	28.06.2010	АВ ₁	ОПЗ		52,4	-
67	937	15.10.2010	АВ ₁	ОПЗ	46,7	307,2	6,58
68	1469	17.10.2010	АВ ₁	ГКО (с РИР)	320,8	186,8	0,58
69	849	29.10.2010	АВ ₁	СКО+РПА	15,4	32,8	2,13
70	517	15.11.2010	АВ ₁	ОПЗ НХС	159	108,4	0,68
71	2071	24.11.2010	АВ ₁	ОПЗ	161,5	169,3	1,05

№	Скважина	Дата обработки	Объект	Вид обработки	Приемистость до обработки, м3/сут	Приемистость после обработки, м3/сут	Изменение приемистости, д.ед
72	2753	26.03.2011	АВ ₁	ГКО	44	181,4	4,12
73	849	28.03.2011	АВ ₁	ГКО	35,3	132,7	3,76
74	831	02.04.2011	АВ ₁	ГКО	30	71,8	2,39
75	621	01.05.2011	АВ ₁	ГКО		344,5	-
76	2244	27.06.2012	АВ ₁	СКО		24,5	-
77	1675	18.10.2013	АВ ₁	СКО		168	-
78	2244	27.08.2014	АВ ₁	ГКО	40,3	78,54	1,95
79	1048	29.08.2014	АВ ₁	ГКО	48,1	86	1,79
80	2239	07.02.2015	АВ ₁	ОПЗ	45,1	66,5	1,47

3.2 Подбор оптимальной технологии для проведения кислотной обработки призабойной зоны скважин X месторождения

3.2.1 Карбонатные отложения

Обработка ПЗП кислотными композициями

При низкой продуктивности коллектора с высокой проницаемости перспективным выглядит обработка скелета породы кислотными композициями с целью растворения загрязнения и создания новых проводимых каналов.

Для проведения данной операции необходимо закачивание раствора кислоты в околоскважинное пространство для улучшения коллекторских свойств пласта.

Особенно это актуально для карбонатных пород палеозойских отложений, которые хорошо поддаются растворению соляной кислотой. Максимальная эффективность обработок будет в глинисто-карбонатных породах (характерно для Нижнетабаганского месторождения), для кремнистых отложений эффективность значительно ниже. Целью кислотной обработки матрицы является улучшение продуктивности, уменьшение величины скин-фактора в коллекторе при помощи удаления естественных загрязнений, а также созданием новых каналов в прискважинной зоне.

Данного эффекта можно достичь при помощи закачки специальной жидкости под низким давлением для избежания разрыва пласта.

Для обработок призабойной зоны скважины используется смесь соляной и плавиковой кислоты, а также дополнительные реагенты. Соляная кислота создает дополнительные каналы вокруг загрязненных зон, в то время как глинокислота расчищает существующие каналы. [8]

Для предотвращения закупоривания мельчайшими частицами, не растворяющихся в растворе кислоты, применяют химическую систему, не содержащую собственно плавиковую кислоту, а создающую ее в результате ряда реакций, происходящих внутри пласта, что позволяет увеличить глубину проникновения и продолжительности реакции.

Глинокислотные обработки ПЗМ можно проводить при различных составах - смеси соляной (HCl) и плавиковой кислот (HF) с бифторидом аммония (БФА), «HCl+HF», «соляная кислота + БФА», «БСК+БФА», «БСК+БФА+HF», «HCl, HF, ПАВ, вода» (БСК Бензолсульфо кислота (C₆H₆=SO₃H)).

Закачка кислотных и безкислотных составов

Среди физико-химических методов воздействия на пласт на месторождениях Западной Сибири наиболее популярны обработки кислотами, растворами ПАВ и углеводородными растворителями.

Методы воздействия кислотных составов на ПЗП используют для обработки ПЗП на месторождениях с карбонатными коллекторами или песчаниками, содержащими карбонатные разности; для обработки ПЗП в нагнетательных скважинах с целью увеличения их приемистости; для обработки ПЗП с целью удаления парафино-смолистых отложений и растворения отложений солей.

Но применение этих методов целесообразно на начальной безводной стадии разработки при обводненности продукции скважин не более 40 %. Так как при закачке кислота фильтруется, в основном, в обводненный интервал, увеличивая его проницаемость, что приводит к резкому увеличению темпов

роста обводненности. При обводненности скважин более 40 % применяют кислотные составы с ПАВ и растворы ПАВ. [8]

Использование безкислотных составов способствует разрушению тяжелых компонентов нефти в ПЗП, очистке забоев скважины и улучшению фильтрации нефти.

Безкислотный состав для обработки скважин включает ПАВ, жидкий углеводород и спирт. Возможно, также, использование чистых углеводородных растворителей или их смесей, но эффективность таких композиций, как правило, ниже.

При наличии в ПЗП скважин капиллярно-связанной воды процесс фильтрации углеводородов затрудняется и требует высоких давлений закачки растворов. Такие проблемы можно преодолеть путем использования взаимных растворителей (спирты, кетоны, эфиры) или композиций, содержащих растворитель и ПАВ. При этом обеспечивается комплексность воздействия на пласт, включая снижение набухаемости глин и восстановление относительных фазовых проницаемостей.

Эффективным средством предотвращения набухания глин является изменение поверхностного натяжения на границе с водой, то есть гидрофобизация породы. Для этой цели используют асфальтены, тяжелые нефтяные фракции, малорастворимые ПАВ, катионоактивные ПАВ и кремнийорганические гидрофобизаторы.

Кремнийорганические гидрофобизаторы способны образовывать мономолекулярное покрытие на поверхности глинистых минералов, практически несмачиваемое водой.

На X месторождении необходимо испытание соляно-кислотной обработки.

Требования к химическим реагентам, рекомендуемым к применению в технологиях увеличения нефтеотдачи

Для выравнивания профиля приемистости от нагнетательных скважин и создания фильтрационных барьеров в роли выравнивающих составов

предлагаются к применению различные модификации термогелеобразующей композиции Галка и Метка. В технологиях, направленных на регулирование процесса нефтевытеснения и нефтеизвлечения возможно применение нефтевытесняющей композиции ИХН-КА (на основе ПАВ, аммиачной селитры и карбамида).

Суть метода заключается создания барьера для фильтрации воды при помощи композиции Галка (смесь хлорида алюминия и карбамида) состоит в том, что после закачки гелеобразующей жидкости под воздействием повышенной температуры осуществляется химическое преобразование компонентов системы с образованием геля гидрата окиси алюминия.

При температуре выше 70 °С один из компонентов системы (карбамид) гидролизует с образованием аммиака и двуокиси углерода, что постепенно повышает рН раствора:



Выделяющийся аммиак образует щелочную буферную систему (рН≈9,0-10,5). При этом из хлорида алюминия образуется гель гидроксида алюминия:



При помощи образовавшихся гелей происходит сдерживание прорывов воды от нагнетательных к добывающим скважинам, благодаря чему достигается выравнивание профилей приемистости и повышение охвата пласта.

Эта технология имеет дополнительный эффект, который получается при увеличении подвижности нефти в пористой среде за счет образующегося диоксида водорода.

Наличие ПАВ в растворе увеличивает смачивание породы нефтяного пласта, увеличивает проникающую и нефтевытесняющую способность раствора.

Кроме того, в УФ «ЮганскНИПИнефть» совместно с НИИ «Нефтеотдача» была разработана модифицированная жидкая товарная форма композиции Галка – реагент РВ-3П-1 по ТУ38.602-22-97, которая представляет собой готовую композицию растворов хлорида алюминия и карбамида с

добавками. Применение реагента РП-3В-1 значительно упрощает применение технологии, т. к. технологический процесс заключается в соответствующем разбавлении химвреагента закачиваемой водой при определенном соотношении.

Физико-химическая сущность применения композиции ИХН-КА, состоящей из ПАВ, аммиачной селитры, карбамида и воды инициирует гидролиз карбамида с образованием аммиака под воздействием высокой температуры пласта, который при взаимодействии с пластовой и закачиваемой водой образует аммиачную воду и в совокупности с закачиваемыми ПАВ (АФ₉,₁₂, ОП-10, сульфонат и др.) и аммиачной селитрой происходит создание щелочной буферной системы с рН 9,0-10,5 и выделением углекислого газа непосредственно в пласте. В этом интервале рН ПАВ обладает максимальной нефтевытесняющей (вымывающей) способностью, а адсорбция ПАВ из гидролизованной композиции на пористой среде значительно меньше по сравнению с водными растворами ПАВ. Композиции ИХН и ИХН-КА сходны по методике воздействия на пласт, но в силу коррозионной активности композиции ИХН ее применение в значительных объемах не целесообразно.

3.2.2 Терригенные отложения

Главной целью обработки терригенных коллекторов является повышение продуктивности скважин за счет очистки призабойной зоны. Несмотря на то, скелет породы состоит из зерен кварца в терригенных коллекторах содержатся различные глинистые материалы, которые могут быть удалены в ходе операции. Также в состав терригенных коллекторов могут входить карбонаты, оксиды металлов, хлориды и аморфный кремнезем, которые могут быть подвержены воздействию.

Единственной кислотой растворяющей силикатные материалы является фтористоводородная кислота (HF) поэтому она используется при большинстве обработок.

Но стоит отметить, что при реакции с фтористоводородной кислотой, ионы кремния, алюминия, натрия, калия, магния и кальция, которые могут

присутствовать в пласте, способны создавать нерастворимые в воде осадки и снижать продуктивность.

Время реакции определяется структурой породы, содержанием глин, концентрацией кислоты и температурой.

Это крайне важно при кислотных обработках в пластах с высокой температурой, где соляная и грязевая кислоты имеют высокую скорость реакции, их глубина проникновения в пласт составляет несколько сантиметров. Для таких пластов необходим подбор специальных составов, позволяющей увеличить глубину проникновения в пласт при высокой температуре.

Для терригенных коллекторов важно уделять внимание как обработки добывающих скважин, так и нагнетательных. [8]

В отличие от карбонатных коллекторов, где основной эффект связан с растворением пород, для терригенных коллекторов технология в первую очередь направлена на нейтрализацию повреждения призабойной зоны возникающая при бурении, либо при подборе оптимальной жидкости закачки.

3.3 Перспективы применения технологии на X месторождении

3.3.1 Проведем выбор технологии для скважин X месторождения

Поскольку месторождение находится в начальной стадии проведем подбор операции, основываясь на данных месторождений-аналогов.

Подбор оптимальной кислоты

Для карбонатных пород обычно используется раствор соляной кислоты (10-15%), для юрских пластов рекомендуется применять глинокислотный раствор - смесь 10-15% HCl и 1-3% HF.

Концентрация ограничивается для облегчения вынесения продуктов реакции, а также для того чтобы не допустить.

Соотношения СКР и ГKR зависят от состава породы, повреждения пласта и накопленного опыта проведения операций. Стандартно соотношение составляет 1 к 1, но может менять до 3 к 1 в любую стороны.

Также помимо выбора кислоты важно уделить внимание выбору ингибиторов, стабилизаторов и ПАВ, необходимых для проведения операции.

Подбор Ингибитора коррозии

Ингибиторы применяются для уменьшения коррозионной активности кислотного раствора. При этом их эффективность снижается с ростом температуры. Выбор ингибитора необходимо осуществлять на основе таблицы 4.3.

Таблица 4.3- Виды ингибиторов

Ингибитор	Рекомендуемая концентрация при $T_{пл}$, %			
	<60 °С	60-90 °С	90-110 °С	110-130 °С
Катапин КИ-1	0,2	0,3	0,4	0,5
Катапин + уротропин (1 : 1)	0,2 + 0,2	0,3 + 0,3	0,4 + 0,4	0,5 + 0,5
Б2	0,2	0,3	0,4	-
И-2-А	0,2	-	-	-
И-2-А + уротропин (1 : 2)	0,2 + 0,4	0,3 + 0,6	0,4 + 0,7	0,4 + 0,9

Подбор Стабилизатора железа

Стабилизатор предназначен для избежания выпадения осадка гидроокиси железа при проведении операции.

Для выбора стабилизатора можно воспользоваться данными таблицы 4.4

Таблица 4.4- Стабилизаторы для кислоты

Стабилизатор	Пластовая температура, °С	Содержание железа,	Концентрация стабилизатора, %
Уксусная кислота	< 60	< 0,1	1,0
		< 0,2	1,5
		< 0,5	3,0
Лимонная кислота	< 90	< 0,3	0,5
		< 0,5	1,0
		< 0,3	0,08
Сульфат натрия	< 110	< 0,3	0,08
Уксусная + лимонная кислота	< 120	< 0,2	2,0 + 0,4
КРАСТ	< 140	< 0,3	0,07

Подбор ПАВ

ПАВ используются для улучшения фильтрации кислотного раствора и избежания блокировки пор продуктами реакции, помогают облегчить процесс удаление продуктов реакции из пласта. Данные для выбора оптимального

реагента приводятся в таблице 4.5.

Таблица 4.5- Варианты использования ПАВ

Рекомендуемые ПАВ	Характеристики		Пластовая температура, °С
	пластовой воды	нефти	
Не применяются	1	Мас — 1	> 80
ОП-10, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК	> 2	Мас > 1	> 80
	> 2	Мас > 1	— 80
Сапаль, ОП-10, дисоль- ван, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК, проксанолы, проксамины, КАУФЭ-14 и для пресной воды - сульфанола		%	
ОП-10, превоцел, W-ON, ОП-7, ОЖК	2	Любые	> 80
Сапаль, ОП-10, дисоль- ван, превоцел, W-ON, неонол, ОП-7, ОЖК, проксамины, КАУФЭ-14	2		— 80
Примечание.*W _S воды; W _m > 2 - другие вод д = 1 - риевые - гидрокарбонат воды; W хлоркальциевые			

Также при проведении подбора технологии необходимо обращать внимание на данные, написанные в документации по реагентам.

В качестве продавливающих и вытесняющих жидкостей обычно используются водные растворы ПАВ на основе пластовой или пресной технической воды.

Помимо этого добавляют 0,5 % ПАВ в зависимости от концентрации активного вещества.

Подбор технологии для X месторождения

Учитывая опыт месторождений-аналогов выберем следующий состав кислоты: 10 % HCl + 1 % HF, соотношение между объемами СКР и ГКР рекомендуется 1:2.

Подберем оптимальный ингибитор – с учетом того что пластовая температура на X месторождении составляет 80 °С оптимальным выбором является 0,3% катапина КИ-1 (таблица 1.3), в качестве стабилизатора

предлагается использовать 0,5% лимонной кислоты (таблица 1.4). В роли ПАВ рекомендуется использовать ОП-10 концентрацией 0,3% (таблица 1.5).

В среднем на 1 метр толщины необходимо 1,2 м³ кислоты, то есть на необходимо порядка 12 м³.

Количество концентрированной товарной соляной кислоты для 10%-ного солянокислотного раствора может быть так же найдено по формуле

$$W_k = \frac{Ax \cdot W(B-z)}{Bz(A-x)}, \quad (3.3)$$

где A=214 и B=226 – числовые коэффициенты для кислоты 8%-ной концентрации; x – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора; z – 27,5%-ная концентрация товарной кислоты; W=30 м³ – объем кислотного раствора.

Следовательно,

$$W_k = \frac{214 \cdot 8 \cdot 12 \cdot (226 - 27,5)}{226 \cdot 27,5 \cdot (214 - 8)} = 3,2 \text{ м}^3 \text{ принимаем } W_k = 3,2 \text{ м}^3.$$

В качестве ингибитора принимаем катапина КИ-1. необходимое количество катапина КИ-1 определяется по формуле

$$Q = \frac{74bxV}{A-x}, \quad (3.4)$$

где b – процент добавки катапина КИ-1 к соляной кислоте (для уникола У-2 принимают 0,3% по объему от количества концентрированной кислоты,); x – 8%-ная концентрация солянокислотного раствора; W=30 м³ – объем кислотного раствора; A – числовой коэффициент принимаемый равным 214 для 8%-ной концентрации кислоты.

Следовательно,

$$Q = \frac{74 \cdot 0,3 \cdot 8 \cdot 12}{214 - 8} = 10,3 \text{ л}$$

Против выпадения на солянокислотного раствора содержащихся в нем солей железа добавляем уксусную кислоту в количестве

$$Q_{у.к.} = \frac{1000bV}{C}, \quad (3.5)$$

где b – процент добавки уксусной кислоты к объему раствора; $W=12 \text{ м}^3$ – объем солянокислотного раствора; C – концентрация уксусной кислоты (принимается 80%).

Следовательно,

$$Q_{\text{у.к.}} = \frac{1000 \cdot 0,5 \cdot 12}{80} = 75 \text{ л}$$

Для растворения содержащихся в породе кремнистых соединений и предупреждения их выпадения в виде геля кремниевой кислоты добавляем к соляной кислоте плавиковую кислоту в количестве

$$Q_{\text{п.к.}} = \frac{1000bV}{m}, \quad (3.6)$$

где b – процент добавки плавиковой кислоты к объему раствора (1%); $W=12 \text{ м}^3$ – объем солянокислотного раствора; m – концентрация товарной плавиковой кислоты в процентах содержания HF (обычно $m=60\%$). Следовательно

$$Q_{\text{п.к.}} = \frac{1000 \cdot 1 \cdot 12}{60} = 200 \text{ л},$$

В роли интенсификатора для понижения поверхностного натяжения предлагаем применение детергента советского, для понижения скорости реакции и более глубокого проникновения кислоты в пласт.

Необходимая концентрация – 1%.

$$12 \text{ м}^3 \cdot 0,01 = 0,12 \text{ м}^3 \text{ или } 120 \text{ л}.$$

Количество воды для приготовления принятого объема солянокислотного раствора

$$V = W - W_{\text{к}} - \sum Q \text{ м}^3, \quad (3.7)$$

Где $W_{\text{к}}$ – объем солянокислотного раствора;

$W_{\text{к}} = 3,2 \text{ м}^3$ – объем концентрированной товарной соляной кислоты;

$\sum Q = 10,3 + 75 + 200 + 120 = 405,3 \text{ л} \approx 4 \text{ м}^3$ – суммарный объем всех добавок к солянокислотному раствору

$$V = 12 - 3,2 - 4 = 4,8 \text{ м}^3.$$

Оценим потенциальный эффект от проведения технологии по формуле 3.8

$$S = \left[\frac{k}{k_d} - 1 \right] \ln \frac{r_d}{r_w} \quad FE = \frac{Q_D}{Q_{UD}} = \frac{\ln \frac{r_e}{r_w}}{\ln \frac{r_e}{r_w} + S} \quad (3.8.)$$

Для скважины радиусов 0,1 м, с поврежденной зоной 0,3 м и радиусом контуром 500 м, прирост дебита в зависимости от проницаемости будет следующим – таблица 4.6.

Таблица 4.6- Эффективности технологии для X месторождения

Отношение $K_{поврежд}/K_{вост}$	Отношение $Q_{после}/Q_{до}$
0,1	4
0,2	1,6
0,4	1,25
0,6	1,07
0,8	1

Построим график для полученной зависимости – рисунок 4.2.

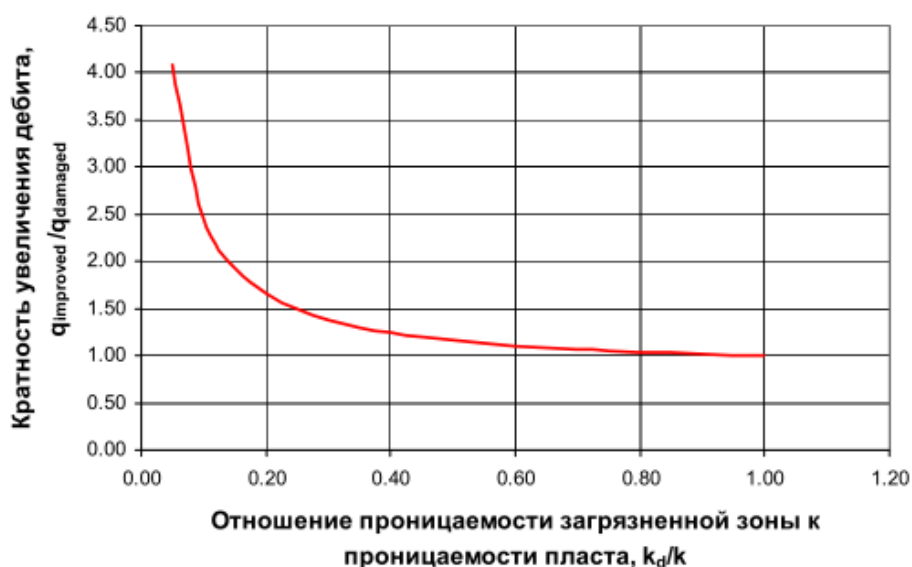


Рисунок 3.2 – Зависимость прироста дебита от загрязненности проницаемости призабойной зоны.

Из полученных расчетов видно, что при загрязнении призабойной зоны менее чем на 20% проведении операции невыгодно. При этом загрязнении призабойной зоны на 60% и больше требует проведения СКО. Для случаев между этими значения необходима экономическая оценка (с ценами на текущий момент приводится в главе 5).

3.3.2 Дальнейшее развитие технологии проведения соляно-кислотных обработок

В процессе разработки месторождения необходимо совершенствовать используемые технологии для того чтобы решать актуальные проблемы.

Одной из наиболее актуальных проблем является разработка низко проницаемых пластов. Рассмотрим перспективную технологию, которая имеет опыт успешного применения в мире, на месторождениях со схожими свойствами.

Обработка газированной кислотой

Увеличивает глубину растворения при помощи инициирования газовой фазовой проницаемости активной кислоты до максимальных по размеру каналов, чем обеспечивает их расширение.

Способ направлен в первую очередь на низкопроницаемые терригенные коллектора и может быть рекомендован для юрских пластов

Газированная кислота представляет собой смесь обычной для обработок кислоты с газом (природный газ или азот.). Делятся по содержанию газовой фазы на аэрозоли (преобладает газовая фаза) и газированные кислоты (преобладает жидкая фаза).

По мере насыщения газа происходит рост проникающей способности кислоты, так как происходит снижение поверхностного натяжения на границе с породой. Это позволяет раствору проникать даже в самые мелкие трещины.

В качестве газа обычно используется азот, воздух или углекислый газ.

Наибольшее часто встречающимся является азот, поскольку он позволяет понизить коррозионную активность и взрывоопасность кислоты.

В случае степени аэрации больше 4,5 происходит обработка кислотными аэрозолями – насыщенными парами кислоты, которые могут проникать в наиболее мелкие каналы.

Сразу после окончания закачки раствора в пласт начинают его очистку от продуктов реакции при помощи открытия затрубной задвижки и нагнетания в НКТ чистой газовой фазы.

Поскольку данный процесс непрерывный, то общее время операции не превышает 10-12 часов, что оказывает положительное влияние на технико-экономические показатели мероприятия.

Применение данной технологии способно увеличить рентабельность скважин (особенно тех, на которых уже были проведены кислотные обработки), и рекомендуется для дальнейшего анализа и пробной эксплуатации).

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Организационная структура управления и основные направления деятельности АО «Томскнефть» ВНК

Компания АО «Томскнефть» ВНК производит свою деятельность в Томской области и ХМАО, основным направлением является добыча нефти и газа.

В настоящий момент большая часть активов компании находится на поздней стадии разработки, что требует поиск новых активов.

Одним из таких является X месторождение, которое в настоящий момент еще не введено в разработку, но бурение планируется в ближайшие годы.

С учетом того что собственный опыт разработки месторождения, за основу брался опыт разработки соседних месторождений-аналогов.

Эксплуатационные затраты рассчитаны в соответствии с удельными текущими затратами и объемными технологическими показателями вариантов разработки на основе фактических издержек на добычу нефти в АО «Томскнефть» ВНК за 2018 г. сложившиеся по месторождению-аналогу.

За основу при оценке стоимости скважин и стоимости операции брались данные по ближайшим месторождениям, со схожей геологической обстановкой осадконакопления.

Целью работ является оценка потенциала технологии СКО для решения наиболее часто встречающихся проблем.

4.2 Исходные данные для расчета эффективности внедрения методов увеличения нефтеотдачи

В данной главе оценивается экономическая эффективность проведения технологии СКО для скважин Нижнетабаганского месторождения.

В главе 4 приводится оценка прироста дебита от технологии СКР в зависимости от снижения проницаемости призабойной зоны.

Проведение операции рекомендуется при снижении проницаемости пласта на 60%. При этом ожидается рост дебита на 25%. При меньшем загрязнении призабойной зоны эффект роста дебита незначительный, при большей – значительно выше. Оценим рентабельности для данной точки. [22]

Объем кислоты оценивался в главе 4, цены приведены актуальные для региона.

Стартовые дебиты взяты с учетом ожидаемых параметров работы скважин по действующему проектному документу.

Таблица 5.1- Исходные данные для расчета

	Наименование показателя	ед. измерения	Значение
1	Курс \$ к рублю Центральным Банком РФ на 21.04.2019 г.	руб./долл.	64
2	Цена реализации нефти, Томская область	руб. за тонну	13000
3	Цена реализации нефти	\$ за баррель	69
5	Коэффициент пересчёта баррель в тонны	*	7,2
6	Коэффициент пересчёта дебита куб. м. в тонны	*	0,85
7	Количество дней работы скважины в год,	дни	347
8	Норма рентабельности,	%	20
9	Налог на прибыль	%	20
10	Срок действия лицензионного соглашения	лет	25
11	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки до внедрения мероприятия	20	
12	Среднесуточный дебит скважины (прогноз), куб. м. в сутки после внедрения мероприятия	25	
14	Увеличение эксплуатационных затрат, млн. руб.	0,1	
16	Стоимость СКО, млн. руб.	1,3	

4.3 Расчет экономической эффективности применения метода увеличения нефтеотдачи

На первом этапе оценки эффективности проектов определяется общий объем инвестиций. Всего инвестиционные затраты на рассматриваемый период определяются по формуле:

$$I_0 = I_1 + I_2 + I_3 + I_4, \quad (1)$$

где I_0 – общие инвестиционные затраты компании, млн. руб.;

I_1 – финансирование геологоразведочных работ, млн. руб.;

I_2 – стоимость лицензионного участка, млн. руб.;

I_3 – затраты на научно-исследовательские работы и проектно-сметную документацию, млн. руб.;

I_4 – организационные затраты, млн. руб.

Капитализация затрат на лицензионном участке определяется по формуле:

$$I_k = s * \sum_{i=1}^n Qi, \quad (2)$$

где I_k – капитализация затрат, млн. руб.;

s – средний уровень капитализации геологоразведочных работ по отрасли, рублей за тонну;

Q – прирост доказанных запасов нефти в i -том году, млн. тонн;

n – Период расчёта, лет.

Выручка от реализации проектов определяется следующим образом:

$$R_0 = q * F * \sum_{i=1}^n k \quad (3)$$

где R_0 – выручка от реализации, млн. руб.;

q – Среднесуточный дебит скважины, тонн в сутки;

F – Количество рабочих дней в году;

k – Количество вводимых скважин в i -том году нарастающим итогом, ед.

Прибыль (p) определяется исходя из среднего уровня рентабельности по отрасли. В данном случае рентабельность составила 20%.

Движение денежных средств (поток наличности) определяется как разница между общими инвестиционными затратами и выручкой от реализации продукции в каждом периоде и с учётом нарастания показателей.

Для оценки эффективности проектов рассчитываются показатели:

- рентабельность капитализированных затрат;
- доходность инвестиций;
- срок окупаемости;
- отношение стартовой цены лицензионного участка к расчётным извлекаемым запасам, руб./тонну;
- отношение объёма финансирования к приросту извлекаемых запасов, руб./тонну.

Рентабельность капитализированных затрат (return on capitalized costs) определяется по формуле:

$$ROCC = p_i / I_k \quad (4)$$

p_i – Прибыль в i -том году;

В данном случае считается не целесообразным дисконтировать стоимость капитала, так как на стадии выбора участка расчёт будет с большой погрешностью, т. е. неопределённостью. Это так же связано и с тем, что не определены источники финансирования: структура собственного и заёмного капитала. Поэтому доходность инвестиций (return on investment) в данном случае может быть определена по формуле:

$$ROI = p_i / I_i \quad (5)$$

I_i – Объем инвестиций в i -том году;

Срок окупаемости T_p (payback period) определяется как соотношение инвестиций и прибыли, которая получена за счёт данных инвестиций:

$$T_{pi} = I_i / p_i \quad (6)$$

Выручка от реализации продукции (Vt) рассчитывается как произведение цены реализации нефти на объем добычи:

$$Vt = (C_n \times Q_n + C_g \times Q_g)^t,$$

где C_n , C_g - соответственно цена реализации нефти и газа в t -м году тыс. руб.;
 Q_n , Q_g - соответственно добыча нефти и газа в t -м году тыс. тонн.

На этапе выбора проекта необходимо знать запас его финансовой устойчивости (зону безопасности). С этой целью предварительно все затраты предприятия следует разбить на две группы в зависимости от объёма производства и реализации продукции: переменные и постоянные. Следует отметить, что классификация затрат на постоянные и переменные носит условный характер, поскольку одна и та же статья расходов в различных условиях может быть зависимой и независимой от объёма производства. [22]

Переменные затраты увеличиваются или уменьшаются пропорционально объёму производства продукции. Это расходы сырья, материалов, энергии, топлива, зарплаты работников на сдельной форме оплаты труда, отчисления и налоги от зарплаты и выручки и так далее. Постоянные затраты не зависят от объёма производства и реализации продукции. К ним относятся амортизация основных средств и нематериальных активов, суммы выплаченных процентов за кредиты банка, арендная плата, расходы на управление и организацию производства, зарплата персонала предприятия на повременной оплате и другое. В соответствии с Международными стандартами финансовой отчётности (МСФО) прибыль и калькулирование себестоимости можно формировать двумя способами: *absorption costing* (традиционный способ, с полным распределением затрат); *marginal costing* (маржинальный метод, по переменным издержкам).

В калькуляции себестоимости с полным распределением затрат постоянные производственные накладные расходы включаются в себестоимость продукции и если готовая продукция не реализована остаются в остатках готовой продукции на складе. В системе калькуляции себестоимости по переменным издержкам постоянные производственные накладные расходы не включаются в себестоимость продукции, а относятся непосредственно на счёт прибылей и убытков в том периоде, когда они произошли. При использовании *absorption costing* в период роста объёма продаж прибыль может

уменьшаться несмотря на то, что цена реализации и структура затрат не изменились. Такая ситуация возникает в связи с тем, что недостаток (избыток) возмещения постоянных накладных расходов рассматривается как расходы периода. А такие корректировки искажают данные о движении прибыли.

Напротив, при использовании системы калькуляции себестоимости по переменным издержкам вычисления показывают, что при увеличении объёма продаж прибыль так же растёт, а при уменьшении объёма продаж – падает.

Причина этих изменений заключается в том, что при использовании маржинального метода прибыль зависит только от объёма продаж при условии, что продажная цена и структура затрат неизменны. Однако в системе absorption costing прибыль зависит как от объёма продаж, так и от объёма производства.

Кроме того, маржинальный метод ясно показывает сколько необходимо производить продукции, чтобы работать безубыточно. Преимущества маржинального подхода данный метод обеспечивает более полезную информацию для принятия управленческих решений; на прибыль не влияет изменение запасов готовой продукции на складе; метод позволяет избежать капитализации постоянных накладных расходов в неликвидных запасах.

Постоянные затраты вместе с прибылью составляют маржинальный доход предприятия.

Деление затрат на постоянные и переменные, и использование маржинального дохода позволяет рассчитать порог рентабельности, то есть ту сумму выручки, которая необходима для того, чтобы покрыть все постоянные расходы предприятия. Прибыли при этом не будет, но не будет и убытков. Рентабельность при такой выручке будет равна нулю.

Величина маржинального дохода показывает вклад предприятия в покрытие постоянных затрат и получение прибыли.

Расчет порога рентабельности и запаса финансовой устойчивости проведем с использованием международных стандартов финансовой отчетности.

Данный расчет для наглядности представим в табличном варианте. В дипломной работе удельный вес условно – постоянных затрат принимается студентом самостоятельно в пределах 35%; удельный вес условно – переменных затрат в пределах – 65 %.

Цель анализа безубыточности (*Cost- profit analysis*) или CVP- анализа – установить, что произойдет с финансовыми результатами, если определен уровень производительности (дебит скважины) или объем производства изменится. Анализ безубыточности основан на зависимости между доходами от продаж, издержками и прибылью в течение короткого периода, когда выход продукции предприятия ограничен уровнем имеющихся в настоящее время в её распоряжении действующих производственных мощностей.

Точка безубыточности – это точка, где доход от реализации равен совокупным затратам, т.е. нет ни прибыли ни убытков. Критическая точка (точка безубыточности) определяется по формуле:

$$T_k = B / (w - a), \quad (9)$$

где T_k – точка безубыточности проекта, в натуральных единицах;

B – условно- постоянные затраты, тыс. руб. в год;

w – цена одной тонны нефти, тыс. руб.;

a – условно-переменные затраты на единицу продукции, тыс. руб./тонну.

Расчет порога рентабельности, запаса финансовой устойчивости на лучшем лицензионном участке на пятый год реализации проекта

Таблица 5.2- Результаты расчета порога рентабельности

№ п/п	Показатели	Проект		
		до внедрения мероприятия	после внедрения	изменения
1.	Основные экономические показатели			
	Капитальные затраты на мероприятие	100	101,2	1,2
	Выручка от реализации, млн. руб.:	90,22	112,78	22,56
	- себестоимость добычи;	72,18	73,58	1,40
	- прибыль	18,04	39,20	21,16
2.	Эффективность от деятельности			
	Рентабельность, %	20,0	34,8	14,8

	Срок окупаемости капитальных вложений, лет		1 месяц	
--	--	--	---------	--

Как видно из проведенных расчетов технология окупает себя за один месяц. Это объясняется ее низкой стоимостью. При этом предложенные диагностические мероприятия для поиск перспективных зон, приведенные в предыдущей главе можно проводить в рамках имеющихся сил без привлечения дополнительных ресурсов.

Таблица 5.3- Расчет порога рентабельности

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	112775
2.Налогооблагаемый доход, тыс. руб.	НД	39199
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	73576
4.Сумма переменных затрат, тыс. руб.	А	44146
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	29430
6.Сумма маржинального дохода, тыс. руб.	МД	68629
7.Доля маржинального дохода в выручке, %	Дмд	61
8.Порог рентабельности, тыс. руб.	ПР	44000
9.Запас финансовой устойчивости, тыс. руб.	Зфу	112757
- в натуральном выражении, тыс. руб		92275

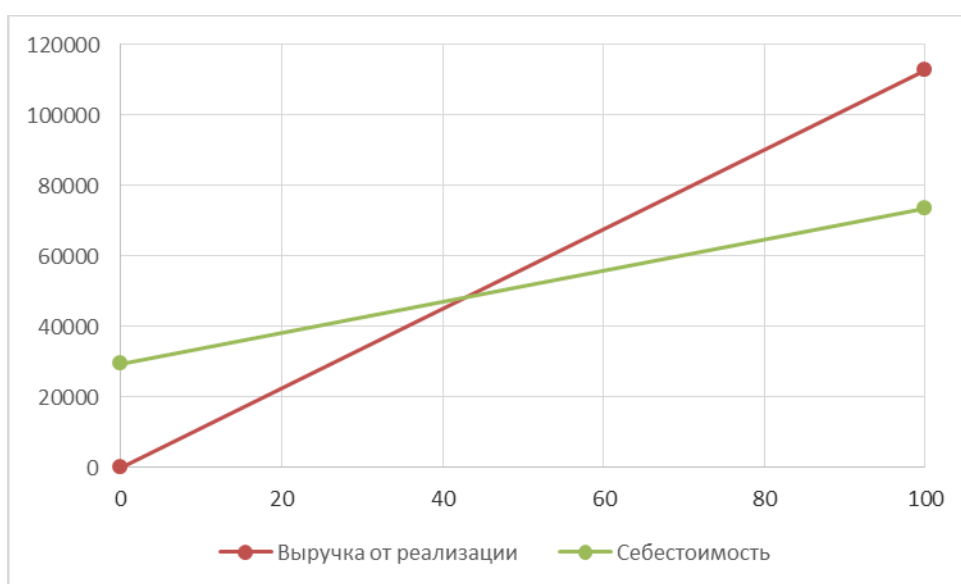


Рисунок 4.1 – Порог рентабельности

Таблица 5.4- Результаты расчета точки безубыточности проекта

Наименование показателя	Условное обозначение	Значение показателя
1.Выручка (доход) от реализации продукции, тыс. руб.	ВР	112775
2.Налогооблагаемый доход (прибыль), тыс. руб.	НД	39199
3.Себестоимость реализуемой продукции	с	73576
4.Сумма переменных затрат на единицу продукции, руб.	а	5088,8
5.Сумма постоянных затрат, тыс. руб.	В	29430,4
6.Цена 1 тонны, руб.	w	13000
7.Объем добычи, тонн в год	Q	3900
8.Точка безубыточности, тонн	Тк	1800

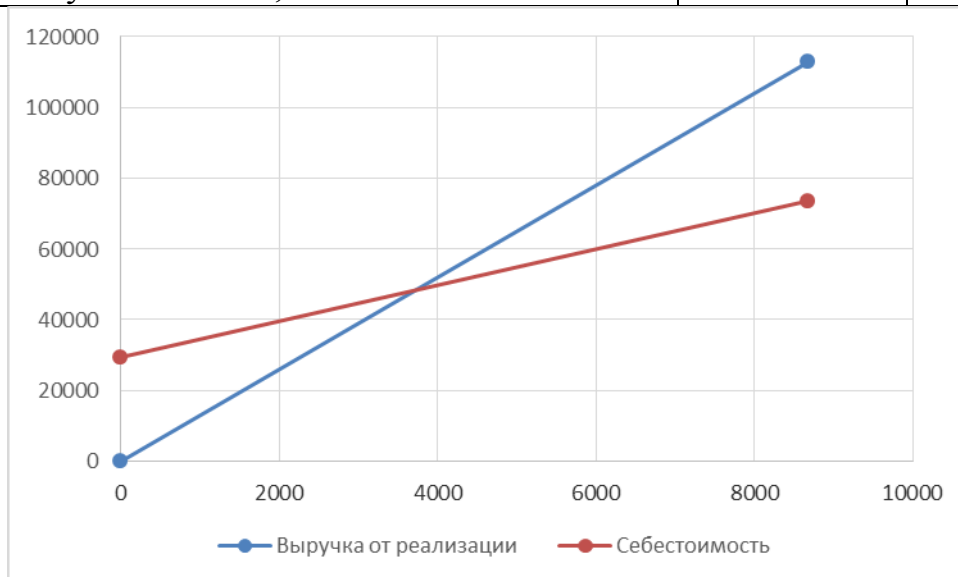


Рисунок 4.2 – График точки безубыточности проекта

Вывод:

Прирост дебита на 25% (загрязнение призабойной зоны на 60%) позволяют существенно увеличить рентабельность проекта, а также дать дополнительное время для рентабельной работы скважин.

В связи с этим можно сделать вывод, что технология проведения СКО является перспективной для данного месторождения.

Однако необходимо понимать, что со временем стоимость ресурса и операций может меняться, а также что перед началом работ необходимо проведение расчетов.

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

ВВЕДЕНИЕ

Дипломная работа посвящена подбору технологии соляно-кислотной обработки для скважин X месторождения.

Теоретическая часть работы подразумевает обоснование оптимальной технологии при помощи расчетов с использованием ЭВМ, после чего предложенные технологии планируются к реализации на X месторождении.

В административном отношении X нефтяное месторождение находится в Парабельском районе Томской области, открыто в 1973 году, но введено в разработку только с января этого года.

Территория рассматриваемого района характеризуется слабо развитой инфраструктурой, отсыпано 2 площадки под кусты пробуренных скважин.

Работы планируются к проведению на кустовых площадках при проведении соляно-кислотной обработки в краевых зонах только в зимнее время.

Для проведения операций будет использоваться крупногабаритная техника, работающая под высоким давлением. Работы будут вестись как в дневное, так и в ночное время. [9]

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – основной документ, характеризующий нормы трудового законодательства. [10]

В частности «Статья 56» трудового кодекса характеризует трудовой договор как «соглашение между работодателем и работником, в соответствии с которым работодатель обязуется предоставить работнику работу по обусловленной трудовой функции, обеспечить условия труда, предусмотренные трудовым законодательством и иными нормативными

правовыми актами, содержащими нормы трудового права, коллективным договором, соглашениями, локальными нормативными актами и данным соглашением, своевременно и в полном размере выплачивать работнику заработную плату, а работник обязуется лично выполнять определенную этим соглашением трудовую функцию в интересах, под управлением и контролем работодателя, соблюдать правила внутреннего трудового распорядка, действующие у данного работодателя».

С учетом того что специалистами, работающими на промысле, будут выполняться работы в том числе и в ночное время необходимо уделить внимание статье 96 – работам в ночное время.

Ночным временем является промежуток с 22 часов до 6 утра, продолжительность работ в данной промежуток должна быть сокращена на час без последующей отработки.

Также крайне важно знать статьи 209 – 231, в которых описаны правила касающиеся охраны труда.

К примеру в статье 212 говорится о том, что работодатель обязан обеспечить безопасность работников при эксплуатации зданий, сооружений, оборудования, осуществлении технологических процессов, а также применяемых в производстве инструментов, сырья и материалов.

Помимо этого в обязанности работодателя входит предотвращение аварийных ситуаций, которые могут оказать негативное воздействие на здоровье сотрудников, в случае получения повреждений в обязанности работодателя входит оказание первой помощи.

Теоретическая часть магистерской диссертации рассчитана с использованием ЭВМ.

Основным регламентирующим документом по данной части является ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования. [11]

В данном стандарте описываются общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении расчетов в положении сидя.

В нем указаны размерные характеристики рабочего места, зона досягаемости моторного поля, зона для выполнения ручных операций.

К примеру для легких по точности работ, к которым относятся использования ЭВМ для мужчин требуется высота рабочей поверхности не менее 750 мм.

При этом очень часто используемые средства отображения информации (монитор ЭВМ) должны располагаться в вертикальной плоскости под углом не более 15° от нормальной линии взгляда.

Опасные и вредные факторы, которым подвергаются сотрудники при выполнении полевых работ, приведены в разделе 6.2. [12]

5.2 Производственная безопасность

Наиболее опасные и вредные факторы, которым подвергается человек при проведении полевых работ, приведены в таблице 6.1.

Таблица 6.1- Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Недостаточная освещенность рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ СП 52.13330.2016 СанПиН 2.2.4.548–96 ГН 2.2.5.3532–18 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе			+	
Повышенная загазованность воздуха рабочей среды			+	
Пожаровзрывоопасность	+	+	+	
Электрический ток	+	+	+	
Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования			+	

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Поскольку проведение СКО крайне дорогостоящий процесс, то часть работ проводится, в том числе и в ночное время суток не зависимо от видимости.

СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 характеризует требования к освещению (нормы освещенности территории вне зданий приведены в таблице 6.2). [13]

Необходим постоянный контроль за соблюдением установленных правил, так как недостаточная освещенность может стать причиной получения травм или возникновения чрезвычайных ситуаций.

Таблица 6.2 Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2

Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Другой характерной особенностью района является регулярное проведение работ в зимнее время в условиях Севера, когда температура может опускаться до крайне низких значений.

Подобные климатические условия могут стать причиной переохлаждения, обморожения и нанести вред здоровью человека.

Для того чтобы этого избежать необходимо следовать допустимой продолжительности однократного пребывания работников на открытом воздухе. (Таблица 6.3). [14]

Помимо этого необходимо использование специальной утепленной формы.

Таблица 6.3- Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энергозатрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	"-"
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

Повышенная загазованность воздуха рабочей среды

На кустовой площадке работает различная техника, которая загрязняет окружающий воздух. Необходим контроль содержания вредных веществ в атмосфере (таблица 6.4), в случае повышенной загазованности необходима остановка работ, устранение источника вредных веществ. [15]

Сероводород обладает резким неприятным запахом, может вызвать тошноту и головокружение, а в случае сильной передозировки – приводит к нарушению зрения, может стать причиной смерти человека.

Другим опасным веществом является сероуглерод. Он имеет психотропные, нейротоксические свойства, которые связаны с его наркотическим воздействием на центральную нервную систему. Также в повышенных концентрациях может приводить к летальному исходу.

Таблица 6.4- Допустимые нормы содержания вредных веществ.

название элемента	Величина ПДК мг/м ³	агрегатное состояние	класс опасности
сероводород	10	п	2
сероводород в смеси с углеводородом	3	п	3
сероуглерод	1	п	3
ментано	5	п	3
пропан	10	п	3

Пожаровзрывоопасность

Углеводороды являются легковоспламеняющимися веществами, что требует уделения особого внимания правилам пожарной безопасности.

Основные правила приводятся в «Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности».

Во время проведения работ требуется повышенное внимания в данному фактору. Более подробно данные вопрос описан в разделе 6.4 данной главы.

[16]

Электрический ток

Оборудование, используемое при соляно-кислотной обработке, находится под высоким напряжением.

Для избежания чрезвычайных ситуаций необходим постоянный контроль за качеством изоляции, информирование при помощи специальных знаков о нахождении опасных зон, проведение инструктажей по технике безопасности.

[17]

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

Процесс обработки скважины задействует движущиеся механизмы, опасные для здоровья сотрудников.

В первую очередь необходимо обозначение опасных зон, а также проведение инструктажа по выполнению работ. В зоне действия должны отсутствовать посторонние люди, оборудование должно проходить регулярную проверку.

5.3 Экологическая безопасность

Настоящий раздел разработан в соответствии с требованиями действующих нормативных и проектных документов, и законодательством в области охраны окружающей природной среды.

Литосфера

При разработки месторождения (СКО) возможны выбросы пластовой жидкости на поверхность.

В целях рационального использования недр и их охраны от негативного воздействия предусматривается:

- использование при строительстве новых скважин малотоксичных химреагентов IV класса опасности;
- изоляция водоносных и нефтегазоносных пластов цементированием заколонного пространства;
- закачка в продуктивные нефтяные пласты минерализованной воды взамен изымаемой из пласта нефти;
- изъятие подземных вод в количествах, обеспечивающих сохранность основных свойств используемых водоносных пластов;
- сбор и обезвреживание отходов буровых работ;
- осуществление консервации или ликвидации скважин по индивидуальному плану, согласованному с местными органами Госгортехнадзора и военизированным отрядом по предупреждению и ликвидации открытых фонтанов.

Гидросфера

Благодаря немногочисленности скважин на кустовых площадках и равномерности распределения по месторождению объектов обустройства влияние возможного поступления токсичных веществ в гидросферу будет носить локальный характер.

С целью минимизации воздействия и предохранения подземных вод от загрязнения предусмотрено концентрированное размещение скважин в кустовом основании, что позволяет сократить площадные размеры техногенного вторжения и сосредоточить проведение комплекса

природоохранных мероприятий и регламентных работ на участках, доступных для эффективного контроля.

Для обеспечения артезианской водой технологических потребностей строительства эксплуатационных скважин на каждой планируемой кустовой площадке предусматривается бурение по одной артскважине глубиной 170 м. Артезианские воды приурочены к водоносному горизонту разномерных песков атлымской и новомихайловской свит, залегающих в интервале глубин 150-165м, защищенных от загрязнения с поверхности глинистыми толщами. Воды пресные, по химическому составу гидрокарбонатные, кальциево-магнйвые с содержанием железа до 5.8 мг/л..

В целях исключения загрязнения водоносного горизонта пресных вод при бурении разведочно-эксплуатационных артскважин в качестве промывочной жидкости используется буровой раствор с применением глиняного порошка. Участок вокруг устья скважины размером 1.0 x 1.0 x 0.1 м бетонируется. С целью предупреждения загрязнения подземных вод вокруг артскважин организуется зона санитарной охраны (ЗСО).

Атмосфера

Основная деятельность, планируемая на X месторождении – добыча и транспортировка нефти. Основными существующими источниками выброса ЗВ в атмосферу являются:

- факел - организованный источник выбросов углеводородов по метану, диоксида азота, оксида углерода, диоксида углерода, сажи, бенз(а)пирена;
- свеча рассеивания на БКНС - организованный источник выбросов углеводородов по метану;
- неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры скважин – неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов;
- неплотности соединений ЗРА, насосов и сепараторов, расположенных на площадке УПСВ - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов, бензола, ксилола, толуола;

- нефтепровод - неорганизованный источник выбросов предельных углеводородов; неплотности фланцевых соединений запорно-регулирующей арматуры на площадке БКНС - неорганизованные источники выбросов предельных углеводородов, масла минерального;
- передвижной сварочный пост - неорганизованный источник выбросов оксидов железа, соединений марганца, пыли неорганической, фторидов, фтористого водорода, диоксида азота, оксида углерода, хрома шестивалентного. [20]

Загрязняющие вещества (ЗВ), выбрасываемые в атмосферу от существующих источников, относятся к 1 – 4 классам опасности.

В условиях равнинного рельефа месторождения и отсутствия препятствий, вытянутых в одном направлении, возможность длительного застоя выбрасываемых ЗВ исключается. Минимизация негативного воздействия на атмосферный воздух территории разработки достигается:

- полной герметизацией технологического оборудования;
- контролем швов сварных соединений трубопроводов;
- защитой оборудования от коррозии;
- оснащением предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- сбросом газа с предохранительных клапанов на факел.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

При проведении процесса соляно-кислотной обработки существует риск возникновения ЧС.

ГОСТ Р 22.0.07-95. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Источники техногенных чрезвычайных ситуаций. Классификация и номенклатура поражающих факторов и их параметров характеризует и классифицирует

основные виды ЧС. [18]

Поражающие факторы при возникновении чрезвычайных ситуаций делятся на факторы химического и физического воздействия.

К наиболее опасным факторам стоит отнести тепловое воздействие и воздушную ударную волну.

Наиболее опасной ЧС происходящей при бурении новых скважин является возгорание пластового флюида.

Для бурения скважины зачастую применяются РУО – углеводородсодержащие растворы, которые относятся к классу легко воспламеняющихся.

В случае возникновения возгорания масштаб может быть значительный, поэтому в первую очередь необходимо проведения мер для предотвращения возгорания.

Все работники должны пройти инструктаж и сдать тестирования на знания техники пожарной безопасности и порядка действий в случае возникновения аварии.

Непосредственно перед началом работ необходимо проведение дополнительного инструктажа.

В случае возникновения чрезвычайных ситуаций в первую очередь требуется покинуть опасную зону, по возможности оказав помощи коллегам.

Удалившись на достаточное расстояние, следует сообщить специальные службы о произошедшем и следовать их инструкциям.

Необходимо помнить, что самое важное при ЧС – сохранение жизни и здоровья сотрудников.

Выводы по разделу

Выполненная магистерская диссертация направлена на применение метода интенсификации добычи на новых скважинах X месторождения.

При этом соляно-кислотная обработка – крайне сложный технологический процесс, который производится как в дневное, так и ночное время, при любых температурных условиях.

Работы ведутся под высоким давлением и напряжением, используется крупногабаритная техника, а также загрязняющие воздух машины. Все это может стать причиной нанесения вреда здоровью человека либо возникновения ЧС.

Для того чтобы этого избежать в рамках данного раздела выделены основные опасные и вредные факторы, с учетом регламентных документов указаны допустимые отклонения параметров, приведена последовательности действий при возникновении ЧС.

Следование указаниям позволит избежать серьезных последствий.

6 ЗАКЛЮЧЕНИЕ

При выполнении магистерской диссертации были получены следующие результаты:

1. Солянокислотная обработка позволяет удалять загрязнение на терригенных коллекторах (юрские пласты), а также увеличивать продуктивность карбонатных коллекторов (палеозойские отложения), однако необходим подбор кислоты и добавок для каждого случая.
2. Опыт разработки месторождений-аналогов показывает потенциальный прирост от технологии 2,5 тыс. т для терригенных коллекторов и до 5 тыс. т. для карбонатных.
3. С учетом опыта месторождения-аналогов произведено планирование проведения СКО, подобраны необходимые добавки и их объемы.
4. Операцию рекомендуется проводить на всех скважинах с загрязнением призабойной зоны более чем на 60%.
5. Проводить операцию на зонах с загрязнением менее чем на 40% нецелесообразно.
6. Для зон с загрязненностью от 40 до 60% необходим экономический расчет в зависимости от потенциала скважины.

Расчетами обоснована технологическая эффективность, которая заключается в увеличении дебита нефти на 25% после проведенного мероприятия, что влечет за собой положительный экономический эффект.

7 СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Курилович Р. О. Анализ абсорбционной осушки газа с применением вакуумной ректификации: расчет абсорбера / М. И. Крылов, Р. О. Курилович ; науч. рук. С. Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXII Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири, Томск, 2-7 апреля 2018 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2018. — Т. 2. — [С. 691-693].
2. Курилович Р.О. Анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки на карбонатных отложениях / Р. О. Курилович, Д.В. Бурсаев : науч. рук. И.С. Хомяков // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).
3. Курилович Р.О. Экономическая эффективность использования химических методов воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи на месторождении X/ Р. О. Курилович, Д.В. Бурсаев : науч. рук. И.С. Хомяков // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

8 СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект пробной эксплуатации Нижнетабаганского нефтеконденсатного месторождения Томской области/ П.В. Молодых, ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2018 г. – 91 с.
2. «Технологическая схема опытно-промышленной разработки Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения» / Глазунов П.А., ОАО «ТомскНИПИнефть», г. Томск, 2014 г.
3. Материалы по оперативному изменению запасов нефти, газа и конденсата по залежам пластов Ю₁¹, Ю₃, Ю₅ Нижнетабаганского нефтегазоконденсатного месторождения, Томск-2014. О.А. Франц, В.Г. Кужелев, В.Ж. Абдульменов и др.
4. Муслимов Р.Х. Нефтеотдача: прошлое, настоящее, будущее: учебное пособие. - Казань: Изд-во «Фэн» Академии наук РТ, 2012. -664 с. 48 с. ил.
5. Лысенко В.Д. Разработка нефтяных месторождений. Эффективные методы. - М.: Недра, 2009, 552 с.
6. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов интенсификации: 153-39.1-004-96/ Минтопэнерго РФ. – 1994 г. – С. 30
7. Токарев М.А., Ахмерова Э.Р., Файзуллин М.Х. Контроль и регулирование разработки нефтегазовых месторождений: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 2001. -61 с.
8. Методическое руководство по оценке технологической эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи пластов / ВНИИнефть. - М., 1993.
9. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп.. -

- Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с. Ссылка на электронный каталог НТБ ТПУ
10. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018)
 11. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
 12. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
 13. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95
 14. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
 15. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
 16. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности
 17. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
 18. ГОСТ Р 22.0.01-2016. Безопасность в ЧС. Основные положения.
 19. Лысенко В.Д., Грайфер В.И. Разработка нефтяных месторождений. Проектирование и анализ. - М.: Недра, 2003, 638 с.
 20. Карапузов И. А. Анализ способов утилизации попутного нефтяного газа: поиск рационального решения по снижению нагрузки на окружающую среду / И. А. Карапузов, М. С. Егорова // Энергетика: эффективность, надежность, безопасность : материалы XXI Всероссийской научно-технической конференции, 2-4 декабря 2015 г., Томск : в 2 т. — Томск : СКАН, 2015. — Т. 2. — [С. 199-201].
 21. Курилович Р.О. Анализ эффективности проведения соляно-кислотной обработки на карбонатных отложениях / Р. О. Курилович, Д.В. Бурсаев : науч. рук. И.С. Хомяков // Проблемы геологии и освоения недр: труды

XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

22. Курилович Р.О. Экономическая эффективность использования химических методов воздействия на пласт для повышения нефтеотдачи на месторождении X/ Р. О. Курилович, Д.В. Бурсаев : науч. рук. И.С. Хомяков // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума студентов и молодых ученых имени академика М.А. Усова «Проблемы геологии и освоения недр», посвященном 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К. В. Радугина. 2019 г. (в печати).

9 ПРИЛОЖЕНИЕ А

Раздел 9

LITERATURE REVIEW OF INTERNATIONAL EXPERIENCE OF THE USE OF ACIDIC TREATMENTS

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Т	Курилович Роман Олегович		

Консультант школы отделения (НОЦ) _____ (аббревиатура школы, отделения (НОЦ)) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Хомяков И.С.	К.Х.Н.		

Консультант – лингвист отделения (НОЦ) школы _____ (аббревиатура отделения (НОЦ) школы) _____ :

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Новикова В.С.			

LITERATURE REVIEW OF INTERNATIONAL EXPERIENCE OF THE USE OF ACIDIC TREATMENTS

At the moment, the world has accumulated considerable experience in the application of chemical methods to increase the oil recovery factor.

In order to achieve maximum results in the development of the selected field, it is necessary to study the experience of using the most promising technologies.

At the same time, an important factor is that the X field is represented by terrigenous and carbonate deposits.

In the work SPE 166885 "Approach to optimization of acid treatment in oil reservoirs" Volnov I. A., Speck, S. N., Ovcharov P. A., LUKOIL overseas Service B. V. 2013 outlines approaches for improving the technology.

Acidic effect is a widespread and effective method of increasing the oil recovery of carbonate reservoirs. Treatment with aqueous solutions of acids bottom-hole zone of the well allows you to clean and extend the pore channels and cracks, which allows for the intensification of the inflow of fluids from the formation and to create new channels, dissolving the minerals composing the rock. At the same time, the method of acidification is economically inexpensive and technologically simple. In this case, the treatment may differ in design, for example, when choosing formulations, volumes of reagents, injection rate and pressure, the use of additives to accelerate or slow down chemical processes. Due to the fact that the acid etches the carbonate rock unevenly, the created conductive channels are usually preserved when the crack is closed.

The article is based on the model of two-phase displacement of oil by aqueous acid solution. The problem of design optimization by finding the extremum of the oil production growth function and NPV (Net present value) depending on the acid volume is solved. Thus, the possibility of increasing the efficiency of such measures as acid treatment is shown.

The paper describes, how the use of a two-dimensional model of the parameters of the injection allows to optimize the parameters of acid treatment.

In the work SPE-182067-RU "A rapid method for evaluation of the effectiveness of acid composition for intensification of oil production with respect to geological and physical conditions of a particular layer" Silin M. A., Magadova L. A., Gubanov V. B., Tsygankov, V. A., Russian state University of oil and gas (national research UNIVERSITY) named after I. M. Gubkin, Veremko N. A. OOO "LUKOIL-Engineering" of 2016, discusses the effectiveness of using chemicals to process the hydrochloric acid treatment.

As is known, most acidic compositions intended for use in oil production intensification technologies contain various surface active agents (SAA).

In filtration studies, the efficiency of SAA -containing acid compositions is estimated by increasing the permeability of the core, which may be the result of two processes: the dissolution of the rock and the washing of oil from the surface of the pore channels. When both processes take place simultaneously, it is impossible to assess the contribution of each.

Express-method involves research on single cores. Only if, as a result of the acidic composition, it is possible to obtain a positive result to increase the filtration-capacitance characteristics of the core sample, it is possible to proceed to a complete simulation on the core sample with residual water or oil saturation.

The experiments were performed on a high-pressure filtration plant using extracted core samples of a specific object selected for processing.

The new approach is to replace the complex process of acid impact studies in order to select the most effective compositions, using a simpler study on single water-saturated and oil-saturated cores. All this will reduce the work on testing acid compositions by eliminating the time-consuming process of research on the composite model, as well as prevent the use of inefficient compositions in the field.

In contrast to the experiments to determine the coefficient of oil displacement by water, as well as experiments to determine the phase permeability curves, where composite models of a porous medium are used to avoid end effects , in this case single samples of core material are used , since the main purpose of these

experiments is to identify the effect of acid composition on the filtration-volumetric parameters (FES) of a porous medium.

Secondly, the peculiarity of this technique is the fact that it allows you to quickly and without additional expensive studies of the structure and composition of the core material not only to choose, but also to adapt the acid composition to specific reservoir conditions and characteristics of the porous medium.

Thus, all necessary further complex of researches is carried out only with the selected acid compositions, but not with all quantity submitted for testing of structures that considerably saves time and means.

Developed a rapid methodology to assess the effectiveness of a SAA-containing acidic formulations for reservoir properties reservoir rock through research on single cores. Only if, as a result of the acid composition, it is possible to obtain a positive result to increase the filtration-volumetric parameters on single core samples, it is possible to proceed to a full simulation on a composite reservoir model with residual water or oil saturation.

The experiments are performed on a high-pressure filtration plant using extracted core samples of a specific object selected for processing.

The new approach is to replace the complex process of acid impact studies in order to select the most effective compositions on the composite reservoir model, studies on single cores. This makes it possible to trace separately how the interaction of the acid composition with the rock occurs, using a simple filtration study on a single water-saturated core, and, if the first stage is passed, to study separately the behavior of the same acid compositions in the porous medium of the productive reservoir containing the oil of the corresponding field on the ability All this will reduce the work on testing acid compositions by eliminating the time-consuming process of research on the composite reservoir model, as well as prevent the use of inefficient compositions in the field, because the full simulation shows the total effect of the processes of dissolution of the rock and pre-wash oil, which can level each other.

In the article SPE-191701-18RPTC-RU "Development through technology: results of the application of acid systems to improve the injectivity of horizontal wells in

the Caspian offshore field" Mikhail Yuryevich Golinkin and Ildar Khalilov, LUKOIL-Nizhnevolzhskneft; Sergey Vereshchagin, Dmitry Ovsyannikov, Vladimir Kobets and Mykola Kulinich, Schlumberger, Inc Logelco 2018 describes the experiences of applying the technology on horizontal wells.

According to the results of the use of various acid systems in two horizontal water injection wells of the Korchagin field, the following conclusions can be noted.

5. When selecting the optimal acid systems for successful stimulation of the carbonate formation in a horizontal well, the following aspects should be considered:
 - Formation energy – formation pressure.
 - The temperature of the reservoir.
 - Heterogeneity of carbonate reservoir properties along the treated interval of the horizontal well.
 - The number of previously carried out acid treatment on the well candidate for the bottom-hole treatment.
 - The scope and sequence of the use of acidic systems and deflector for treatment of horizontal interval.
6. The dependences of increasing the pick-up coefficients with a significant increase in the volume of acid for hydrochloric acid treatment using only 15% HCL were confirmed, a significant increase in the design diameter of the trunk after such hydrochloric acid treatments was noted.
7. A significant increase in increasing the odds of the pick-up managed to achieve this by using in the works the hydrochloric acid treatment with HCL deflecting systems, allowing to increase the coverage of the reservoir along the horizontal section of the wells, and thereby to redistribute HCL in new places. In this case, the amount of acid used is reduced compared to a typical hydrochloric acid .
8. The next increase in the values of the pickup coefficients to new levels was achieved after the addition of hydrochloric acid treatment to the program, along with HCL and deflecting systems, stages with delayed hcl acid, which allows to reduce the reaction rate of acid with the reservoir rock and increase the

coverage of the reservoir.

In the work of the SPE-192565-RU "The Initiative for gradual intensification of acid in a giant carbonate reservoir" Ruslan Manabaev, Nazgul Abylgazieva, Genghis Bobiev and Bekzhan Saduakassov, Tengizchevroil; Dmitry Abdrazakov and Vladimir Stepanov, Schlumberger; Egor CoE, John Clark, Akylbek Kamysbaev, Robert Tayr, Sagdi Nurmanov, and Bolat Ismailov, Tengizchevroil; Daniyar Argyns, Schlumberger, 2018, says about the use of technology in carbonate reservoirs.

In order to optimize, using the concept of optimal flow, injection rates, fluid types, volumes, and the sequence of stages for all target intervals were adjusted. This concept assumes that the parameters are optimal when the regime of dominating wormholes is formed for maximum coverage of zones within the collector interval. In addition, the treatment volumes were adjusted to avoid excessive acid injection when the impact on skin reduction in these areas was negligible. Optimized processing parameters, the resulting model the flow of injection was used during the incremental acid of intensification in the studied wells.

Effective uniform placement of acid systems over the reservoir interval is key to successful well stimulation. Historical data show that the use of chemical deflecting agents alone may not always provide sufficient deviation for effective acid treatment, especially in wells with high heterogeneity between zones. This fact was confirmed by logging data and the results of the intensification of the inflow after the acid treatments. Therefore, for this test, it was decided to combine the technique of mechanical separation and the use of chemical self-bending compounds to assess the possible increase in the efficiency of acid stimulation of productive intervals.

Thus, acid selective stimulation is performed in stages: first, the perforation of the lower interval and acid treatment of this interval by pumping through the tubing. Then the perforation of the overlying interval, the descent and installation of an inflatable packer on the coil tubing between the perforation intervals After confirming the isolation of the lower horizon, the acid treatment is carried out by pumping the acidic compositions into the tubing of the coiled tubing (during acid

stimulation, the coiled tubing remains anchored by an inflatable packer in the well). Selective acid treatment (mechanical separation interval of productive horizon and chemical compositions of the deflector) has been applied to the bore of T-5052, primary stimulation system this well acted single-phase acid system in slow motion.

It can be concluded that the performed acid treatments made it possible to remove the skin factor obtained during the drilling of the well and significantly improve the message in the critical matrix of the formation. Also, a combined technique of separation of the intervals of the inflatable packer and the application of viscoelastic compositions samotkanye provided a more uniform placement of acid core systems in a productive interval, respectively, and increased coverage of the reservoir.

A targeted integrated approach was introduced and implemented to achieve optimized acid treatment parameters. Work was carried out to study the formation of wormholes on samples of the Tengiz core, as well as their 3D visualization, evaluation of the effectiveness of acid systems, as well as the use of a new generation of software calibrated in accordance with the data obtained from the results of research on the Tengiz core.

The work was performed safely and efficiently with a slight increase in costs (less than 10%) for all three wells, compared to conventional methods that have been applied in the past. All this has been made possible by careful planning, exceptional cooperation and joint efforts of all parties involved. Valuable lessons learned and established methods from this study will be used for future acid treatments in various wells in Tengiz.

Research work at the end of acid treatments (Tursinbayeva, 2012) to assess acid injection, homogeneity of production profiles and long-term production performance is planned for the near future and will provide the necessary information to complete the analysis of the performed acid treatments.

Also in the framework of the thesis was analyzed the experience described in the article "the Results of large-volume processing of bottom-hole injection wells of fields of OJSC "Surgutneftegas"" A. P. Kondakov, S. V. Gusev, O. G. narozhny, 2016.

The main results of the work are:

1. Treatment of injection wells of the group of formations of US2 fields of OAO "Surgut-neftegas" with acid compositions of large volume using a coiled tubing unit showed the possibility of a significant increase in the pick-up capacity compared to the traditionally carried out treatments on the waste-free technology. The duration of the effect increases more than 2 times.
2. The surrounding production wells due to the increase in compensation selection of fix and connection to the work of the previously non-draining layers, as evidenced by the results of a GIS, production of liquids increased almost in 2 times.
3. For stable operation of injection wells of formations of the US2 group in problem areas, it is necessary to carry out bottom-hole treatment with acid compositions of a large volume using a coiled tubing unit at least 2 times during the year.
4. This technology can be used not only in injection wells of US2 formations, but also in wells of other objects of development, where there are problems with maintaining the pick-up at the required level and there is a low success of acid treatments according to the traditional no-pass technology.