

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ</b>

УДК 622.245.54:622.276

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Шмонин Артемий Сергеевич		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

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

По разделу «Социальная ответственность»

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

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

**Планируемые результаты обучения**

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

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

\_\_\_\_\_  
 (Подпись)      (Дата)      (Ф.И.О.)

**ЗАДАНИЕ**  
**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы
---------------------

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б7Г	Шмонин Артемий Сергеевич

Тема работы:

Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях
Утверждена приказом директора (дата, номер) <span style="float: right;">89-13/с от 30.03.2021</span>

Срок сдачи студентом выполненной работы:	22.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Анализ литологических и геологических особенностей карбонатных коллекторов. Рассмотрение причин загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны пласта. Опыт разработки месторождений карбонатных коллекторов. Обобщение требований к скважинам-кандидатам для обработки призабойной зоны. Анализ современных технологий обработки и очистки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов. Анализ применяемых современных композиций для обработки и очистки призабойной зоны пласта

	карбонатных коллекторов.
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b> <i>(с указанием разделов)</i>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.и.н. Дукарт Сергей Александрович
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Фех Алина Ильдаровна
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Современные подходы к разработке карбонатных коллекторов нефтяных	
Анализ современных применяемых геолого-технических мероприятий на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами	
Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Шмонин Артемий Сергеевич		31.03.2021

## **ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ**

**ПЗП** – призабойная зона пласта

**ФЕС** – фильтрационно-ёмкостные свойства

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны

**АВПД** – аномально высокое пластовое давление

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения

**СКО** – солянокислотная обработка

**ГКО** – глинокислотная обработка

**ПАА** – полиакриламид

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**ГДИС** – гидродинамические исследования скважин

**ГИС** – геофизические исследования скважин

**ПКО** – пенокислотная обработка

**КО** – кислотная обработка

**НКТ** – насосно-компрессорные трубы

**СУЭСП** – самоходная установка электропрогрева скважин

**НКТ** – насосные компрессорные трубы

**ВНК** – водонефтяной контакт

**ГНК** – газонефтяной контакт

**ГВЖ** – гидровакуумная желонка

**ГПП** – гидropескоструйная перфорация

**ИЭР** – инвертный эмульсионный раствор

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 115 страниц, в том числе 16 рисунков, 12 таблиц. Список литературы включает 26 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: призабойная зона пласта, проницаемость, продуктивность, кислотная обработка, карбонатный коллектор, загрязнение.

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

Цель исследования – анализ методов и технологий обработки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях.

В процессе исследования были рассмотрены причины загрязнения призабойной зоны пласта. Проведен анализ методов обработки призабойной зоны карбонатного пласта, а также комплексный подход к обработке ПЗП. Рассмотрены основные показатели подбора скважин для проведения ОПЗ.

В результате исследования выявлены основные причины загрязнения призабойной зоны карбонатных коллекторов, обосновано применение кислотных обработок призабойной зоны пласта, представлен комплексный подход к ОПЗ.

Область применения: рассмотренные технологии эффективно применять на любых стадиях разработки месторождения при различных загрязнениях призабойных зон карбонатных пластов.

Потенциальная экономическая эффективность связана с дополнительной добычей нефти за счет применения оптимальной технологии обработки призабойной зоны карбонатного пласта.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	9
1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.....	11
1.1 Анализ литологических и геологических особенностей карбонатных коллекторов.....	14
1.2 Причины загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны пласта.....	20
1.3 Опыт разработки месторождений карбонатных коллекторов .....	31
2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ.....	38
2.1 Требования к скважинам-кандидатам для обработки призабойной зоны.....	38
2.2 Технологии обработки и очистки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов.....	40
2.3 Анализ современных композиций при обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов.....	68
3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ.....	78
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	87
4.1 Анализ влияния мероприятия на технико-экономические показатели.....	87
4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия.	90
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	97

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	97
5.2 Производственная безопасность.....	99
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия .....	100
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего).....	104
5.3 Экологическая безопасность.....	106
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	108
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	110
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	111
ПРИЛОЖЕНИЕ А .....	114
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	115

## ВВЕДЕНИЕ

В процессе разработки месторождений неизбежно происходит снижение проницаемости, коэффициента продуктивности скважины вследствие загрязнения призабойной зоны пласта и возникающих в ней осложнений.

Для решения данной проблемы в настоящее время существуют различные технологии воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном улучшении проницаемости и проводимости призабойной зоны пласта (ПЗП). По явлениям, лежащим в основе технологий воздействия на ПЗП, выделяются химические, механические, физические, термические методы. Выбор метода обработки призабойной зоны пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора, насыщающих их флюидов и специальных гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта. На сегодняшний день наиболее эффективными являются комбинированные технологии интенсификации приемистости и притока скважин.

Карбонатные коллектора достаточно мало изучены, а улучшение фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта является важной задачей при разработке месторождений, поэтому комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов является достаточно актуальным.

Целью выпускной квалификационной работы является обоснование применения эффективных технологий для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов на основании анализа причин, послуживших ухудшению фильтрационно-емкостных свойств.

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

1. Рассмотреть литологические и геологические особенности карбонатных коллекторов.

2. Представить современный подход к разработке месторождений карбонатных коллекторов.

3. Проанализировать современные геолого-технические мероприятия и применяемые кислотные композиции на нефтяных месторождениях с карбонатными коллекторами.

4. Рассмотреть комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях.

## **1 СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К РАЗРАБОТКЕ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ**

Продуктивность скважин – это характеристика добывающей скважины, определяющей отбор пластового флюида при ее эксплуатации. Численно оценивается как коэффициент продуктивности скважины, равный отношению дебита скважины к депрессии, создаваемой на её забое.

Продуктивности скважин со временем изменяются. И одна из основных причин снижения продуктивности скважин – ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта.

Призабойная зона пласта (ПЗП) представляет собой область пласта, примыкающую к скважине, которая вскрывает пласт, и в ее пределах изменяются фильтрационно-ёмкостные свойства (ФЕС) продуктивного пласта. Состояние этой зоны оказывает существенное влияние на продуктивность скважины.

Важной характеристикой призабойной зоны пласта, оказывающей влияние на продуктивность скважины, представляет собой проницаемость – способность горных пород пласта пропускать сквозь себя флюиды при перепаде давления. С помощью скин-фактора можно оценить изменчивость проницаемости в примыкающей к скважине зоне. Данный гидродинамический параметр характеризует дополнительное фильтрационное сопротивление течению флюида в околоскважинной зоне пласта, приводящее к снижению дебита по сравнению с совершенной скважиной. То есть для преодоления сопротивления, возникающего вследствие ухудшения проницаемости в зоне очень небольшой толщины вокруг скважины, требуется повышенное давление, однако имеется ограничение – энергетические возможности продуктивного пласта, поэтому происходит снижения продуктивности.

М. Хоукинс в 1956 году предложил для расчета скин-фактора следующую формулу [12]:

$$S = \left( \frac{k_r}{k_d} - 1 \right) \ln \frac{r_s}{r_c} \quad (1)$$

Он использовал концепцию скина как кольцеобразной зоны вокруг скважины с измененной проницаемостью, построив затем следующую модель скважины:

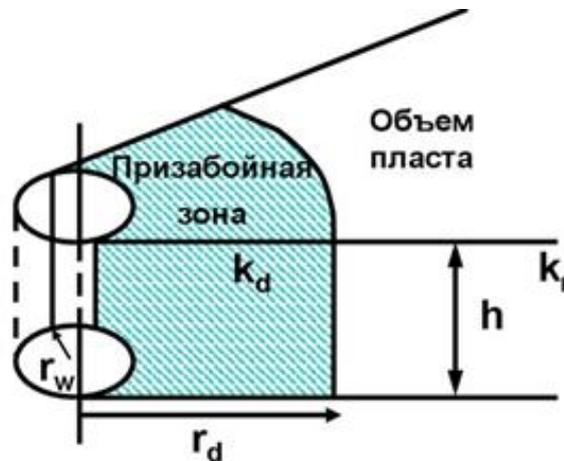


Рисунок 1– Модель Хоукинса

где  $k_r$  – проницаемость коллектора,  $h$  – эффективная толщина коллектора,  $k_d$  – проницаемость измененной зоны,  $r_d$  – радиус измененной зоны,  $r_w$  – радиус скважины.

Данный подход позволяет вычислить скин-фактор с помощью свойств призабойной зоны:

- если  $k_d < k_r$  (повреждение), скин-фактор является положительным;
- если  $k_d > k_r$  (интенсификация), скин-фактор является отрицательным;
- если  $k_d = k_r$ , скин-фактор равен 0.

Основное допущение при оценке скин-фактора – протяженность скин-зоны относительно мала по сравнению с границами пласта  $r_s \ll r_e$ . Т.е. считаем, что приток через скин-зону установившийся.

Ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия пласта, строительства скважины, вторичного вскрытия пласта и всего эксплуатационного периода, а также в периоды ремонтов скважин, сопровождаемых фильтрацией жидкостей глушения.

Для восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП на всех этапах разработки нефтяного месторождения проводится обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Выбирается метод ОПЗ пласта исходя из причин, послуживших снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора и на основе гидродинамических и геофизических исследований по оценке фильтрационных характеристик ПЗП.

Впервые о применении метода кислотной ОПЗ пласта упомянуто в 1895 году. Герман Фреш – ученый, занимавший должность главного химика на нефтеперерабатывающем заводе Solar, стал создателем технологии кислотной обработки, заключающейся в обработке карбонатов соляной кислотой, и запатентовал её в 1896 году. Данная технология была испытана в 1895 году, однако её применение вызвало коррозию скважинного оборудования, поэтому активно применять кислотную обработку начали позже, с появлением ингибиторов коррозии.

Спустя почти четыре десятилетия в СССР для увеличения дебита скважин начали проводить солянокислотную обработку (СКО). В 1934 году на месторождении Верхнечусовские городки впервые была произведена СКО продуктивного пласта, сложенного карбонатными отложениями. Активное применение СКО с 1947 года отмечалось на Бакинских промыслах, сложенных терригенными породами. Серьезный вклад в развитие кислотных обработок на месторождениях Удмуртии внёс Сучков Борис Михайлович, возглавлявший институт УдмуртНИПИнефть. Успешные результаты применения кислотных обработок в Удмуртии обусловлены проведением их на месторождениях с карбонатными коллекторами.

В Западной Сибири одни из первых ОПЗ пластов кислотными составами начали проводить под руководством Феликса Григорьевича Аржанова – начальник Главтюменнефтегаза, и главного геолога – Юрия Борисовича Фаина.

Помимо СКО начали применяться глинокислотные обработки (ГКО), включающие соляную и плавиковую композиции. Обработка терригенного коллектора таким составом показала высокий результат. Также стали

испытывать кислотные ОПЗ на основе соляной (HCl) и грязевой (HCl+HF) кислот с добавкой стабилизаторов в виде лимонной и уксусной кислот стандартизированных концентраций и объемов, однако еще недостаточно внимания уделялось времени реакции и способам освоения.

Со временем кислотные обработки становились все более востребованными и рентабельными, что было связано с истощением запасов и все более проявляющимися осложнениями в ПЗП. Поэтому появилась потребность и заинтересованность в улучшении качества проведения ОПЗ. Например, было предложено для каждого конкретного случая, в зависимости от пластовых условий и минералогического состава породы, подбирать конкретный тип ОПЗ.

В настоящее время изобретаются кислотные составы, содержащие полиакриламид (ПАА) и различные поверхностно-активные вещества (ПАВ), например «Химеко ТК-2», «Химеко ГК» (разработаны в РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина), однако цена новых кислотных составов достаточно высока, поэтому зачастую проводятся совместно ГКО и СКО с добавлением ПАВ.

Стоит отметить, что большое внимание в настоящее время уделяется методам комплексной обработки ПЗП. Это объясняется неэффективностью применения лишь одной кислотной композиции, когда источники и материалы загрязнения имеют различный состав и природу. При использовании методов комплексной ОПЗ осуществляется воздействие сразу на несколько разных типов веществ, являющихся причинами загрязнения ПЗП.

### **1.1 Анализ литологических и геологических особенностей карбонатных коллекторов**

Карбонатные породы – горные породы, в составе которых преобладают природные карбонаты. Первичные условия седиментации, интенсивность и направленность постседиментационных преобразований определяют коллекторские свойства карбонатных пород, так как за счёт их влияния развиваются поры, каверны, трещины, а также крупные полости

выщелачивания. Большое разнообразие морфологии и генезиса пустот обусловлено такими особенностями рассматриваемых пород, как ранняя литификация, избирательная растворимость и выщелачивание, склонность к трещинообразованию. Большая часть запасов углеводородов сосредоточена в каверно-поровом и поровом типах коллекторов.

Образование пустотного пространства в карбонатных отложениях начинается на стадии седиментогенеза. В качестве первичных (седиментационных) компонентов известняков могут выступать зерна: обломочные (литокласты и интракласты); биоморфные (цельноскелетные, детритовые, шламовые, пеллетовые), сфероагрегатные (оолиты, пизолиты, сферолиты, комки и др.), кристаллы различной размерности. Кроме того, известняки могут представлять собой каркасные постройки (водорослевые, коралловые, кораллово-мшанковые), которые обычно характеризуются высокой полезной емкостью. Структурное разнообразие первичных доломитов существенно меньшее. Чаще всего они представлены мелко- и тонкозернистыми кристаллитовыми или сфероагрегатными структурными разновидностями.

Важнейшее значение в процессе формирования коллекторских свойств имеют вторичные преобразования карбонатных пород нефтегазовых комплексов.

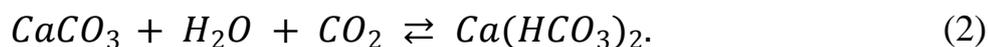
Карбонатные породы преимущественно образуют коллектора сложного типа, обладая несколькими видами пустотного пространства. Метастабильность карбонатных пород приводит к формированию вторичных преобразований, начиная с самых ранних стадий литогенеза. С увеличением глубины вторичные процессы приобретают все большее значение в формировании их пустотного пространства. Одновременно с этим они нивелируют предшествующие диагенетические процессы, а проявленная тектоническая активизация усугубляет постседиментационную проработку пород.

Постседиментационные преобразования карбонатных отложений – это сложный процесс, реализуемый иначе, чем у пород глинистых и обломочных. В

отличие от последних у известняков отсутствует корреляционная зависимость между глубинами их погружения в стратисфере и изменениями плотности (пористости). Уже в условиях начальных стадий литогенеза – раннего диагенеза в субаэральных и мелководно-морских условиях (приливоотливная зона побережья) первично оолитовые осадки с начальной пористостью, колеблющейся от 40 до 70%, в течение очень короткого промежутка времени – от первых десятков лет до десятков тысячелетий могут превращаться в крепко сцементированные спаритовым кальцитом кристаллические породы с почти нулевой пористостью. И наоборот, на глубинах первых тысяч метров под покровом вышележащих отложений в известняках благодаря воздействию подземных вод может развиваться пористость вторичного растворения (выщелачивания)[10].

Из многочисленных литогенетических вторичных процессов преобразования карбонатных пород-коллекторов, влияющих на ФЕС, можно выделить несколько наиболее часто проявляемых в осадочных разрезах: выщелачивание, доломитизация, перекристаллизация, окремнение и сульфатизация. Из них только один – выщелачивание – однозначно положительно влияет на формирование пустотного пространства.

Выщелачивание происходит следующим образом. Карбонатные минералы легко растворяются в присутствии углекислоты, образуя раствор, который затем выносится водой:



Доломитизация – процесс замещения кальцита доломитом:



Вторичная доломитизация в условиях низкой минерализации подземных вод может приводить к образованию дополнительной полезной емкости, но, как показывает практика, чаще доломитизация сопровождается процессами сульфатизации или перекристаллизации (процесс укрупнения размеров кристаллов без изменения их минерального состава, путем растворения

первичных зерен и образования новых, но уже более крупных) и суммарный результат этих процессов – уменьшение пористости. Окремнение и сульфатизация всегда приводят к понижению ФЕС.

Как правило, в результате сложных катагенетических процессов в карбонатных породах формируется пустотное пространство сложного типа, образуются изолированные системы. Это является одной из причин появления зон с давлением выше гидростатического, то есть зон с аномально высоким пластовым давлением (АВПД). Карбонатные породы, в отличие от терригенных, могут проявлять коллекторские свойства на предельных глубинах осадочного чехла, что существенно расширяет перспективы поиска резервуаров нефти в карбонатных разрезах. На больших глубинах чаще всего встречаются зоны с АВПД. Также с увеличением глубины залегания пород-коллекторов растёт и температура. На образование АВПД влияние оказывает температурный фактор, так как коэффициент теплового расширения флюидов, заключенных в изолированном объеме пород, значительно больше, чем у минеральных компонентов горных породах, что приводит к возрастанию давления в замкнутом резервуаре. В процессе разработки стоит учитывать данный достаточно важный осложняющий фактор.

Карбонатные коллекторы в зависимости от характера и объема делятся на: поровые, каверновые, трещинные, а также смешанные. Как правило, строение карбонатных коллекторов представляет собой достаточно сложную систему. Они состоят из макро- и микротрещин, которые вертикально располагаются в слоях. Макротрещины, имеющие вертикальное положение, могут распространяться на несколько сотен метров в длину. Они располагаются друг возле друга на расстоянии от 2 до 10 см. Также не является постоянной и их раскрытость – ее изменения находятся в диапазоне 1-100 микрометров. Стоит сказать, что трещины могут пропускать количество флюидов, которое соответствует самому маленькому значению раскрытости трещин в тех местах, где они сужаются. Точно так же каверзно-пористые коллекторы имеют проницаемость, которая напрямую связана с диаметром фильтрующих пор.

Зачастую, чтобы отнести породу к карбонатному виду, содержание в ней карбонатного материала должно превышать пятьдесят процентов.

Карбонатные коллектора отличаются сложным строением порового пространства, повышенной вязкостью нефти и значительным содержанием асфальтосмолопарафинистых веществ, высокими показателями неоднородности по пористости (трещинноватости) и проницаемости, что значительно усложняет извлечение нефти. Карбонатные отложения преимущественно сложены кальцитом ( $\text{CaCO}_3$ ), магнезитом ( $\text{MgCO}_3$ ) и доломитом ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ), которые активно вступают в химические реакции, в результате чего протекают вторичные процессы, и свойства породы неравномерно меняются. В таких случаях движение скопившихся в порах коллектора углеводородов к скважине может стать практически невозможным, так как, несмотря на сохранение поровой структуры коллектора, связь между порами будет нарушена или вовсе отсутствовать. Свойства коллектора могут значительно различаться в разных точках из-за неравномерного протекания вторичных процессов в пласте, вследствие чего показатели дебита пробуренных рядом скважин могут быть совершенно разными.

Карбонатные коллекторы отличает сложная структура вертикальной послойной макро- и микротрещиноватости. Зачастую трещины пронизывают пористый каркас карбонатного коллектора в разных направлениях и разделяют его на отдельные блоки, образуя «двойную среду», так как нефть фильтруется в таком случае и через поровое пространство блоков породы, и через трещинное пространство между блоками (рисунок 2). Движение нефти в этом случае подчиняется разным законам, соответствующим виду пустот, что важно учитывать при разработке.

За счет трещин увеличивается фильтрационная способность породы, что приводит к лучшему притоку нефти. В трещиноватых коллекторах может наблюдаться явление анизотропии, что может вызывать прорывы газа и воды к добывающим скважинам, если трещины, пронизывающие пласт, распространяются ниже или выше него в водоносный слой или газовую шапку.

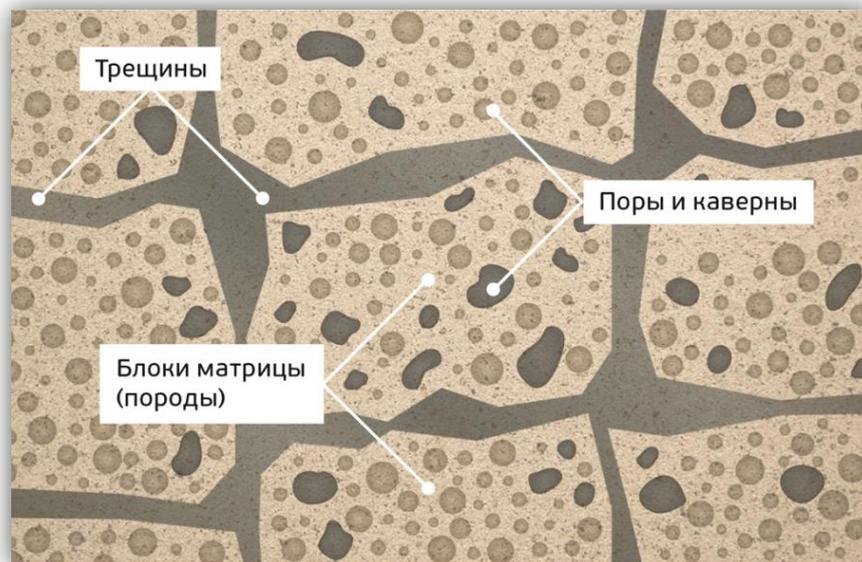


Рисунок 2 – Модель «двойной среды» карбонатного трещиноватого коллектора

Уменьшение проницаемости происходит при снижении забойных и пластовых давлений при разработке месторождений с коллекторами трещинно-порового типа, имеющих высокую проницаемость за счет естественной трещиноватости. Для таких коллекторов свойственно изменение показателей продуктивности скважин в зависимости от степени раскрытости и относительной ёмкости трещин, на что, в частности, влияние оказывает изменение забойного и пластового давлений.

При интенсивном снижении текущего пластового давления отмечается процесс воздействия повышенных эффективных напряжений на пластические свойства пласта. В процессе снижения забойного и пластового давлений происходит уменьшение ёмкости и раскрытости естественных трещин в коллекторе вследствие его деформации. Деформации пород продуктивного интервала негативно проявляется в виде резкого снижения продуктивности скважин в начальный период их эксплуатации. Так на ряде скважин на нефтяных месторождениях Верхнего Прикамья из-за снижения пластовых и забойных давлений произошло уменьшение продуктивности в 10 и более раз [4].

Для карбонатных коллекторов характерно слоистое строение продуктивных толщ, неоднородность по толщине, поэтому в процессе разработки происходит неравномерная послойная выработка запасов. Как уже говорилось выше, при снижении пластового давления изменяются такие показатели, как раскрытость трещин, трещинная проницаемость, коэффициент охвата трещиноватостью продуктивного объёма пласта. Смыкание трещин может происходить в случае снижения пластового давления ниже бокового горного при эксплуатации залежи в режиме растворенного газа. Вследствие сжатия трещин происходит разобщение участков залежи между скважинами с дренируемым объёмом пласта, что приводит к накоплению выделяющегося из нефти газа. Это приводит к тому, что разработка на недавно введенных в эксплуатацию скважинах, будет осуществляться с наличием большого газового фактора.

## **1.2 Причины загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны пласта**

Начальное ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия его при бурении, когда в ПЗП попадают водные фильтраты глинистых растворов, происходит кольматация глинистыми частицами. В процессе взаимодействия фильтрата с минерализованной водой пласта могут образовываться и выпадать в осадок нерастворимые соли, образование стойких эмульсий.

Затем изменение фильтрационных свойств происходит на стадиях строительства, включающих цементирование, при котором происходит фильтрация тампонажной жидкости, и вторичное вскрытие пласта перфорацией, и далее во время всего эксплуатационного периода, сопровождаемого нарушением термобарического равновесия в пластовой системе и выделением из нефти свободного газа, выпадением АСПО, закупоривающих поровое пространство, а также в периоды ремонтов скважин, сопровождаемых фильтрацией жидкостей глушения.

Для нагнетательных скважин характерно ухудшение приемистости по причине закупорки порового пространства пласта продуктами коррозии, нефтепродуктами, илом, которые содержатся в закачиваемой воде.

Продукты жизнедеятельности и разложения микроорганизмов, соединения серы (меркаптаны, сульфиды, сульфаты и др.), относящиеся к биохимическому взаимодействию, также отрицательно влияют на гидропроводность пласта.

При вскрытии продуктивного пласта в процессе бурения происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в фильтрационные каналы горной породы. Фильтрат представляет собой жидкую фазу бурового раствора, которая фильтруется в пласт-коллектор (фильтр – порода-коллектор и глинистая корка на стенке скважины) из-за разности давлений столба жидкости в скважине и пластового давления. В процессе подъёма бурового раствора вверх по скважине происходит его взаимодействие со стволом скважины. При осуществлении бурения на репрессии (давление жидкости в стволе скважины выше пластового давления) буровой раствор оказывает повышенное воздействие на ствол скважины.

Буровой раствор поглощается породой несколькими вариантами:

1. Поглощение жидкого компонента проницаемой породой и образование фильтрационной корки на стенке ствола скважины (твёрдый компонент и эмульсия) за счет адгезионной способности породы. В породах с низкой проницаемостью явление поглощения бурового раствора проявляется в меньшей степени, однако ухудшение циркуляции раствора все же может происходить в случае наличия в породе каверн, большого количества трещин и пустот.

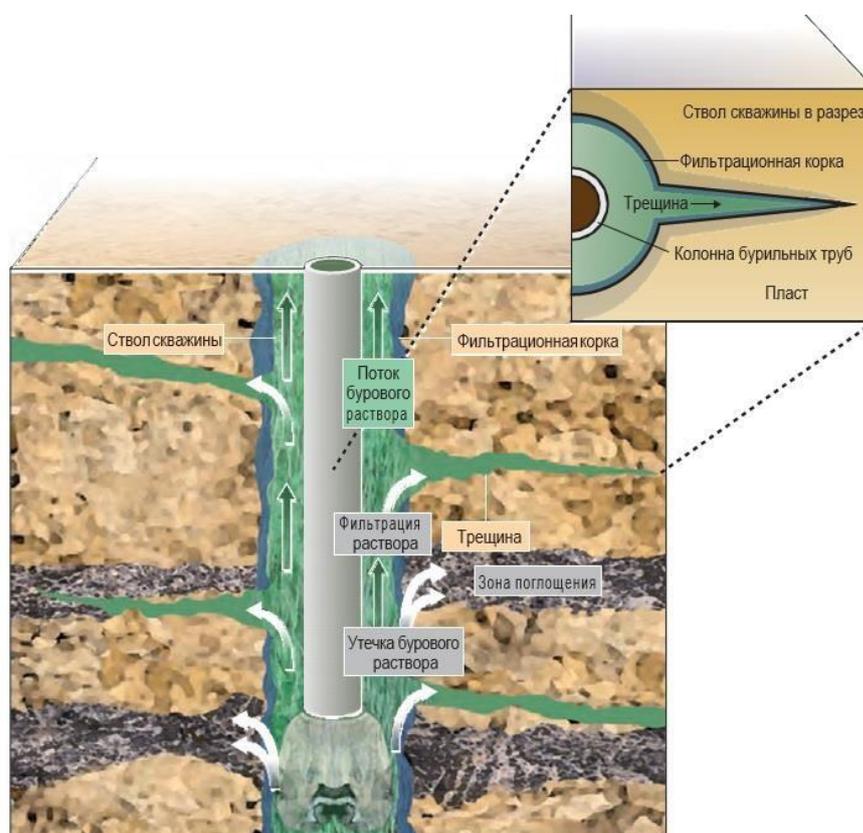


Рисунок 3 – Механизмы ухода бурового раствора из скважины

2. При давлении столба жидкости в стволе скважины выше давления разрыва породы естественным образом образуются трещины и каверны, через которые происходит поглощение бурового раствора.

Попадание в фильтрационные каналы в ПЗП частиц дисперсной фазы раствора и их отложение там снижает проницаемость ПЗП.

При первичном и вторичном вскрытии пластов происходят процессы коагуляции и суффозии.

Частичная или полная коагуляция порового пространства пласта твердой фазой глинистого раствора встречается в процессе вскрытия пласта бурением и перфорацией, а также твердой фазой промывочной жидкости при производстве в скважине ремонтных или других видов работ. Коагуляция ПЗП может происходить механическими примесями и продуктами коррозии, вносимыми в пласт нагнетаемой водой.

Несмотря на малую величину, закоагулированный слой создает значительные фильтрационные сопротивления особенно в случае применения водных промывочных жидкостей.

Процесс кольматации продуктивного пласта достаточно сложен. Одновременно происходит удержание части твердой фазы суспензии в порах пласта и обратный процесс – вынос части твердых частиц потоком дальше в пласт (суффозия). При движении по трещинам, кавернам, поровому пространству пластовая поды может наносить существенный урон скелету породы, размывая ее и вымывая ее мелкие частицы. Затем происходит засорение этими частицами капилляров, поровых каналов, трещин гидравлического разрыва пласта и притрещинных зон.

Суффозия может быть механическая и химическая. Механическая суффозия – вынос частиц горной породы потоком воды, проходящей по фильтрационному пространству. При механическом взаимодействии с водой горная порода частично разрушается, и некоторые ее части уносятся водой. В случае химической суффозии происходит растворение частиц горной породы и их дальнейший вынос. Рассмотренные виды суффозии обычно наблюдаются в совместном виде, поэтому корректнее будет сказать, что наблюдается химико-механическая суффозия.

Стоит отметить, что при высоких значениях гидродинамического давления и скорости движения воды суффозионные явления проявляются гораздо интенсивнее.

В работе [6] рассмотрена классическая модель, в рамках которой описаны особенности течения суспензии в пористой среде.

Уравнение, определяющее интенсивность захвата частиц кольматанта в поровом пространстве, представляется в виде:

$$\frac{\partial \sigma}{\partial t} = \lambda_0 F(\sigma) w C, \quad (5)$$

где  $w$  – фильтрационная скорость,  $C$  – концентрация частиц в суспензии,  $\lambda_0$  – коэффициент захвата;  $F(\sigma)$  – корректирующая функция, учитывающая зависимость интенсивности захвата частиц от доли объема пористой среды, занимаемой захваченными компонентами.

Для связи между проницаемостью и объемной долей захваченных частиц наиболее распространены эмпирические зависимости вида (6):

$$\frac{k}{k_0} = \frac{1}{1 + \beta\sigma}, \quad (6)$$

а также вида (7):

$$\frac{k}{k_0} = \left(1 - \gamma \frac{\sigma}{m_0}\right)^M, \quad (7)$$

где  $k$  – проницаемость среды,  $\sigma$  – объёмная доля захваченных частиц,  $\beta$ ,  $\gamma$ ,  $M$  – эмпирические параметры.

Обычно частицы образуют внутри порового пространства упаковку, обладающую своей пористостью и проницаемостью. Следовательно, проницаемость пористой среды будет отличной от нуля даже при заполнении кольматантом всего порового пространства и может быть описана, например, следующим выражением:

$$k = k_0 \left(1 - \gamma \frac{\sigma}{m_0}\right)^M + \gamma \frac{\sigma}{m_0} k_c, \quad (8)$$

где  $k_c$  – проницаемость упаковки частиц в поровом пространстве.

В целом, несмотря на большое разнообразие соотношений для кинетики захвата и проницаемости, в литературе нет четко сформулированного критерия применимости того или иного выражения.

В случае классического описания процесса кольматации с постоянной интенсивностью захвата  $F(\sigma) = 1$  существует аналитическое решение для объемной доли захваченных частиц (9) и для концентрации взвешенных в суспензии частиц (10):

$$\sigma(x) = \begin{cases} \lambda_0 [W_{inj}(t) - xm_0], & \text{если } W_{inj}(t) > xm_0 \\ 0, & \text{если } W_{inj}(t) \leq xm_0 \end{cases} \quad (9)$$

$$C(x) = \begin{cases} C_0 \exp(-\lambda_0 x), & \text{если } W_{inj}(t) > xm_0 \\ 0, & \text{если } W_{inj}(t) \leq xm_0 \end{cases} \quad (10)$$

где  $x$  – координата вдоль оси керна;  $W_{inj}$  – объем закаченной в образец жидкости, отнесенный к площади сечения образца;  $\lambda_0$  – коэффициент захвата.

Предложенный метод состоит в определении коэффициента захвата  $\lambda_0$  из решения (9) для профиля объемной доли захваченных частиц и последующего определения зависимости  $k(\sigma)$ , используя гидродинамические данные фильтрационного эксперимента. Тем самым, процесс полностью описывается процесс с точки зрения аналитического решения.

Рассмотрим влияние минерализации закачиваемых в пласт вод на изменение фильтрационных параметров пласта. Для примера химического состава пластовых вод карбонатных коллекторов представлены данные по изучению пластовых вод Арчинского и Урманского месторождений в таблице 1.

Таблица 1 – Химический состав пластовых вод Арчинского и Урманского месторождений

Химический состав вод, (мг/л)/мг-экв/л)	Юрский комплекс		Доюрский комплекс	
	Диапазон изменения	Средние значения	Диапазон изменения	Средние значения
Na <sup>+</sup> +K <sup>+</sup>	4773 - 18610	14364	6549-20305	13956
Ca <sup>+2</sup>	88 - 1611	999	96 - 4309	1482
Mg <sup>+2</sup>	44 - 227	164	97-439	214
Cl <sup>-</sup>	6878 - 29303	23350	14859-34551	24475
HCO <sub>3</sub> <sup>-</sup>	708 - 1318	986	110-1263	717
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	-	-	3	3
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	3 - 21	5	0-127	47
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	17 - 150	82	14-160	75
Br <sup>-</sup>	25 - 177	118	19 - 133	82
I <sup>-</sup>	2 - 23	11	2-29	13
B <sup>-</sup>	-	-	-	-
Sr <sup>+2</sup>	-	-	-	-
Общая минерализация, г/л	13.2 - 50.4	40.1	24.5-57.6	40.7
Химический тип воды, преимущественный (по В.А. Сулину)	Хлоридно-натриевый		Хлоридно-кальциевый	

Вода занимает основное место в процессе солеотложения, так как является хорошим растворителем и способна переносить большое количество

минералов и солей в растворенном виде. Как уже говорилось ранее, вода, контактируя со скелетом породы, частично увлекает компоненты породы, в результате образуется иононасыщенные растворы.

Солеотложение на нефтяных месторождениях может происходить путем прямого осаждения солей из вод, находящихся в пустотах и порах пород, в результате перенасыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами или изменении термодинамических условий при разработке месторождения, а также при смешении двух несовместимых по составу и свойствам вод (высокоминерализованной пластовой и более пресной нагнетаемой) вследствие усиления растворимости одной или нескольких составляющих раствора.

В ходе работ по ремонту скважин применяются жидкости глушения, состав раствора которых может быть несовместим с минерализацией пластовой воды, что также является одной из распространенных причин солеотложения.

В работе [8] исследована эффективность применения СКО на нефтяных месторождениях с аномально высокой минерализацией пластовых вод (300 г/л и более). Критерием оценки эффективности было принято изменение значений фазовой проницаемости модели по нефти перед и после обработки кислотными растворами.

В процессе лабораторного исследования проведено фильтрационные испытания солянокислотных растворов с различной концентрацией на карбонатных моделях пласта, насыщенных минерализованной водой ( $C_{\text{NaCl}}=300$  г/л). Изменение концентрации соляной кислоты проводилось от 3% до 24% мас. В итоге проницаемость по газу снизилась от 1,4 и более раз при увеличении концентрации кислоты. Причина снижения проницаемости – образование в поровом пространстве осадка NaCl. При внесении в систему избыточного количества ионов  $\text{Cl}^-$  произошло интенсивное осадкообразование вследствие образования пересыщенного солевого раствора.

По итогам исследования установлено, что проведение КО карбонатного коллектора трещинно-кавернозно-порового типа с высокоминерализованными пластовыми водами ( $C_{\text{NaCl}}=300$  г/л) нецелесообразно. Для эффективного

воздействия солянокислотным раствором на породу-коллектор в данных условиях и увеличения проницаемости пласта рекомендуется проводить предварительную обработку пресной водой для снижения содержания солей в объеме пустотного пространства или применять КО при минерализации пластовых вод не более 150 г/л.

Минерализация закачиваемой в пласт воды серьезным образом влияет на низкопроницаемые коллектора. Тем более это влияние проявляется при большом содержании глин, такие коллекторы называют глинизированные. Одним из проявлений набухания глинистого цемента коллекторов является снижение приемистости нагнетательных скважин при закачке в нефтяные пласты воды, отличающейся по химическому составу от пластовой. Падение приемистости связано с уменьшением проницаемости отложений принимающих интервалов [5].

Гидратация глинистых пород является сложным физико-химическим процессом, приводящим к деформации и разрушению структур и свойств глин. Набухание глин объясняется их гидратацией. Вода проникает в чешуйки глин и создает между чешуйками гидратные пленки. Так как удельная поверхность глин значительна (в силу того, что глина состоит из многочисленных чешуек), глины набухают. Процесс набухания глин оказывает влияние на устойчивость стенок скважин и на качество вскрытия призабойной зоны пласта, приводит к увеличению давления, развиваемого набухшим образцом и к снижению пористости и проницаемости породы во много раз.

В ходе исследования установлено, что влияние минерализации закачиваемой в пласт воды на проницаемость глиносодержащих пород положительное, то есть проницаемость породы возрастает, с увеличением минерализации закачиваемой воды [9]. Существенным образом наблюдались изменения проницаемости пласта при закачке воды с минерализацией от 0 до 30 г/л, затем увеличение концентрации солей в растворе не приводило к столь существенному изменению проницаемости.

В ООО «РН-УфаНИПИнефть» были проведены фильтрационные

исследования по определению чувствительности горной породы к пресной воде на натуральных кернах Тарасовского, Западно-Малобалыкского и Приобского месторождений. В частности, пласт БС10-11 Тарасовского месторождения изначально насыщался пластовой водой, далее производилось нагнетание воды с различной минерализацией с компрессорных насосных станций КНС-1 (минерализация 12,53 г/л), КНС-2 (минерализация 4,63 г/л), КНС-3 (минерализация 2,05 г/л), КНС-4 (минерализация 2,81 г/л).

По результатам опыта определено, что смена пластовой воды на нагнетаемую воду КНС-1 привела к существенному снижению проницаемости (с 4,7 мД до 2 мД) и увеличению перепада давления. Затем при последовательном закачивании воды с остальных компрессорных станций проницаемость снижалась следующим образом: при закачке с КНС-2 до 1,4 мД, с КНС-3 – до 1,2 мД, с КНС-4 – до 1,1 мД (рисунок 4).



Рисунок 4 – Динамика фильтрации различных вод через пористую среду Тарасовского месторождения

Снижение фильтрации в данном опыте объясняется влиянием набухания глинистого цемента, то есть проницаемость горной породы зависит от типа нагнетаемой воды.

В итоге авторы исследований рекомендовали на начальном этапе

заводнять низкопроницаемый глинизированный пласт водой с минерализацией, обеспечивающей отсутствие набухаемости глинистого цемента, то есть с минерализацией воды, приближенной к пластовой, а затем, по мере увеличения обводненности продукции, переходить на постепенное опреснение воды и при достижении 80-85 % обводненности – на закачку полностью пресной воды.

При воздействии водными растворами и перенасыщении ПЗП при многократном и/или некачественном глушении скважины на поверхности породы могут образовываться пленки рыхлосвязанной воды, снижающей объём порового пространства.



Рисунок 5 – Образование водного барьера из рыхлосвязанной воды

Особенно часто проявляется водная блокада, образованная в результате насыщения водными растворами глушения породы и капиллярного насыщения, в низкопроницаемых пластах, так как наличие капиллярных явлений в них имеет большое значение. В результате растет водонасыщенность пористой среды ПЗП, что приводит к снижению фазовой проницаемости нефти и увеличению обводненности добываемой продукции.

Распространенной причиной загрязнения ПЗП является выпадение АСПО. АСПО состоят из асфальтосмолистых соединений, механических примесей, парафинов метанового ряда (от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ ), силикагелевых смол и воды. Формирование АСПО может происходить по двум направлениям: образование и рост кристаллов парафина на твердой поверхности или образование и рост кристаллов парафинов в потоке пластовых флюидов, с последующим их налипанием на твердую поверхность.

Образование АСПО в ПЗП происходит при изменении термобарических условий (снижение давления на забое скважины и снижение температуры пластовой жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином). При изменении данных параметров происходит образование кристаллов парафина, рост и осаждение их. Одновременно с парафином осаждаются асфальтены, смолы и механические примеси, придающие отложениям прочность и создающие трудности при их удалении. Данные отложения создают сопротивления движению потока флюидов и являются достаточно серьезной проблемой в процессе разработки.

Помимо изменения термобарических условий на образование АСПО оказывают влияние скорость потока жидкости, обводненность пластовых флюидов, изменение компонентного состава нефти при ее разгазировании, состояние насосно-компрессорных труб и многие другие факторы.

На породу-коллектор в пластовых условиях действует несколько разнонаправленных сил. Горное давление вышележащих пород стремится смять коллектор и уменьшить объем порового пространства. Давление пластового флюида, действует на стенки пор и трещин и препятствует смятию. Разность между литостатическим (горным) и пластовым давлением называют эффективным горным давлением – напряжением которое испытывает скелет горной породы. При увеличении депрессии (снижении забойного давления) происходит увеличение нагрузки на коллектор в призабойной зоне пласта и его упругая деформация.

Основная емкость карбонатных пород обусловлена первичной межзерновой и вторичной пористостью (пустоты выщелачивания). Трещины имеют небольшое значение в емкости коллектора, но они определяют фильтрационные свойства пород. Проницаемость же таких пород, главным образом, обеспечивается трещиноватостью. В начальных пластовых условиях вследствие упругости пород продуктивного пласта и насыщающих его жидкостей трещины эти находятся в раскрытом состоянии и не препятствуют движению жидкости. Однако при вскрытии пласта или при добыче создаются

высокие депрессии на призабойную зону, и происходит смыкание трещин пласта около ствола скважины. С повышением депрессии на пласт происходит снижение коэффициента продуктивности. После снижения депрессии порода приобретает первоначальное состояние и фильтрационные характеристики восстанавливаются. Слишком высокие депрессии могут приводить и к необратимым изменениям в скелете породы. Такие процессы происходят при пластических деформациях коллекторов, которые возникают, когда эффективное горное давление превышает предел текучести породы.

При увеличении депрессии усиливается воздействие на породу и активнее происходит вынос отделившихся частиц вследствие небольших разрушений породы, что влечет за собой более интенсивное засорение фильтрационных каналов, а затем снижение проницаемости ПЗП.

В призабойной зоне пласта наблюдаются наибольшие перепады давления. Вследствие влияния минерализации, являющейся причиной образования солей, и высоких давлений, происходит процесс интенсивного выпадения и скопления солей в ПЗП.

### **1.3 Опыт разработки месторождений карбонатных коллекторов**

Рассмотрим опыт разработки нефтяных залежей Урало-Поволжья, приуроченных к пористым и пористо-трещиноватым карбонатным коллекторам.

В работе [2] описан опыт разработки месторождений с высокой проницаемостью карбонатных коллекторов, данные геолого-технических показателей разработки некоторых из них приведены в таблице 2 (приложение А). Карбонатные коллекторы рассмотренных месторождений относятся к порово-трещинному типу с высокой поровой проницаемостью (в среднем 330 мД) и с подчиненным значением трещинной проницаемости (в среднем 165 мД). Общая проницаемость пористо-трещиноватой среды равна в среднем 495 мД, а общая проницаемость этого же коллектора в призабойной зоне скважин после СКО возросла до 656 мД. Глубина залегания залежей колеблется от 950

до 1720 м, составляя в среднем 1230 м. Залежи массивные с различной степенью слоистой и зональной неоднородности. Некоторые залежи имеют «запечатывающий» слой в подошве и характеризуются отсутствием связи с законтурными и подошвенными водами, другие, напротив, активно связаны с законтурной зоной. Вязкость насыщающей пласты нефти изменяется от 0,2 до 12-36 сП.

Для поддержания пластового давления применялись системы заводнения, которые обычно используются для терригенных пластов. Во всех проектах и на практике залежи рассматривались как единые массивные резервуары с хорошей гидродинамической связью по всему продуктивному разрезу.

Вследствие высоких давлений нагнетания образовалось аномальное высокое пластовое давление (АВПД) в зонах и слоях с интенсивной закачкой, что привело к опережающей их выработке по сравнению с остальным объемом залежей, который подвергался менее интенсивному воздействию заводнением. Глубинными исследованиями установлено, что опережающей выработке подвергалось от 26% до 62% продуктивного объема залежей. Совершенно не вырабатывались запасы нефти из низкопроницаемых слоев, залегающих совместно с высокопроницаемыми.

Трещиноватость высокопроницаемых коллекторов не оказывает существенного отрицательного влияния на процесс их заводнения, который протекает так же, как и в терригенных коллекторах.

Фактические показатели разработки высокопроницаемых карбонатных пластов близки к расчетным. Нефтеотдача в промытых зонах колеблется от 0,65 до 0,27, составляя в среднем 0,45, и имеет один порядок с расчетной нефтеотдачей и нефтеотдачей для аналогичных терригенных коллекторов.

Искусственное АВПД усиливало неоднородность карбонатного коллектора из-за роста трещинной проницаемости. Однако создание АВПД на неразрабатываемых участках, где происходит равномерное перераспределение пластового давления во всем продуктивном объеме, позволяет образовать

равномерную сетку вертикальной трещиноватости, перераспределить запасы нефти между системой пор и трещин и вести разработку после этого по аналогии с залежами, имеющими естественное АВПД, т.е. со снижением пластового давления.

Также в работе [2] рассмотрены месторождения со средней и низкой проницаемостью карбонатного коллектора порово-трещинного типа с низкой и средней поровой проницаемостью (в среднем 21 мД) и несколько более высокой естественной трещинной проницаемостью (в среднем 26 мД). Общая проницаемость до СКО была равна в среднем 47 мД, а после КО возросла (в среднем до 153 мД) в основном за счет усиления трещинной проницаемости. Данные геолого-технических показателей разработки некоторых из них приведены в таблице 3 (приложении Б).

Глубина залегания залежей небольшая, от 250 до 950 м, в среднем 675 м. Залежи пластовые и массивные с типичными для карбонатных коллекторов слоистой и зональной неоднородностями. Гидродинамическая связь залежей с пластовой водонапорной системой практически отсутствует. Насыщающая пласты нефть имеет невысокую вязкость – от 2,6 до 14,7 сП.

Характерная особенность разработки данных месторождений заключается в том, что изначально до получения нефтеотдачи 0,1 – 0,24 они эксплуатировались на режиме растворенного газа без поддержания пластового давления, конечная нефтеотдача при котором не превышает 0,15 – 0,25. В этот период карбонатные пласты подвергались интенсивным кислотным обработкам, увеличившим их общую проницаемость в среднем в три раза. Искусственное воздействие на низко- и среднепроницаемые карбонатные пласты заводнением начиналось после почти полного истощения естественной пластовой энергии, когда в пластах образовался свободный поровый объем, заполненный выделившимся из нефти газом.

Для поддержания пластового давления и увеличения нефтеотдачи испытывались закачка в газовую шапку сухого газа и вытеснение нефти этим газом из нефтяной оторочки, площадная закачка углеводородного газа и

воздуха. Все эти методы оказались малоэффективными из-за быстрых прорывов газа по системе трещин.

С наилучшей стороны зарекомендовали себя избирательное и площадное заводнение с соотношением эксплуатационных и нагнетательных скважин 1:2 и 1:3 и невысокими давлениями нагнетания – от 0,45 до 0,70-0,75 вертикального горного давления на забоях скважин. При этом под нагнетание использовались скважины, ранее бывшие эксплуатационными. Наибольшая нефтеотдача достигнута на участках, где осуществляется дифференцированная закачка воды в пласты. В промытых зонах получены очень высокие значения конечной нефтеотдачи, равные 0,4-0,6.

Пластовое давление существенно влияет на добычу нефти и нефтеотдачу низкопроницаемых пористо-трещиноватых коллекторов. При снижении пластового давления в первую очередь отключаются от работы менее проницаемые слои, содержащие наибольшие остаточные запасы нефти, так как из-за смыкания микротрещин общая их проницаемость становится еще меньше.

Рассмотренные процессы разработки карбонатных коллекторов на месторождениях Урало-Поволжья сопровождались искусственным воздействием на пласт, в частности, заводнением. Однако большинство карбонатных коллекторов – гидрофобные или смешанного типа. Таким образом, в карбонатах для поддержания пластового давления и вытеснения нефти вода подходит плохо: нефть вытесняется только из крупных и средних пор, а в мелких ее удерживают капиллярные силы, вода между тем может прорваться к скважинам. Коэффициент извлечения нефти (КИН) при использовании традиционных методов повышения нефтеотдачи на таких коллекторах будет заметно ниже средних показателей. Для улучшения смачиваемости пород могут быть использованы различные химические добавки – растворы щелочных реагентов, поверхностно-активные вещества и др.

В настоящее время достаточно много месторождений с карбонатными коллекторами разрабатывает компания ООО «Газпром нефть». Наиболее частые проблемы, возникающие при разработке карбонатных коллекторов –

«сухие» скважины рядом с высокодебитными, быстрое обводнение скважин, прорыв газа, стремительное падение добычи. Традиционный подход к разработке таких залежей не даст ожидаемой эффективности, поэтому применяемые методы сейсморазведки, ГИС и геологического моделирования имеют свои особенности [1].

Несмотря на то, что ООО «Газпром нефть» ведет добычу на карбонатных месторождениях, сказать о большом накопленном опыте работы пока нельзя. Характеристики коллекторов могут сильно различаться от актива к активу. Например, коллектор Приразломного месторождения высокопористый и слаботрещиноватый и по свойствам близок к традиционному терригенному коллектору, в связи с чем нет специфических проблем, возникающих при работе с большинством карбонатов [1].

В Ираке на месторождении Бадра тоже отсутствует трещиноватость, скважины функционируют в фонтанном режиме и с высокими дебитами. Но для этого приходится проводить большеобъемные кислотные обработки, иначе скважины «не работают». Подобный подход позволяет снизить скин-фактор скважин до сопоставимого с эффектом от проведения ГРП на терригенных коллекторах Западной Сибири уровня. Планируется сделать кислотные обработки селективными.

На иракском месторождении Саркала трещиноватость наоборот играет существенную роль, поэтому внимание здесь уделяется не только кислотным обработкам, а тестируются новые подходы к моделированию двойной среды и прогнозированию ее свойств.

На Восточном участке Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения, представленный каверно-порово-трещиноватым коллекторами, были опробованы различные методы интенсификации добычи. В 2015 году здесь был проведен кислотный гидроразрыв пласта на 11 скважинах месторождения, а в 2016 впервые в российской нефтегазовой отрасли реализован многостадийный ГРП с использованием самоотклоняющегося кислотного состава, имеющего свойство превращаться в гель и закупоривать

высокопроницаемые трещины, направляя кислоту к менее обработанным зонам пласта, увеличивая в целом зону обработки. Затем при реакции с углеводородами вязкость геля снижается, и он вымывается вместе с нефтью. Применение данной технологии позволяет увеличить дебит скважин на 50%.

Компания ООО «Газпромнефть-Восток» ведет разработку карбонатных активов на Урманском и Арчинском месторождениях. На данных месторождениях происходило сильное поглощение бурового раствора, постоянные аварийные ситуации при бурении и высокое газосодержание пласта. Для исключения таких ситуаций была изменена схема бурения на обсадных трубах. Помимо этого, по трассерным исследованиям было определено, что в нагнетательных скважинах скорость движения жидкости по системе трещин достигала почти двух тысяч метров в сутки, что создавало опасность прорыва воды к скважинам. Поэтому при начале опытно-промышленных работ на Арчинском месторождении была изменена схема бурения и технология заканчивания, пробурены горизонтальные скважины, что позволило уменьшить их количество, увеличить дебит и вскрыть больше трещиноватых зон в пласте [1].

Проведение многостадийного кислотного ГРП на горизонтальных скважинах Арчинского месторождения привело к увеличению продуктивности на 30-50% [1].

На Арчинском месторождении разрабатывается три залежи, приуроченных к пласту  $M_1$ . Залежи, выявленные в фундаменте, характеризуются сложным строением, подошва пласта  $M_1$ , а также его общая толщина не определены и зависят от глубины бурения той или иной скважины. Специфика коллекторов и ловушек обуславливает развитие в доюрских отложениях преимущественно залежей массивного, тектонически экранированного типа, тяготеющих к зонам повышенной трещиноватости. Абсолютная отметка кровли основной залежи – 2880 м.

В целом по Арчинской залежи пласта  $M_1$  скважины вступали в эксплуатацию с высокими дебитами нефти и относительно низким процентом

воды. Ввиду того, что фильтрационно-емкостные характеристики продуктивного пласта достаточно низкие (средняя проницаемость коллекторов составляет 1,9 мД), для увеличения продуктивности на скважинах проводились соляно-кислотные обработки.

По состоянию на 01.01.2018 пластовое давление по залежи оценивается в 33,47 МПа, в зоне отбора - 32,75 МПа. Забойные давления на залежи поддерживались на уровне 6,5 МПа.

Начальная температура объекта  $M_1$  в среднем составляет 104°C. В связи с незначительным отбором нефти, отсутствием закачки температура пласта не должна существенно изменяться.

По данным обработки ГДИ объекта  $M_1$  в добывающих скважинах получены следующие фильтрационные параметры: гидропроводность пласта – 3,01 Д\*см/сП; проницаемость пласта – 2,0 мД; скин-эффект – 2,4; средняя продуктивность скважин – 3,7 м<sup>3</sup>/(сут\*МПа).

В целом по объекту  $M_1$  Арчинской залежи на 01.01.2018 г. накопленная добыча с начала разработки составила 100,93 тыс.т нефти и 131,8 тыс.т жидкости. Обводненность продукции в 2017 году в среднем по залежи составила 2,3%. Отбор от НИЗ составил 3,2 %, текущий КИН 0,007 [13].

## **2 АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ПРИМЕНЯЕМЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С КАРБОНАТНЫМИ КОЛЛЕКТОРАМИ**

Геолого-технические мероприятия (ГТМ) – это работы, проводимые на скважинах с целью регулирования разработки месторождений и поддержания целевых уровней добычи нефти. С помощью геолого-технических мероприятий нефтедобывающие предприятия обеспечивают выполнение проектных показателей разработки месторождений.

### **2.1 Требования к скважинам-кандидатам для обработки призабойной зоны**

Итоговая цель ОПЗ пласта – увеличение производительности скважины, получение положительного экономического эффекта. Для проведения технологических операций по ОПЗ пласта имеется ряд требований и показателей, которым должны соответствовать кандидаты. Изначально ставится вопрос: почему именно для этой конкретной скважины целесообразно проводить мероприятия по обработке ПЗП? Затем решается вопрос подбора определенной технологии для конкретной скважины, исходя из комплекса причин и особенностей. Следующим этапом нужно определить, какие скважины наиболее перспективны, имеют первостепенную очередность для проведения операций по ОПЗ пласта. К таким относятся скважины, на которых планируется получить прирост дебита с наибольшей долей вероятности. Однако стоит понимать, что последовательность скважин для обработки зависит от установленных приоритетов компании на конкретной стадии эксплуатации. После этого важно определить, учтя экономическую составляющую, не произойдет ли так, что денежные затраты на проведение мероприятий превысят итоговую прибыль. В любом случае, всегда существуют риски не достичь требуемого эффекта, но, тем не менее, в приоритете ставится задача достижения наилучшего технологического результата, затратив минимальные средства.

Изначально из фонда скважин, в частности добывающего, отбираются скважины, обоснование выбора которых не требует глубокого анализа. Это позволит достаточно просто, но существенно сократить объем аналитической работы. Такими кандидатами являются следующие скважины:

- вводимые в эксплуатацию после бурения;
- выводимые из бездействия;
- по которым в результате ГДИС установлен реальный скин-фактор;
- не вышедшие на расчетную производительность;
- переводимые из добывающего фонда в нагнетательный.

Затем отбираются скважины, требующие обоснования необходимости проведения ОПЗ. Последовательность выбора скважин-кандидатов имеет следующий вид:

1. Рассматривается весь фонд скважин.

2. Отбираются скважины, по которым отмечается устойчивое падение дебита жидкости.

3. Из отобранных кандидатов исключаются следующие скважины:

– находящиеся на этапе выхода на установившийся режим работы после проведения геолого-технических мероприятий;

– в которых отмечено снижение показателей производительности по причинам неисправного насосного оборудования, нарушения герметичности НКТ и прочим;

– на которых происходит снижение пластового давления;

– падение дебита на которых связано с явлением интерференции.

4. Затем определяются скин-фактор на основе ГДИС на неустановившихся режимах или путем расчета по данным эксплуатации за период с предыдущей ОПЗ скважины. Для КО скважины выбираются со значениями скин-фактора не менее минус 1.

5. В выборе скважин для ОПЗ большую роль имеет величина остаточной нефтенасыщенности, а также расстояние остаточных запасов нефти от забоя

добывающих скважин. Для оценки начальной и остаточной нефтенасыщенности используются методы промысловой геологии и геофизики. В результате проведения гидродинамических исследований скважин и пластов получают важные сведения о текущих показателях эксплуатации скважин и данные о нефтенасыщенности зон вблизи конкретных скважин.

Имея данные об эксплуатации скважин и характер изменения их обводнения в течение времени, можно судить об остаточной нефтенасыщенности [7]. Информация о соотношении извлеченных удельных запасов нефти к начальным удельным запасам позволяет оценить возможную последовательность обработки той или иной скважины по полученному коэффициенту: чем он меньше, тем данная скважина экономически важнее для проведения мероприятий по ОПЗ пласта.

Наиболее достоверные данные о показателях остаточной нефтенасыщенности получают по результатам ГДИС, которые проводятся в безводный период эксплуатации скважины и в период обводнения.

Целесообразно рассматривать скважины, по которым отношение текущих и начальных извлекаемых запасов превышает значение 0,3 [11].

6. Рассчитывается экономическая эффективность мероприятия по предполагаемому потенциальному дебиту нефти.

Можно подытожить, что выбор скважин для конкретной обработки призабойной зоны является достаточно сложной проблемой, если ставится цель получить максимальную эффективность от реализации той или иной ОПЗ пласта. Технология проектируемой обработки должна быть максимально адекватно подобрана по состоянию призабойной зоны на момент проведения технологического мероприятия.

## **2.2 Технологии обработки и очистки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов**

В настоящее время существуют различные методы воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном

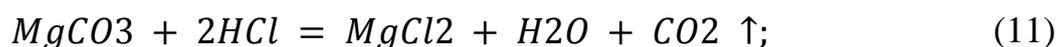
улучшении проницаемости и проводимости ПЗП. По явлениям, лежащим в основе технологий ОПЗ, выделяются химические, механические, физические, термические методы. Выбор метода ОПЗ пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора, насыщающих их флюидов и специальных гидродинамических (ГДИС) и геофизических (ГИС) исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

На сегодняшний день наиболее эффективными являются комбинированные технологии интенсификации приемистости и притока скважин.

### **Стандартные солянокислотные обработки**

Кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта.

Для стандартной кислотной обработки карбонатных коллекторов в основном используется соляная кислота (HCl). Она достаточно дешевая и недефицитная. Соляная кислота обладает высокой способностью растворять такие основные компоненты породы карбонатного коллектора как известняк (CaCO<sub>3</sub>), магнезит (MgCO<sub>3</sub>) и доломит (CaMg(CO<sub>3</sub>)<sub>2</sub>):



Продукты данных реакций хорошо удаляются при освоении из ПЗП одновременно с раствором прореагировавшей кислоты, так как они растворимы в воде.

В карбонатных коллекторах применение СКО, позволяет не только восстановить естественную проницаемость, но и увеличить ее.

Помимо основных составляющих в кислотные растворы добавляются дополнительные компоненты – присадки: ингибиторы коррозии, стабилизаторы, ПАВ, присадки для замедления реакции, интенсификатора и т.д.

Кислотные ванны применяются для очистки в скважинах поверхности открытого забоя от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии, смолистых веществ, отложений от пластовых вод. Также кислотные ванны проводятся в эксплуатируемых скважинах с целью освобождения прихваченного на забое пробкой подземного оборудования и очистки поровых каналов после ремонтных работ.

При проведении кислотной ванны применяется кислотный раствор HCl концентрацией до 20% с добавлением уксусной кислоты ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) и ингибитора коррозии. Объем рабочего раствора не превышает объема ствола скважины (колонны) в заданном интервале:

$$V_p = \pi r_c^2 h, \quad (14)$$

где  $h$  – обрабатываемый кислотным раствором интервал продуктивного пласта,  $r_c$  – радиус скважины.

Проводится данная обработка по следующей технологии. Промывается скважина до забоя (пресной, минерализованной водой, водным раствором ПАВ, слабым водным раствором соляной кислоты, конденсатом, дизтопливом, меловым раствором). Закачивается необходимый объем кислотного раствора в скважину и размещается в колонне или открытом стволе в пределах вскрытой части пласта. Раствор закачивается до забоя, не продавливая его в пласт. Важным требованием является нахождение рабочего раствора в интервале обработки на протяжении всей технологической операции. Время обработки может составлять от 16 до 24 часов. По окончании операции нейтрализованную кислоту с продуктами реакции удаляют из скважины с помощью обратной промывки лёгкой жидкостью (водой, конденсатом, слабым раствором кислоты).

Для осуществления процесса СКО призабойной зоны пласта используются автоцистерны, например марки АЦ-11-257, для транспортировки технической воды, рабочих растворов и нефти. Также используют кислотовозы, предназначенные для транспортировки и доставки на куст кислот. Широко применяется кислотовоз марки КП-6,5. Для перемешивания кислотных растворов с реагентами и закачки раствора требуемого состава в скважину применяется насосный агрегат ЦА-320. Помимо прочего для транспортирования, смешения и проведения обработок призабойной зоны пласта используется агрегат типа Азинмаш-30А.

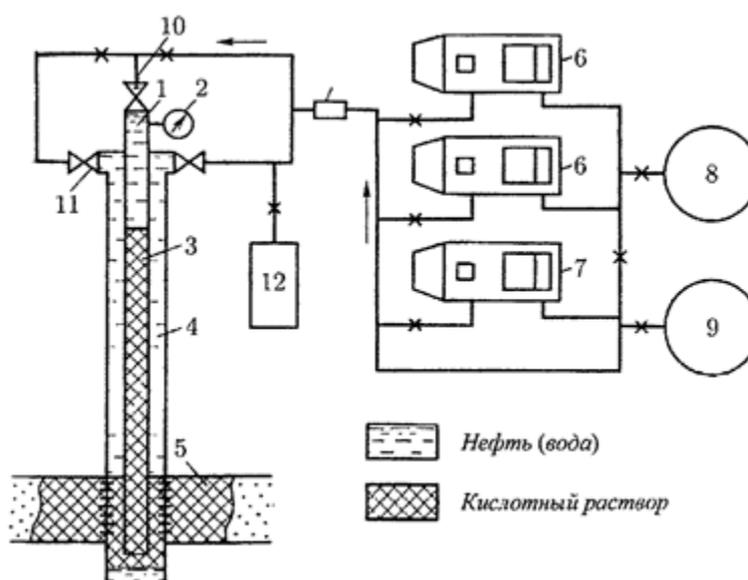


Рисунок 6 – Схема проведения солянокислотной обработки ПЗП

1 - устьевая арматура; 2 - манометр; 3 - НКТ; 4 - межтрубное пространство;  
 5 - призабойная зона пласта; 6, 7 - насосные агрегаты; 8 - емкость с кислотным  
 раствором; 9 - емкость с продавочной жидкостью; 10 - устьевая задвижка;  
 11 - задвижка межтрубного пространства.

Стандартные кислотные обработки состоят из нескольких последовательных этапов.

1. Для начала производится промывка скважины, чтобы очистить ствол и забой скважины от асфальтосмолопарафинистых отложений, продуктов коррозии, солей, различных загрязняющих веществ. Промывка может быть прямая, обратная или комбинированная, выбор зависит от конкретных условий.

Заключается данная операция в создании циркулирующего через трубное и затрубное пространства потока жидкости с целью выноса загрязняющего материала из скважины. Промывочной жидкостью с целью удаления органических отложений могут быть керосин, дизельное топливо, пропан-бутановая фракция, конденсат и другие растворители.

После промывки добывающая скважина заполняется, как правило, нефтью. Если скважина расположена в зоне ВНК и есть опасение, что после СКО вода может подняться, нижнюю часть продуктивного пласта не обрабатывают. В этом случае, после промывки нижняя часть скважины на расчетную величину толщины продуктивного горизонта, которая не должна обрабатываться, заполняется обычно концентрированным водным раствором хлористого кальция. Объем его  $V_B$  рассчитывают по формуле:

$$V_B = \frac{\pi}{4} D_c^2 h' , \quad (15)$$

где  $D_c$  – внутренний диаметр обсадной колонны (скважины), м;  $h'$  – часть толщины пласта, которая не должна обрабатываться раствором HCl, м.

2. Закачка расчетного объема кислотного раствора в скважину. Объем кислотного раствора зависит от толщины обрабатываемого пласта, свойств призабойной зоны и желаемой (рациональной) глубины обрабатываемой зоны.

Для проведения кислотных обработок объём и концентрация раствора кислоты планируются для каждого месторождения и каждой скважины индивидуально, так как точно подсчитать эти параметры затруднительно. В общем случае объёмы кислотного раствора для стандартных кислотных обработок, в расчете на 1 м мощности продуктивного пласта, рекомендуются следующие (в м<sup>3</sup>).

Для первичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,4-0,6 м<sup>3</sup>;
- высокопроницаемых – 0,6-1,0 м<sup>3</sup>.

Для вторичных обработок пористых пород:

- малопроницаемых, тонкопористых – 0,6-1,0 м<sup>3</sup>;

– высокопроницаемых – 1,0 - 1,5 мЗ.

Для первичных обработок трещиноватых пород – 0,6-0,8 м<sup>3</sup>.

Для вторичных обработок трещиноватых пород – 1,0 - 1,5 м<sup>3</sup>.

Как правило, радиус обработки ПЗС при первичном воздействии наименьший. Чтобы последующие обработки (вторая, третья и т.д.) были технологически эффективными, необходимо увеличивать радиус обработки в сравнении с радиусом предыдущей обработки.

Для определения объема товарной кислоты обычно пользуются таблицами и пересчетными коэффициентами. Зная объем расхода раствора  $W_p$  на 1 м обрабатываемого интервала, можно рассчитать требуемое количество товарной кислоты по формуле:

$$W_k = \frac{A \cdot x \cdot W \cdot (B - z)}{B \cdot z \cdot (A - z)}, \quad (16)$$

где А и В – числовые коэффициенты для кислоты n %-ной концентрации; x – концентрация солянокислотного раствора, %; z – концентрация товарной кислоты, %; W – объем кислотного раствора.

Объем стабилизатора рассчитывается по следующей формуле:

$$W_{\text{стаб}} = \frac{b_{\text{стаб}} \cdot W_p}{c_{\text{стаб}}}, \quad (17)$$

где  $b_{\text{стаб}}$  – норма добавки 100%-ого стабилизатора,  $c_{\text{стаб}}$  – объемная доля стабилизатора.

Аналогичная формула и для расчета ингибитора коррозии:

$$W_{\text{и}} = \frac{b_{\text{и}} \cdot W_p}{c_{\text{и}}}, \quad (18)$$

где  $b_{\text{и}}$  – выбранная объемная доля реагента в растворе, %;  $c_{\text{и}}$  – объемная доля товарного продукта (ингибитора).

А также и для расчета объема интенсификатора используется следующая формула:

$$W_{\text{инт}} = \frac{b_{\text{инт}} \cdot W_p}{100}, \quad (19)$$

где  $b_{\text{инт}}$  – норма добавки интенсификатора.

В качестве нейтрализатора добавляют хлористый барий плотностью 4000 кг/м<sup>3</sup> в количестве:

$$W_{\text{хб}} = \frac{21,3 \cdot W_p \left( \frac{ax_p}{x_k} - 0,02 \right)}{4000}, \quad (20)$$

где 21,3 - масса хлористого бария (кг), необходимая для нейтрализации 10 кг серной кислоты;  $\frac{ax_p}{x_k}$  – объемная серной кислоты в приготовленном растворе; а – объемная доля серной кислоты в товарной соляной кислоте, %; 0,02 – допустимая объемная серной кислоты в растворе, когда после реакции её с карбонатными породами соли не выпадают в осадок, %.

Объем воды для приготовления кислотного раствора в таком случае:

$$W_B = W_p - W_k - \Sigma W_{\text{реак}}, \quad (21)$$

3. Продавка кислотного раствора в ПЗП. Сначала закачивается под давлением раствор соляной кислоты от расчетного объема кислоты. Затем кислотный раствор продавливается нефтью или водой до полного его поглощения пластом. После задавки кислотного раствора в пласт закрывается задвижка на устье скважины.

4. Время выдерживания кислоты на реагирование в пласте зависит от многих факторов, в частности температуры и давления, учесть которые в совокупности затруднительно. Наиболее надежно оно устанавливается на основе анализа на остаточную кислотность извлеченного из пласта отработанного раствора кислоты после определенного срока выдерживания ее в пласте. Ориентировочно можно рекомендовать следующие сроки выдерживания. При оставлении хвостовой части кислоты в открытом стволе скважины – от 8-12 часов до 24 часов. При задавливании всей кислоты в пласт:

– при температуре забоя 15-30° С – до 2 часов;

– при температуре от 30 до 60° С – 1-1,5 часа;

– при температурах свыше 60 °С время выдерживания кислотного раствора в пласте не регламентировано и зависит от времени полной нейтрализации (потери активности) кислоты.

5. По истечении времени реагирования кислоты забой нагнетательной скважины промывают водой (способами прямой и обратной промывок) для удаления продуктов реакции.

Если при кислотной обработке в качестве продавочной жидкости применяли нефть, то после очистки забоя скважину сразу вводят в эксплуатацию.

6. Освоение скважины (вызов притока). Приток вызывают свабированием или с помощью компрессора, производится отработка скважины и очистка призабойной зоны от продуктов реакции.

7. Исследование скважины и сдача в эксплуатацию. По результатам исследования до обработки пласта и после обработки судят о технологическом эффекте.

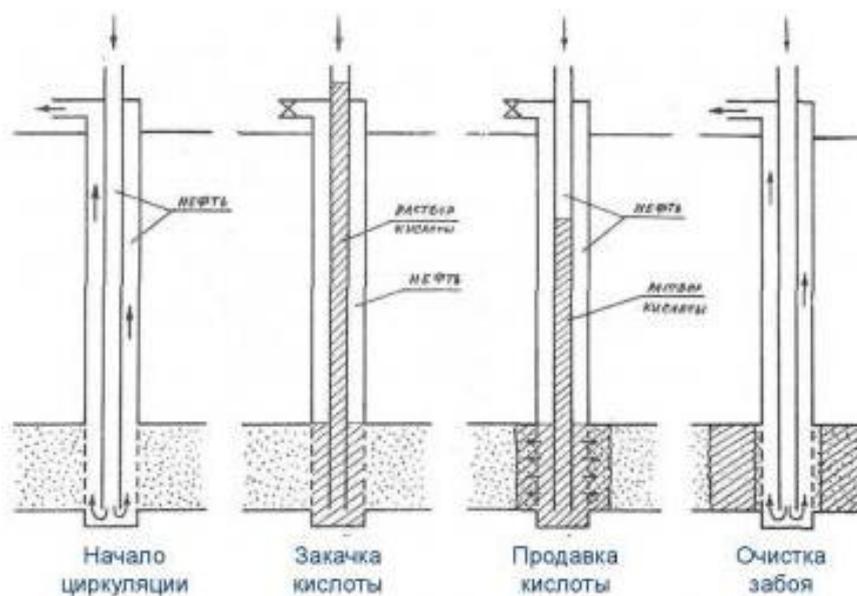


Рисунок 7 – Схема обработки скважины соляной кислотой

Чтобы обработать пласты, имеющие неоднородность по проницаемости, проводятся кислотные обработки под давлением с целью обработки участков ПЗП с низкой проницаемостью. На подготовительном этапе проводится ряд гидродинамических исследований скважин в целях построения профиля притока для добывающих скважин и профиля приемистости для нагнетательных скважин.

С целью получения максимального эффекта в скважину закачивают высоковязкую эмульсию, состоящую из нефти и кислоты: 70-80% - кислотный раствор (12% HCl) и 20-30% - дегазированная нефть [7]. Обеспечивается наиболее глубокое проникновение кислоты в активном виде в ПЗП путем замедления скорости реакции применением гидрофобных эмульсий, стабилизированных термостойкими эмульгаторами. Все компоненты в процессе приготовления раствора тщательно перемешивают, чтобы получить мелкодисперсную эмульсию по типу «кислота в нефти». Возникающая бронирующая оболочка на поверхности эмульсии предотвращает образование коррозии.

Для реализации данного метода обработки ПЗП применяется пакер. Изначально забой скважины промывают водой. В скважину при открытой задвижке затрубного пространства закачивают эмульсию в объеме труб и затрубного пространства под пакером. Затем с помощью пакера герметизируют затрубное пространство и закачивают эмульсию в объеме спущенных труб с максимальным повышением темпа закачки с давлением 15-30 МПа. Далее за кислотой, не снижая давления, прокачивают расчетный объем продавочной жидкости и закрывают задвижку. Скважину оставляют в покое до полного спада или стабилизации давления (2-8 часов). По окончании действия кислоты в составе эмульсии проводят промывку скважины и запускают ее в эксплуатационный режим работы.

Пеннокислотные составы применяются для обработки неоднородных по проницаемости коллекторов с низкими пластовыми давлениями. Сущность пеннокислотных обработок (ПКО) заключается во введении в ПЗП азрированного раствора ПАВ в соляной кислоте в виде пены. Пеннокислотная обработка способствует селективному воздействию на пласт при любой литологии, позволяет доставить кислоту к более загрязненным или наименее проницаемым участкам пласта. С помощью пены происходит корректировка направления движения рабочей жидкости. Химическая реакция пены с породой и пластовыми флюидами не приводит к неблагоприятным последствиям. Пена

легко вымывается из скважины, как и продукты реакций из призабойной зоны пласта, за счёт наличия газовой фазы.

Данная технология применяется для карбонатных типов коллекторов, залегающих на глубине не более 2500 м, обводнённостью до 90%, приёмистостью не более 300 м<sup>3</sup>/сут., расстояние до ВНК должно составлять не менее 1 м.

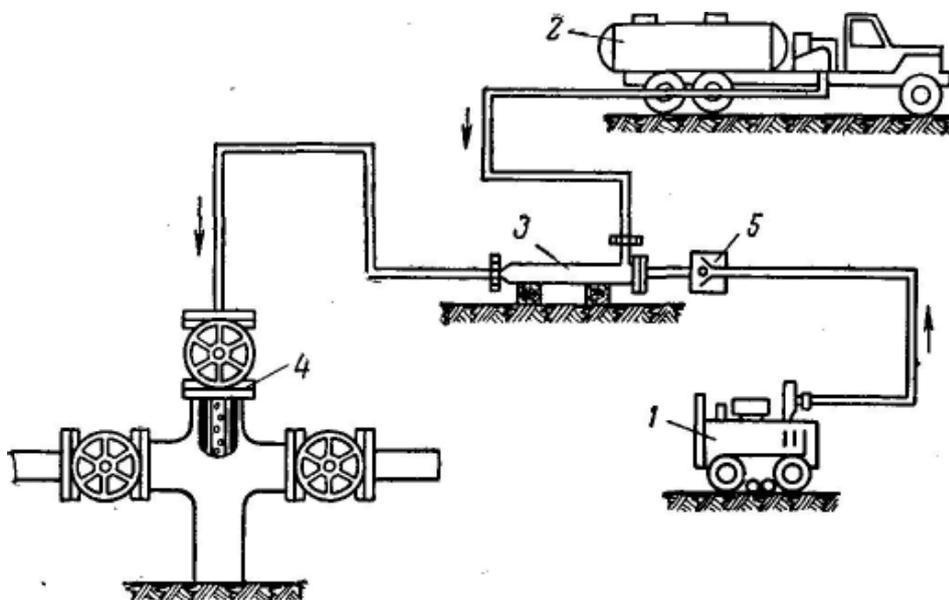


Рисунок 8 – Схема обвязки оборудования при обработке скважин пенами  
1 — компрессор; 2 — кислотный агрегат; 3 — аэратор; 4 — крестовина; 5 —  
обратный клапан

В качестве ПАВ применяют: ОП-7, ОП-10, ДС-РАС, сульфанол, дисольван и другие. Концентрация в пределах 0,1-0,5% от объёма. Замедление реакции происходит благодаря тому, что ПАВ адсорбируется на поверхности кислот.

При ПКО используют кислотный агрегат, компрессор и смеситель-аэратор (рисунок 8). Аэратор предназначен для перемешивания раствора кислоты с воздухом и образования пены.

### **Комплексная обработка ПЗП инвертно-эмульсионным раствором и кислотной композицией**

Для повышения эффективности обработки неработающей части карбонатного пласта необходимо предотвратить «кинжальный» прорыв

кислоты по работающей части пласта за счет повышения для ее движения гидравлического сопротивления. В качестве такой меры можно применить высоковязкие системы на основе инвертно-эмульсионных растворов (ИЭР), которые не реагируют с кислотой, но хорошо растворяются в нефти. При контакте с водонасыщенными трещинами наоборот образуют высоковязкие системы [15].

В качестве технологической спецтехники применяются:

- насосные агрегаты - 1-2 ед. (типа СИН-35 или ЦА-320 с D поршней 115 мм);
- кислотный агрегат (способный нагнетать при повышенном давлении до 30 МПа) - 2 ед.;
- автоцистерна - 1 ед.

В качестве материалов и химреагентов, предоставляемых заказчиком работ (недропользователем):

- товарная нефть (расчетный объем, тн);
- вода техническая с добавлением 0,1% ПАВ (объем продавки);
- хлористый кальций ( $\text{CaCl}_2$ ) (расчетный объем, тн).

В качестве рабочей жидкости используется минерализованная вода (техническая, жидкость глушения с добавлением 0,05-0,1% ПАВ) в объеме скважины +5 м<sup>3</sup> в технологической емкости.

В качестве технических средств для приготовления и закачки в пласт эмульсий применяли следующие оборудование и материалы:

- насосный агрегат ЦА-320;
- автоцистерны для перевозки нефти (дизтоплива и др.), пластовой воды (АЦ-11 и др.);
- ёмкости для приготовления и хранения ИЭР;
- ёмкость для сбора отработанных жидкостей;
- пресная вода, пластовая вода, растворы солей  $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$ .

Основные критерии, которыми необходимо руководствоваться при подборе скважин для выполнения технологии кислотной обработки ПЗП с предварительной изоляцией карбонатных трещинно-поровых, кавернозных коллекторов, следующие:

– подбираются скважины, на которых были произведены одна, две или три простые кислотные обработки или кислотные ванны;

– нельзя проводить на скважинах, где осуществлялась технология «кавернонакопителей» два и более раз;

– нежелательно рекомендовать скважины с обводненностью продукции более 95%;

– пластовое давление должно быть не менее 50% от первоначального давления.

Перед обработкой ПЗП при необходимости производится очистка насосно-компрессорных труб от асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО). Для очистки НКТ от АСПО использовался раствор МЛ-80Б 3% концентрацией в воде, который закачивали в НКТ при открытом затрубном пространстве скважины. Время растворения АСПО от 6 до 8 часов. Скважину обрабатывают в коллектор до полного выхода продукта растворения, также скважину можно промыть нефтью посредством обратной промывки.

Основные технологические операции следующие:

1) Закачка в колонну НКТ расчетного объема ИЭР и посадка пакера производятся строго в следующей последовательности:

– закачка ИЭР до верхних перфорационных отверстий (расчетный объем);

– посадка пакера (в интервале 10-20 м выше верхних перфорационных отверстий);

– продолжение закачки оставшегося объема ИЭР с целью его дальнейшей продавки в обрабатываемый интервал.

2) Закачка в колонну НКТ нефтяной оторочки расчетного объема.

3) Продавка находящихся в колонне НКТ жидкостей (ИЭР + нефть) расчетным объемом кислотного состава. Закачка кислотного состава осуществляется при 12-15% общей концентрации состава, включающего кислоты и ПАВ, в объеме 1,6-2,4 м<sup>3</sup> на 1 метр перфорированной мощности пласта, путем разбавления товарной формы водой в соотношении 1:1.

4) Продавка находящихся в колонне НКТ жидкостей (ИЭР + нефть + кислотная композиция) технической водой до башмака НКТ.

5) Закрывать задвижку на НКТ и оставить скважину для реагирования кислоты с карбонатной составляющей пласта на 2-4 часа. Время выдержки зависит от концентрации соляной кислоты в композиции. Более точное время определяется лабораторными экспериментами по растворению карбонатного ядра кислотной композицией.

6) Произвести свабиrowание скважины в количестве двух объемов ствола скважины с целью удаления продуктов реакции из пласта.

7) Поднять колонну НКТ, произвести спуск насосного оборудования и запуск скважины в работу.

Эффективность использования данного способа доказана путем применения технологии обработки ПЗП на Пашнинском нефтяном месторождении. Применение данной технологии позволяет получить дополнительную добычу нефти и повысить эффективность геолого-технологических мероприятий на скважинах за счет снижения доли воды в добываемой жидкости.

### **Термические методы обработки призабойной зоны**

Термообработка призабойной зоны пласта проводится в коллекторах, процесс разработки и эксплуатации которых осложняется наличием в них тяжелых парафинистых нефтей при температурах пласта близких к температуре кристаллизации парафина или ниже.

Существует несколько вариантов переноса тепла в коллектор для проведения термической обработки:

– процесс теплопередачи осуществляется от источника тепла по скелету породы и насыщающей жидкости, то есть источник тепла расположен в скважине;

– процесс теплопередачи осуществляется путём нагнетания в пласт теплоносителя.

### **Паротепловая обработка**

В качестве теплоносителя при обработке ПЗП используют подогретую нефть, либо насыщенный пар. Перед проведением паротепловой обработки из скважины необходимо извлечь эксплуатационное оборудование и проверить её на герметичность. На первом этапе осуществляют закачку пара в пласт на протяжении 2-3 недель и в количестве 30-100 т на метр эффективной толщины пласта. Рассчитываются такие объёмы пара, чтобы охватить область пласта радиусом 10-20 м. Вязкость нефти должна быть выше 50 мПа·с (высоковязкая). Паротепловую обработку осуществляют с помощью парогенератора ППГУ-4/120 (передвижная парогенераторная установка). На втором этапе скважину закрывают и выдерживают в течении 2-4 дней. В этот период температура по пласту выравнивается, давление снижается и нефть становится более подвижной. Затем скважину снова пускают в эксплуатацию.

Если залежь эксплуатируется в режиме растворенного газа, то количество паротепловых обработок не более 3-5 раз. Это связано с истощением пластового давления. Если же пласт имеет большую толщину и режим эксплуатации гравитационный, то количество обработок возрастает до 10. Стоит отметить, что при проведении паротепловой обработки нефть становится более подвижной, а также происходит очистка ПЗП от АСПО. Эффективность технологии длится 4-6 месяца после чего дебит снова начинает уменьшаться.

### **Подогрев забоя скважины**

Подогрев забоя осуществляется с помощью глубинных электронагревателей. Различают постоянный подогрев и циклический. Важно отметить, что температура подогрева должна быть ниже температуры коксования.

При постоянном подогреве на забой скважины совместно с фильтром устанавливают глубинный подогреватель. Подогрев может осуществляться в постоянном режиме, либо по заданной программе.

Чтобы произвести циклический подогрев забоя скважины необходимо извлечь из неё эксплуатационное оборудование. После в скважину на нужную глубину спускают подогреватель на кабеле. Длительность прогрева может продолжаться 3-7 суток. После прогрева скважину необходимо запустить в эксплуатацию в течении 7 часов. Для этих целей используют СУЭСП-1200 (самоходная установка электропрогрева скважин), установленная на базе машины с высокой проходимостью (рисунок 9). Длина кабеля 1200 м, нагреватель может быть в длину 2,1 м с мощностью 10,5 кВт или длиной 3,7 м мощностью 21 кВт. В Башкирии на одном из месторождений по результатам 558 испытаний установили, что эффективность данной технологии 65%, дополнительная добыча на каждую успешную операцию составила 336 т. Продолжительность эффекта 3-4 месяца.

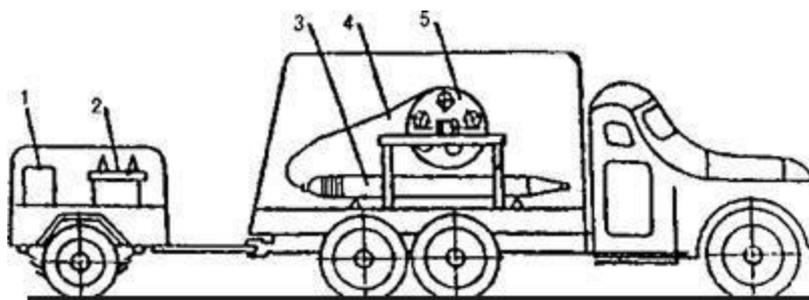


Рисунок 9 – СУЭПС-1200

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

### **Обработка забоя пороховыми газами**

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

содержанием глин.

Перед проведением обработки скважину шаблонируют и замеряют забойное давление и температуры. Затем устанавливают генератор давления на глубине обрабатываемого интервала. Если толщина пласта больше 20 м, то применяют многократное воздействие. В случае, если пласт состоит из нескольких пропластков, то производят последовательное воздействие снизу-вверх. Пороховой генератор представляет собой прибор, в котором размещаются пороховые заряды и воспламенитель, данная конструкция опускается в скважину на кабеле, либо на колонне НКТ. Они имеют различное исполнение и рассчитаны на различные температуры, давления и диаметры эксплуатационных колонн. При сгорании порохового заряда происходит большое выделение тепла и возрастание давления. В результате в ПЗП возникают трещины, а также при высокой температуре происходит тепловая обработка ПЗП. Эту технологию называют газодинамическим разрывом пласта.

Таким образом, технология воздействия пороховыми газами применяется для увеличения притока или приемистости в скважинах с плохопроницаемыми пластами коллекторами.

### **Физические методы обработки призабойной зоны**

Обработка ПЗП физическими методами подразумевает очистку зоны путём создания такой силы, способной разрушить структуру отложений.

### **Виброобработка**

Данная технология реализуется с помощью специальных забойных устройств, которые создают колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой и частотой. Под воздействием переменного давления происходит разрушение загрязняющих отложений.

Операция осуществляется следующим образом. В скважину спускают насосно-компрессорные трубы (НКТ), на их конце закреплён вибратор – генератор колебаний давлений. Вибратор представляет собой гидравлический механизм, состоящий из двух цилиндров разного диаметра. У цилиндров имеются прорези, через которые продавливается жидкость. Внутренний

цилиндр находится в неподвижном состоянии, а наружный вращается вокруг вертикальной оси. Конструкция вибратора сделана таким образом, что жидкость выходит по некоторым углом к касательной, создавая вращающий момент, приводящий цилиндр в движение. Поэтому при совпадении прорезей внутреннего и внешнего цилиндром происходит выброс жидкости, а при несовпадении – резкое прекращение движения. В процессе движения жидкости через вибратор он создаёт серию гидроударов, оказывающих воздействие на обрабатываемую ПЗП, благодаря чему возникают перепады давлений, изменяющие поверхностные, капиллярные и другие свойства жидкостей и пород и вызывающие в них разрывы с образованием микротрещин.

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

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

Перед проведением обработки забой скважины исследуют, определяют важные параметры и строят профиль притока или приемистости. Затем подбирают необходимое оборудование и определяют интервал обработки. Определяют необходимый объём рабочей жидкости и давление закачки. Составляют план операции в котором определяют последовательность действий, а также темп закачки рабочей и продавочной жидкости.

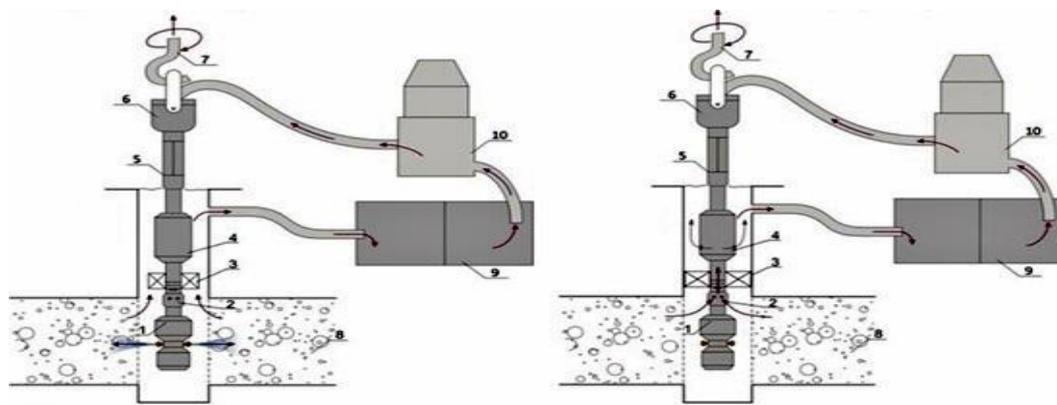


Рисунок 10 – Схема виброобработки (слева) и освоения регулируемые депрессиями с помощью струйных насосов (справа)

1 – вибратор; 2 – циркулирующий клапан; 3 – пакер; 4 – струйный насос; 5 – НКТ; 6 – вертлюг; 7 – талевая система; 8 – пласт; 9 – блок долива; 10 – ЦА-320

Виброобработка часто применяется в комплексе с другими технологиями, например, с кислотной обработкой или перед проведением ГРП.

### **Метод переменных давлений**

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

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

Также к этой категории можно отнести применение струйных насосов. При помощи этих насосов создают депрессии с целью выноса из ПЗП продуктов реакции, частиц бурового раствора или для ликвидации водной преграды.

Обычно струйные насосы используют после проведения различных воздействий на ПЗП.

Струйные насосы применяются в скважинах с низким пластовым давлением, высокой обводнённостью и газовым фактором, а также с ухудшающимися ФЕС.

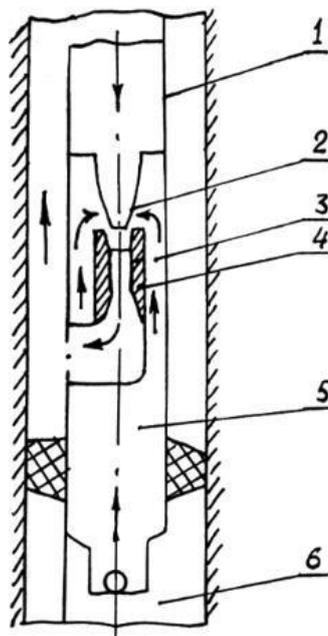


Рисунок 10 – Схема струйного насоса

1 – НКТ; 2 – сопло; 3 – каналы; 4 – диффузор; 5 – входная часть насоса; 6 – подпакерное пространство

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

### **Механические методы воздействия на призабойную зону**

#### **Гидровакуумная желонка**

Обработка призабойной зоны скважины при помощи комплекса гидровакуумной желонки (ГВЖ) является эффективным способом восстановления фильтрационных характеристик ПЗП, и проводится с целью

увеличения производительности добывающих скважин. Гидровакуумная желонка служит для очистки скважины от сыпучих материалов: песка, окалины, кусков породы, шлама, мелких посторонних предметов и прочих механических примесей, как пластового, так и инородного происхождения.

ГВЖ желонка обеспечивает очистку призабойной скважины (пласта) без организаций в ней циркуляционной промывки.

Использование гидровакуумной желонки возможно только в технически исправных скважинах при условии герметичности эксплуатационной колонны и цементного кольца.

Проведение обработки ПЗП комплексом ГВЖ целесообразно в следующих случаях:

- в скважине невозможно установить циркуляцию;
- нагужение скважины промывочной жидкостью нежелательно или вредно для пласта;
- очистка более экономична, чем монтаж и спуск оборудования для установления в скважине циркуляции.

Принцип действия гидровакуумной желонки следующий. Создается депрессионный перепад давления между полостью скважины и полостью насосно-компрессорных труб за счет спуска в скважину насосно-компрессорных труб, снабженных последовательно расположенными в порядке удаленности от дневной поверхности гидровакуумной желонкой в закрытом положении, пакером и клапаном-хлопушкой, посадкой пакера осуществляют отделение призабойной зоны перфорации под пакером от полости скважины над пакером, за счет открытия гидровакуумной желонки осуществляют рывок жидкости из пласта в полость насосно-компрессорных труб и удаление загрязнений из призабойной зоны перфорации. Таким образом, повышается качество обработки, снижается трудоемкость [14].

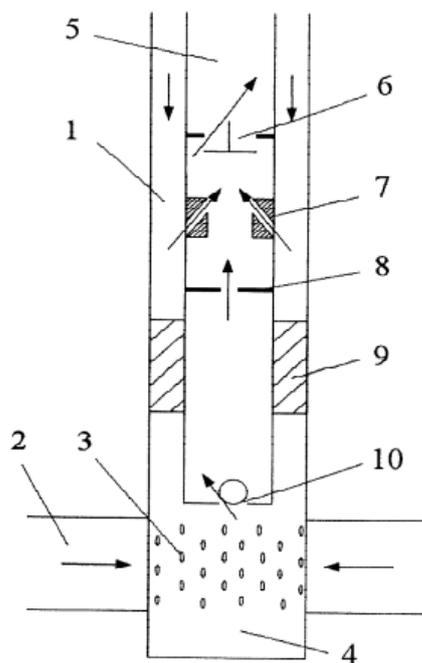


Рисунок 11 – Схема способа очистки ПЗП гидровакуумной желонкой  
 1 - скважина; 2 - пласт; 3 - перфорация; 4 - призабойная зона скважины; 5 - насосно-компрессорная труба; 6 - гидровакуумная желонка; 7 - инжектор; 8 - штуцер; 9 - пакер; 10 - клапан-хлопушка.

### **Гидропескоструйная перфорация**

Гидропескоструйную перфорацию (ГПП) применяют при вскрытии плотных, как однородных, так и неоднородных по проницаемости, коллекторов перед ГРП для образования трещин в заданном интервале пласта.

Гидропескоструйная перфорация (ГПП) – это абразивное воздействие на преграды, их гидромониторное разрушение. Представляет собой процесс нагнетания в скважину жидкости и песка, после чего образуются чистые глубокие каналы. Применение метода целесообразно в скважинах несовершенных по характеру вскрытия.

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

Гидропескоструйная перфорация бывает двух типов:

1. Точечная. В таком случае канал делается при помощи неподвижного перфоратора. Воздействие на нефтяную скважину данным способом проводится в течение 15 минут.

2. Щелевая. Предполагает использование подвижного перфоратора. Предполагает воздействие в течение 3 минут на каждый см длины.

Технология ГПП проводится следующим образом. В НКТ спускаются нижний и верхний шаровые клапаны с пескоструйным аппаратом, имеющим 2 – 4 насадки диаметром от 4,5 до 6 мм. Для занятия аппаратом необходимого положения в скважине размещают муфту толстостенную, длина которой достигает 50 см с толщиной стенки от 10 до 15 мм. Производится герметизация затрубного пространства путем установки самоуплотнительного сальника.

Процесс подготовительных работ перед проведением ГПП начинается с опрессовки НКТ, после чего осуществляется обратная промывка. Затем, подняв верхний шаровой клапан определяют гидростатическое давление, производят геофизические исследования геологического разреза.

После установки подземного оборудования начинают закачку жидкости с абразивным материалом. Воздействие на породу струей происходит при очень большой скорости ее закачки, которая может достигать несколько сотен метров в секунду, в результате чего происходит вымывание в породе каверны грушеобразной формы, размеры которой зависят от прочности горной породы, времени воздействия струйным аппаратом и его мощности.

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

Для закачки в ПЗП при проведении ГПП основными материалами являются рабочая жидкость и песок. При выборе рабочей жидкости стоит учитывать, что она не должна негативно воздействовать на коллекторские свойства пласта, а также обработка пласта при ГПП не должна сопровождаться неконтролируемыми притоками жидкости из пласта. В качестве рабочей

жидкости в карбонатных коллекторах применяется водный раствор соляной кислоты.

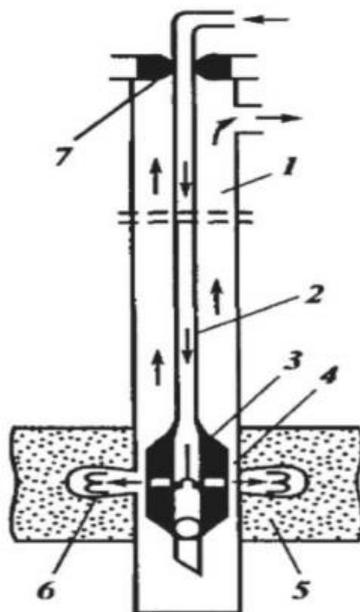


Рисунок 12 – Схема гидропескоструйной перфорации в скважине

1 – обсадная колонна; 2 – НКТ; 3 – пескоструйный аппарат; 4 – насадка;  
5 – пласт; 6 – каналы перфорации; 7 – сальник

В качестве абразивного материала в рабочую жидкость добавляют кварцевый песок с небольшим содержанием глины (до 0,5%), размер частиц которого должен быть равен 0,5 – 1,2 мм. Оптимальной концентрацией песка в рабочей жидкости составляет 30 – 50 кг/м<sup>3</sup> (3 – 5%).

Общее количество жидкости (в м<sup>3</sup>)  $V_{ж}$  рассчитывается следующим образом:

$$V_{ж} = 1,88 D_{вн}^2 L_c, \quad (22)$$

где  $D_{вн}$  – внутренний диаметр эксплуатационной колонны,  $L_c$  – глубина проводимой обработки.

Общее количество песка (в кг)  $Q_n$  рассчитывают на объём 0,6  $V_{ж}$ , причем массовая концентрация песка  $C_n = 100$  кг/см<sup>3</sup>.

$$Q_n = 1,13 D_{вн}^2 L_c C_n. \quad (23)$$

## **Сверлящая перфорация**

Сверлящая перфорация – это один из методов вторичного вскрытия нефтяных и газовых пластов, основанный на механическом способе разрушения элементов крепления скважины и горных пород.

Сверлящие перфораторы создают перфорационные каналы в мягком, щадящем режиме без ударного воздействия, исключают деформацию и разрушение обсадных труб, трещинообразование в цементном кольце, ухудшение фильтрационных характеристик в прискважинной зоне пласта.

Типовые условия применения:

- применяют в скважинах с обсадными колоннами диаметром от 146 до 168 мм;
- позволяет создать фильтр любой формы и плотности размещения перфорационных каналов;
- обеспечивает получение отверстий большого диаметра с чистой кромкой;
- обеспечивает возможность вторичного вскрытия продуктивных интервалов на депрессии.

Основным недостатком названных сверлящих перфораторов является малая глубина проникновения 50 и 70 мм соответственно, что явно недостаточно для сообщения ствола скважины с ненарушенной зоной продуктивного пласта.

## **Комбинированные методы воздействия на призабойную зону**

### **Термоакустическое воздействие**

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафино-смолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора, образования гидратов углеводородных газов и др. Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическими полями, для чего в скважину спускают термоакустический излучатель, соединённый кабель-тросом с наземным ультразвуковым генератором мощностью 4-30 кВт в

диапазоне частот 5-16 кГц. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличению его эффективной температуропроводности и очистке призабойной зоны. Радиус зоны воздействия достигает 8 м. В зоне воздействия снижается вязкость нефти, разрушаются и выносятся при последующей эксплуатации отложения парафина, бурового раствора, солей.

Применение данного метода в конечном итоге дает следующие результаты:

- увеличение объемов фильтрации подвижного флюида при существующем радиусе пор и градиенте давления за счет «поршневого» эффекта, что приводит к увеличению отбора жидкости;

- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного при существующем радиусе пор и градиенте давления флюида благодаря преодолению вязкопластических сил, удерживающих флюид, что приводит к интенсификации отбора нефти;

- снижение вязкости нефти за счет разрушения ее реологической структуры, путем деполяризации молекул и ослабления межмолекулярных связей, вследствие чего увеличивается фазовая проницаемость нефти, тогда как для воды она остается неизменной, что способствует уменьшению обводненности продукции;

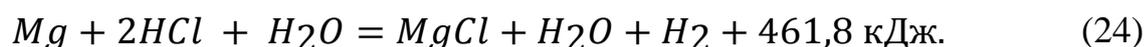
- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;

- увеличение или восстановление проницаемости коллектора и призабойной зоны пласта достигается за счет очистки поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений, а также за счет срыва поверхностных слоев жидкости, что приводит к увеличению эффективного сечения поровых каналов и вовлечению в процесс фильтрации застойных зон пласта.

## Термокислотная обработка

Термокислотной обработкой принято называть комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым, непрерывно следующим за первым, – обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением. Термохимическая обработка – процесс воздействия на забой горячей кислотой, при котором нагревание кислотного раствора производится за счет теплового эффекта экзотермической реакции между кислотой и магнием или некоторыми его сплавами (МЛ-1, МА-1 и др.), осуществляемом в специальном реакционном наконечнике, спущенном на насосно-компрессорных трубах в пределы интервала, намеченного под обработку. В реакционный наконечник обычно загружают от 400 до 100 кг магния, через которые в последующем прокачивается от 4 до 10 м<sup>3</sup> 15 %-ого раствора HCl. Данные соотношения рассчитываются исходя из интервала, подлежащего обработке.

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



Совмещенное действие двух факторов – высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих объектах:

– в скважинах, снизивших производительность за счет отложений парафиновых или асфальто-смолистых веществ на забое и в прифильтровой зоне;

– с целью удаления этих отложений в скважинах с низкими коллекторскими свойствами пород пласта;

– с целью формирования максимального количества каналов растворения в заданном интервале, особенно в доломитах и сильно доломитизированных породах;

– в скважинах, вышедших из бурения, с целью более интенсивного растворения материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность забоя;

– в нагнетательных скважинах для очистки поверхности фильтрации от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

Термокислотная обработка применяется преимущественно в призабойных зонах с продуктивными карбонатными коллекторами. Количество кислоты и спускаемого в скважину в виде стружки магния рассчитывается так, чтобы окончательная температура раствора после реакции была 75-90°C. Во всех случаях термохимический процесс целесообразен лишь на месторождениях с низкой температурой пласта, порядка от 15 до 40° С.

Из-за высокой химической активности горячей кислоты в отношении металла и ограниченности ингибиторов, достаточно активных при высоких температурах, термохимический процесс в основном применяется в скважинах с открытым забоем.

Термокислотная обработка базируется на экзотермической реакции раствора соляной кислоты с магнием. Так, при взаимодействии 18,61 л 15%-ного раствора HCl с 1 кг магния выделяется 18 987 кДж теплоты. При этом кислота нейтрализуется полностью. Максимально возможное повышение кислоты равно примерно 243 °С.

### **Виброволновая обработка**

В Западной Сибири на Южно-Охтеурском месторождении в 2014 году была проведена технология виброволнового воздействия на ПЗП, показавшая хорошие результаты.

Процесс и сущность технологии следующий. Обработка ПЗП ведется пульсационным потоком промывочной жидкости. Для этого разработан виброволновой гидромонитор, частота импульсов которого изменяется в пределах 1-20 Гц, давление имеет амплитуду от 1 до 6 МПа. На основе анализа геологических условий и опыта разработки прошлых лет составляется технологический план, состоящий из нескольких этапов (рисунок 13). Для достижения эффекта необходимо:

– на первом этапе разрушить структуру сложного состава загрязнений малоподвижных коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений разбить блокаду из этих загрязнений, привести их в дисперсное взвешенное состояние в порах пласта;

– на втором этапе растворить максимально эти загрязнения кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой;

– на третьем этапе за счет продолжения последовательных импульсов давления жидкости в виде репрессии и депрессии оттеснить остатки загрязнений вглубь пласта за пределы призабойной зоны (1-1,5 м) или, наоборот, при получении фильтрации жидкости из пласта с появлением циркуляции в затрубном пространстве вынести остатки подвижных частиц загрязнения на поверхность, это позволит окончательно очистить каналы для фильтрации пластовой жидкости к забою скважины.

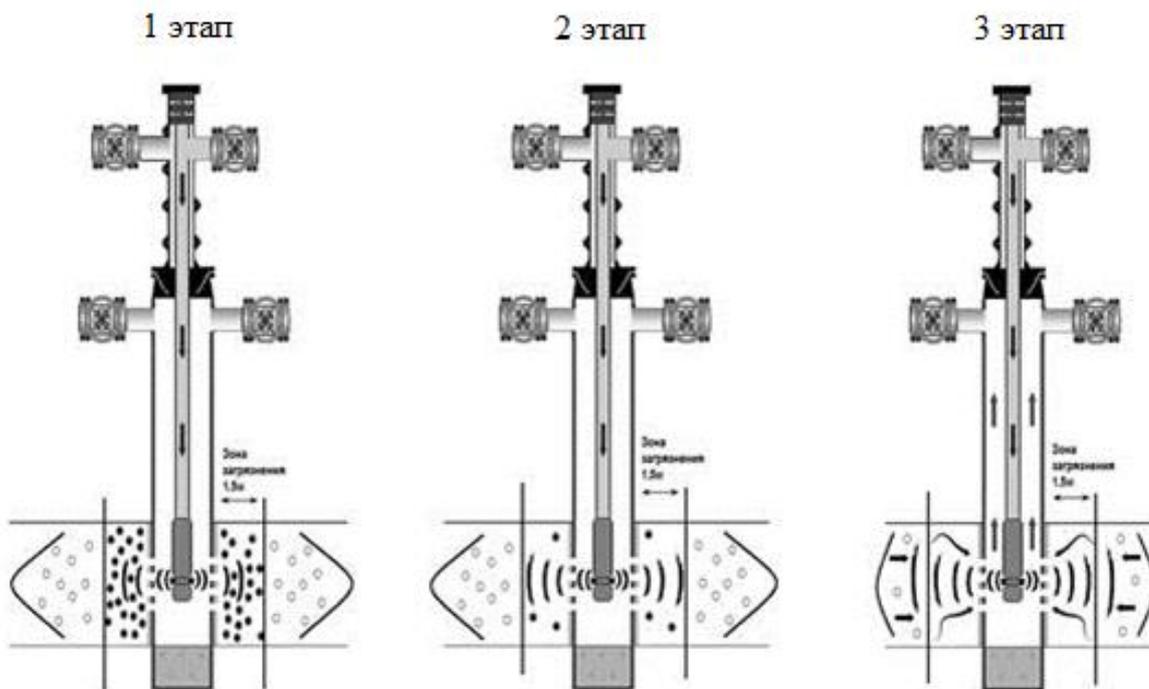


Рисунок 13 – Схема этапов виброволнового воздействия на ПЗП

По итогу эффективность применения данной технологии на Южно-Охтеурском месторождении можно оценить по трем обработанным скважинам.

В среднем прирост нефти составил 5,5 – 6 т/сут., эффект наблюдался длительное время.

### 2.3 Анализ современных композиций при обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов

На скорость протекания реакции при солянокислотной обработке оказывает влияние давление закачки, температура, состав породы и концентрация кислоты в растворе. В зависимости от вещественного состава карбонатной породы скорость реакции возрастает в 1,6-2,5 раз при повышении температуры от 20 до 60 °С. На рисунке 14 представлена графическая зависимость влияния давления и температуры на время нейтрализации кислотного раствора.

Повышение давления приводит к снижению скорости реакции. Время нейтрализации 75% объёма кислотного раствора увеличивается в 7-10 раз при повышении давления с 0,1 МПа до 0,7 МПа. При увеличении давления от 0,7 МПа до 1 МПа время нейтрализации увеличивается в 30-35 раз, а при увеличении давления с 2 МПа до 6 МПа скорость реакции снижается в 70 раз.

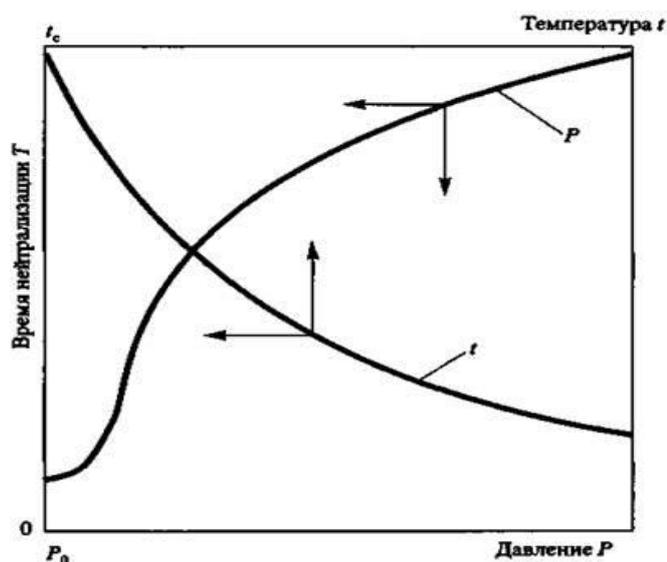
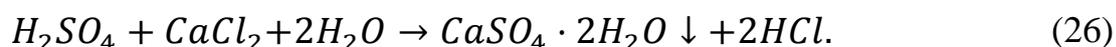
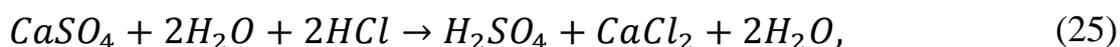


Рисунок 14 – Графическая зависимость влияния давления и температуры на время нейтрализации кислотного раствора  $t_c$  – 20 °С;  $P_0$  – атмосферное давление

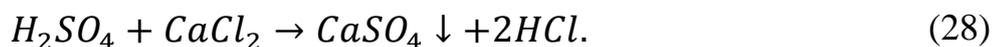
Изменение концентрации кислотного раствора от 5 до 15% HCl не оказывает практического влияния на скорость реакции даже при температуре

60 °С. Низкие концентрации раствора увеличивают глубину его проникновения в пласт, но при этом возрастают потребные объёмы кислотного раствора (осложняется процесс освоения скважины после СКО из-за большого количества продуктов реакции. Высокие концентрации раствора приводят к образованию насыщенных с повышенной вязкостью растворов  $\text{CaCl}_2$  и  $\text{MgCl}_2$ , которые трудно извлекаются из пласта при освоении. Кроме того, существенно возрастает коррозия оборудования труб. Кислотные растворы с концентрацией более 15% хорошо растворяют гипс ( $\text{CaSO}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}$ ) и ангидрит ( $\text{CaSO}_4$ ), образуя твердый осадок, снижающий проницаемость ПЗП:

Гипс:



Ангидрит:



Таким образом, оптимальная концентрация раствора соляной кислоты в основном варьируется в пределах 8-15% [7].

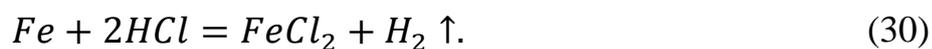
При обработке ПЗП используются разнообразные химические вещества, кислотные композиции состоят из целого комплекса компонентов, выбор которых зависит от конкретных условий при проведении технологических мероприятий.

По условиям производства соляной кислоты в концентрированной кислоте содержатся определенные примеси, способные при реакции с карбонатными породами (продуктами основной реакции) давать твердые осадки. К таким примесям относятся:

1. Серная кислота  $\text{H}_2\text{SO}_4$ , которая, как уже описывалось выше, взаимодействуя с продуктами основной реакции, образует гипс, выпадающий в осадок:

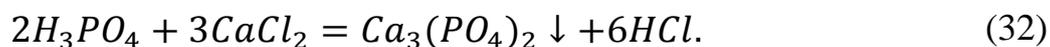


2. Хлорное железо  $\text{FeCl}_3$ :



Затем  $FeCl_2$  преобразуется в  $FeCl_3$ , выпадающий в осадок.

3. Фтористый водород и фосфорная кислота, образующие с продуктами основной реакции нерастворимые осадки фтористого кальция ( $CaF_2$ ) и фосфорнокислого кальция ( $Ca_3(PO_4)_2$ ):



Таким образом для получения качественного раствора соляной кислоты необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу оказывающих положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе КО. Рассмотрим основные из них.

### **Применение ингибиторов коррозии**

Ингибиторы коррозии – вещества, снижающие коррозионное воздействие кислоты на оборудование, с помощью которого раствор HCl транспортируют, перекачивают и хранят. В качестве ингибиторов кислотной коррозии могут применяться реагенты, поддерживающие скорость коррозии стали в растворах кислот любой концентрации не более 0,2 мм в год. Стандартно ингибиторы добавляются в количестве до 1 % в зависимости от типа ингибитора и его исходной концентрации. Ингибитор коррозии должен быть выбран для контроля коррозии за счет кислоты, контактируемой с трубами в скважине при температуре, ожидаемой у НКТ. Если возможно, то антикоррозионная добавка должна быть выбрана таким образом, чтобы по возможности контролировать коррозию при пластовой температуре. Каждый поставщик готового кислотного состава подбирает свой ингибитор коррозии, совместимый с другими модификаторами кислоты. Обычно, ингибиторы коррозии добавляют в кислотные составы уже на заводе, но срок хранения и транспортировки кислоты с этим ингибитором не превышает одного месяца. Через месяц, особенно в условиях хранения в негуммированных емкостях, кислота подлежит повторному ингибированию.

В качестве ингибитора коррозии в настоящее время применяется ИКУ-118, представляющий собой гликолевый раствор. ИКУ-118 уже в концентрации 0,01 масс. % позволяет получить значение степени защиты от коррозии в 99 % при 105 °С [3]. Также для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах рекомендованы ингибиторы кислотной коррозии ИТПС-508, ВНПП-2В, Инвол-2, Напор-КБ в количестве 0,5-1%.

### **Применение ингибиторов солеотложения**

Пластовые воды нефтяных месторождений насыщаются ионами ввиду химического взаимодействия с осадочными породами. Вода, находящаяся в карбонатных породах или известковистых песчаниках, обычно содержит избыток катионов двухвалентного кальция ( $\text{Ca}^{2+}$ ) и магния ( $\text{Mg}^{2+}$ ), являющихся основными составляющими солей.

Как отмечалось ранее, одной из причин снижения проницаемости ПЗП является отложение неорганических солей. Для карбонатных коллекторов характерно образование солей сульфатов кальция, бария, гипса и ангидритов, а также хлоридных солей. Выпадение солей происходит, если их концентрация превышает равновесную.

Предотвратить образование их отложение помогают ингибиторы солеотложения – вещества, которые при контакте с пересыщенным солями водным раствором предотвращают или сильно снижают вероятность образования осадка. Механизм действия ингибиторов основан на адсорбции этих веществ на поверхности зарождающегося кристалла, в результате чего прекращается рост кристалла.

Стоит отметить, что универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Для обеспечения надежной защиты и максимально положительного результата реагенты и технологию их подачи необходимо подбирать для каждой условий индивидуально.

У применения ингибиторов солеотложений есть ряд недостатков. Во-первых, это сложность при подборе ингибитора к конкретному составу

пластовой жидкости - состав пластовой жидкости постоянно динамически изменяется, поэтому универсальных одинаково эффективных во всех условиях ингибиторов не существует. Во-вторых, ингибиторы солеотложения представляют собой кислотные растворы, что способствует развитию коррозионных процессов. В-третьих, приходится констатировать отсутствие достоверных методов прогнозирования длительности действия ингибитора, следствием чего становится необходимость в постоянном дозированном присутствии ингибитора в пластовой жидкости, а при прекращении подачи ингибитора происходит необратимое отложение солей.

### **Применение интенсификаторов, ПАВ**

Интенсификаторы – поверхностно-активные вещества, снижающие в 3-5 раз поверхностное натяжение на границе нефть-нейтрализованная кислота, ускоряющие и облегчающие очистку призабойной зоны от продуктов реакции и от прореагировавшей кислоты. Добавка ПАВ увеличивает эффективность кислотных обработок. Некоторые ингибиторы, одновременно играют роль интенсификаторов, так как являются ПАВами.

Добавки ПАВ увеличивают проникающую способность составов в пласт при обработках низкопроницаемых коллекторов за счёт изменения смачиваемости, улучшают нефтеотмывающие свойства технических жидкостей и изменяют скорость реакции с породой. Наличие ПАВ облегчает проникновение кислотного раствора в микроскопические поры породы. Это необходимо при обработке плотных пород, а также при очистке забоя скважины от оставшихся частиц цемента или твердых отложений: ПАВ облегчают отделение от породы воды и проникновение кислоты через нефтяные пленки, покрывающие поверхность породы и выстилающие поверхность пор, и таким образом дают возможность кислоте вступить в контакт с породой, растворяя ее.

В качестве интенсификатора используется многофункциональный ПАВ-реагент НЕФТЕНОЛ К. С добавкой Нефтенола К межфазное натяжение на границе нефть-кислотный раствор резко снижается, что характеризует

возможность более глубокого проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор.

### **Применение стабилизаторов**

Стабилизаторы – вещества, необходимые для удержания в растворенном состоянии некоторых продуктов реакции и соединений железа, образующихся в ходе растворения как содержащихся в породе соединений, так и привнесенных из вне.

В качестве стабилизаторов могут использоваться уксусная ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) и лимонная кислоты (1,0-3% масс. содержание основного вещества), предупреждающие выпадение в поровом пространстве пласта объемистого осадка гидратов окиси железа за счет гидролиза его солей в полностью отработанной (нейтрализованной) соляной кислоте. А также в качестве стабилизаторов могут использоваться хелатирующие агенты: оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ), этилендиаминтетрауксусная кислота или ее натриевые соли (ЭДТА), нитрилтриметилфосфоновая кислота (НТФ) или аналогичные реагенты.

Далее рассмотрим, какие еще композиции применяются в процессе кислотной обработки ПЗП.

### **Применение растворителей**

Одним из наиболее простых способов повышения эффективности КО на объектах с высоковязкой нефтью является предварительная закачка оторочки растворителя в призабойную зону пласта перед проведением кислотной обработки. Растворители довольно эффективно справляются с АСПО. Чтобы достичь максимального эффекта в ПЗП закачивают подогретый растворитель. Продолжительность обработки может достигать 24 часов. Объем растворителя варьируется в пределах 1,5-5 м<sup>3</sup> на метр продуктивной толщины.

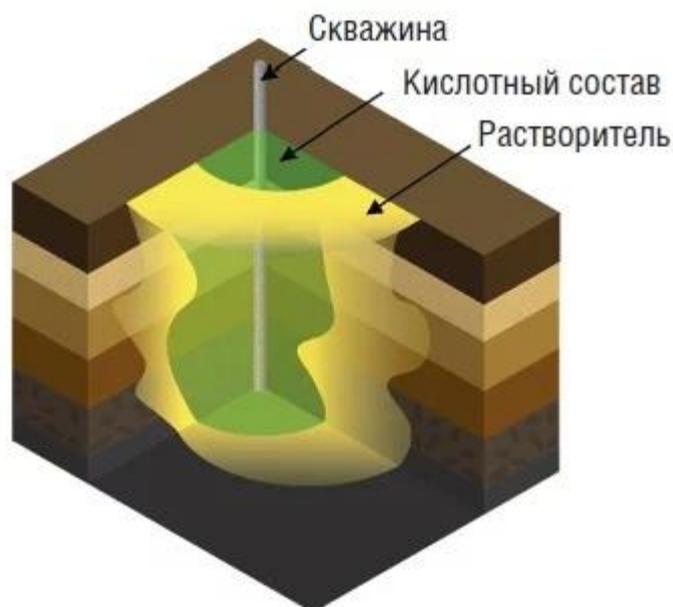


Рисунок 15 – Схема проведения обработки ПЗП последовательной закачкой растворителя и кислотного состава

Хорошей растворяющей способностью обладают индивидуальные органические растворители, например сернистый углерод ( $CS_2$ ), толуол ( $C_7H_8$ ), но они применяются довольно редко по причине их токсичности, а также некоторые из них могут влиять на процессы переработки. Толуол редко применяется из-за высокой стоимости.

К природным растворителям относятся в основном парафиновые углеводороды  $C_3-C_6$  (лёгкая нефть, газоконденсат, сжиженный нефтяной газ). Данные вещества дешевые и доступные, но обладают невысокой эффективностью. Смолы и асфальтены плохо растворимы в этих веществах.

Как уже описывалось выше, активно используют продукты вторичной переработки углеводородного сырья такие, как керосин и промежуточные продукты, полученные в процессе подготовки нефти. Чем больше ароматических углеводородов в растворителе, тем эффективней он растворяет смолы и асфальтены. Однако, если содержание данных углеводородов превышает 25%, то увеличение растворимости уже не происходит.

С помощью использования многокомпонентных смесей на водной основе осуществляется диспергирование и «отмыв» АСПО. К таким смесям относятся спирты, кислоты, щелочи и электролиты. Эти смеси более

технологичны и менее взрывоопасны в сравнении с органическими растворителями.

В качестве универсального растворителя применяют НЕФРАС-М, который предназначен для обработки нефтепромыслового оборудования с целью удаления асфальтеносмолопарафиновых отложений (АСПО). НЕФРАС-М представляет собой смесь ароматических и алифатических углеводородов, а также высокоактивных соразтворителей: первичных, вторичных и третичных спиртов изо- и нормального строения с числом углеродных атомов от 2 до 6, простых и сложных эфиров.

Оптимальное количество НЕФРАС-М для закачки в виде буфера варьируется в пределах 10-20 % от объема закачиваемого кислотного состава.

### **Применение пенных составов**

Стоит отметить, что пенокислотная обработка имеет некоторые преимущества. Растворение карбонатного материала кислотной пеной происходит медленнее, чем кислотой, что способствует более глубокому проникновению активной кислоты в пласт. Также пена отличается относительно низкой плотностью (400-800 кг/м<sup>3</sup>) повышенной вязкостью, что позволяет увеличить охват обрабатываемой зоны. Наличие в пене поверхностно-активных веществ, уменьшающих поверхностное натяжение на границе кислота-нефть, и сжатый в пене воздух, расширяющийся при снижении давления после проведения обработки, способствуют созданию хороших условий для притока нефти в скважину и облегчают процесс освоения.

Для разработки карбонатных пластов был разработан состав, содержащий ПАВ (пенолифт – пенообразователь), соляную кислоту, дизельное топливо (ингибитор), полимер карбоксиметилцеллюлоза (КМЦ) и техническую воду.

### **Инвертно-эмульсионный раствор и солянокислотная композиция**

Сущность изобретения заключается в том, что призабойную зону пласта обрабатывают последовательно инвертно-эмульсионным раствором, ограничивающим водопритоки путем искусственного снижения проницаемости

высокопроницаемых промытых зон пласта, оторочкой нефти, являющейся буферной и обеспечивающей недопущение взаимодействия ИЭР с кислотной композицией при закачке в скважину и продавке в ПЗП, и кислотной композицией, увеличивающей диаметр поровых каналов и пропускающую способность низкопроницаемых участков ПЗП.

ИЭР используют следующего состава, об. %:

- эмульгатор – 2;
- углеводородная фаза (дизельное топливо) – 20;
- техническая вода - остальное.

При этом ИЭР способен к увеличению вязкости при взаимодействии с пластовой водой во время фильтрации вглубь пласта и к снижению вязкости при взаимодействии с нефтью. В качестве эмульгатора можно использовать углеводородный раствор сложных эфиров олеиновой, линолевой, а также смоляных кислот триэтаноламина и добавок неионогенных ПАВ. В качестве водной фазы можно использовать пресную или пластовую воду, в частности раствор хлорида натрия или раствор хлорида кальция.

В качестве кислотной композиции используют композицию следующего состава, об. %:

- 30%-ная соляная кислота - 63,5;
- диэтиленгликоль - 8,5;
- уксусная кислота - 3,4;
- гидрофобизатор на основе амидов - 1,7;
- ингибитор коррозии - 1,7;
- техническая вода - остальное.

При этом оторочка нефти может быть объемом от 0,2 до 0,5 м<sup>3</sup>.

Одним из важных факторов эффективности кислотной обработки является совместимость кислоты с породой. Под совместимостью подразумеваем то, что проницаемость не уменьшится, когда пласт отреагирует с кислотой.

При закачке и продавке ИЭР в продуктивный карбонатный коллектор, как правило, он поступает в трещиновато-кавернозные участки, блокируя их или создавая значительные сопротивления для его движения и закачиваемой за ним кислоты. При этом кислота проникает и реагирует с неработающей частью карбонатного пласта, повышая его проницаемость, а соответственно, и продуктивность скважины.

В технологии описывалась необходимость закачки буферной оторочки нефти после закачки ИЭР. Это объясняется, что нефть нейтральна по отношению к применяемой композиции и вызовет лишь незначительное снижение вязкости ИЭР на границе их раздела. Если применять в качестве оторочки минерализованный водный раствор, то взаимодействие воды с ИЭР повлечет за собой увеличение вязкости ИЭР уже в скважине, что уменьшит глубину проникновения ИЭР в пласт. Закачиваемая далее кислотная композиция нейтральна по отношению к ИЭР. Обработка кислотной композицией низкопроницаемых нефтенасыщенных участков ПЗП вовлекает их в процесс дренирования: способствует увеличению диаметра поровых каналов и проницаемости обрабатываемого участка за счет расщепления горной породы при реакции с основным веществом кислотной композиции. Включаемые в композицию специально подобранные добавки способствуют предотвращению осложнений и скорейшему выводу скважины на режим работы с заданными параметрами.

### **3 КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ОБРАБОТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ**

Карбонатные коллекторы являются более сложными и менее изученными в отличие от терригенных. Подавляющее большинство карбонатных пород относятся к коллекторам сложного типа, т.е. обладают несколькими видами пустотного пространства, что является осложняющим фактором для осуществления наиболее эффективного воздействия на ПЗП.

Существует достаточно много причин, отрицательно влияющих на процесс добычи нефти вследствие их воздействия на ПЗП. Начальное ухудшение фильтрационных свойств пласта происходит во время первичного вскрытия его при бурении, когда в ПЗП попадают водные фильтраты глинистых растворов, происходит проникновение глинистых частиц из бурового раствора в фильтрационные каналы горной породы. В процессе взаимодействия фильтрата с минерализованной водой пласта могут образовываться и выпадать в осадок нерастворимые соли. В ходе работ по ремонту скважин применяются жидкости глушения, состав раствора которых может быть несовместим с минерализацией пластовой воды, что также является одной из распространенных причин солеотложения. При воздействии водными растворами и перенасыщении ПЗП при многократном и/или некачественном глушении скважины на поверхности породы могут образовываться пленки рыхлосвязанной воды, снижающей объем порового пространства, проявление водной блокады. Осаждение солей может происходить в результате перенасыщения потоков пластовых вод солевыми компонентами или изменении термодинамических условий при разработке месторождения, а также при смешении двух несовместимых по составу и свойствам вод (высокоминерализованной пластовой и более пресной нагнетаемой). Вследствие несовместимости вод по минерализации может происходить набухание глин. При первичном и вторичном вскрытии пластов происходят процессы коагуляции и суффозии. Также распространенной причиной

загрязнения ПЗП является выпадение АСПО по причине изменения термобарических условий, а также скорости потока жидкости, обводненности пластовых флюидов, изменения компонентного состава нефти и др. Помимо прочего, при вскрытии пласта или при добыче создаются высокие депрессии на призабойную зону, происходит упругая деформация пласта, смыкание трещин пласта около ствола скважины, что приводит к снижению коэффициента продуктивности.

В настоящее время существуют различные методы воздействия на призабойную зону пласта, сущность которых состоит в искусственном улучшении проницаемости и проводимости ПЗП. По явлениям, лежащим в основе технологий ОПЗ, выделяются химические, механические, физические, термические методы, а также комбинированные. Выбор метода ОПЗ пласта проводится на основе определения причин, приводящих к снижению продуктивности скважин, с учетом физико-химических свойств пород пласта-коллектора, насыщающих их флюидов и на основе специальных гидродинамических (ГДИС) и геофизических (ГИС) исследований по оценке фильтрационных характеристик призабойной зоны пласта.

Физические методы основываются на создании сильного гидродинамического воздействия, которое способно разрушить структуру загрязняющих отложений. Один из таких методов – виброобработка. Вибрация создаётся за счёт колебания давления нагнетаемой жидкости с разной амплитудой (до 10 МПа) и частотой (до 300 Гц). Данный метод применяют в следующих случаях: коллекторы которых образованы плохопроницаемыми неоднородными породами и содержат большое количество глин; с плохими ФЕС призабойной зоны из-за бурения или ремонтных работ; с высоким пластовым давлением и плохой проницаемостью. Запрещается проводить виброобработку в скважинах с низким пластовым давлением и вблизи ВНК.

Метод переменного давления применяют в случаях, когда после проведения кислотной обработки не удаётся вызвать приток к скважине. Процедура данной технологии довольно проста, она заключается в создании

переменных нагрузок (депрессии и репрессии) на ПЗП с целью выноса механических примесей из ПЗП. Также к этой категории можно отнести применение струйных насосов. При помощи этих насосов создают депрессии с целью выноса из ПЗП продуктов реакции, частиц бурового раствора или для ликвидации водной преграды.

Термообработка призабойной зоны пласта проводится в коллекторах, процесс разработки и эксплуатации которых осложняется наличием в них тяжелых парафинистых нефтей при температурах пласта близких к температуре кристаллизации парафина или ниже. К данным методам относятся: прокачка горячей нефтью, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами.

К механическим методам воздействия на ПЗП относятся гидropескоструйная, сверлящая перфорации, являющиеся методами вторичного вскрытия пласта. Также отметим применение гидровакуумной желонки, служащей для очистки скважины от сыпучих материалов, посторонних предметов и прочих механических примесей, как пластового, так и инородного происхождения.

В настоящее время существуют различные методы комбинированного действия при ОПЗ. Термокислотная обработка – комбинированный процесс, первым этапом которого является термохимическая обработка, а вторым, непрерывно следующим за первым, – обычная кислотная обработка или кислотная обработка под давлением. Совмещенное действие двух факторов – высокой температуры и активности кислоты – позволяет эффективно применять эти процессы на следующих скважинах: снизивших производительность за счет отложений парафиновых или асфальто-смолистых в ПЗП; вышедших из бурения, с целью более интенсивного растворения материалов, загрязняющих фильтрующую поверхность забоя; в нефтяных скважинах с целью формирования максимального количества каналов растворения в заданном интервале, особенно в доломитах и сильно доломитизированных породах; в нагнетательных скважинах для очистки

поверхности фильтрации от продуктов коррозии и других загрязняющих материалов, трудно растворимых в холодной соляной кислоте.

Термоакустическое воздействие применяется на месторождениях, где проницаемость снижена из-за отложений парафино-смолистых веществ, а также проникновения в призабойную зону воды, глинистого раствора и др. Метод основан на совместном облучении призабойной зоны тепловым и акустическим полями. Одновременное распространение этих полей в продуктивном пласте способствует многократному увеличению его эффективной температуропроводности и очистке призабойной зоны. Применение данного метода в конечном итоге дает следующие результаты:

- увеличение объемов фильтрации подвижного флюида;
- вовлечение в процесс фильтрации неподвижного флюида;
- снижение вязкости нефти, увеличение фазовой проницаемости нефти, снижение обводненности продукции;
- преодоление сил поверхностного натяжения и, соответственно, уменьшение угла смачивания между водой и нефтью приводит к повышению коэффициента вытеснения нефти водой;
- очистка поровых и перфорационных каналов от механических примесей и высоковязких отложений.

Виброволновая обработка осуществляется путём воздействия пульсационного потока промывочной жидкости. В процессе обработки разрушается структура сложного состава загрязнений малоподвижных коллоидных растворов, гидравлическими импульсами давлений разбивается блокада загрязнений, растворение загрязнений кислотным составом в виброволновом режиме за счет колебаний давлений жидкости с низкой частотой и оттеснение загрязнений вглубь пласта за пределы ПЗП или вынесение остатков подвижных частиц загрязнения на поверхность при получении фильтрации жидкости из пласта с появлением циркуляции в затрубном пространстве.

Наиболее применимы в качестве метода воздействия на ПЗП карбонатного коллектора являются химических методы воздействия, разновидности кислотных обработок.

Кислотные обработки осуществляются подачей на забой скважины под давлением ниже давления гидроразрыва породы пласта растворов кислот, проникающих в мелкие поры и трещины пласта, расширяя их, а также образуя новые каналы с целью увеличения проницаемости породы. С этой же целью под давлением кислотные растворы закачиваются и для очистки от загрязнений призабойной зоны пласта. Для стандартной кислотной обработки карбонатных коллекторов в основном используется соляная кислота ( $\text{HCl}$ ). Она достаточно дешевая и недефицитная. Соляная кислота обладает высокой способностью растворять такие основные компоненты породы карбонатного коллектора как известняк ( $\text{CaCO}_3$ ), магнезит ( $\text{MgCO}_3$ ) и доломит ( $\text{CaMg}(\text{CO}_3)_2$ ). Кислотные ванны применяются для очистки в скважинах поверхности открытого забоя от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии, смолистых веществ, отложений от пластовых вод. Также кислотные ванны проводятся в эксплуатируемых скважинах с целью освобождения прихваченного на забое пробкой подземного оборудования и очистки поровых каналов после ремонтных работ. Пенокислотные составы применяются для обработки неоднородных по проницаемости коллекторов с низкими пластовыми давлениями. Данная технология применяется для карбонатных типов коллекторов, залегающих на глубине не более 2500 м, обводнённости до 90%, приёмистостью не более  $300 \text{ м}^3/\text{сут.}$ , расстояние до ВНК должно составлять не менее 1 м. В качестве примера комплексной обработки ПЗП можно привести использование инвертно-эмульсионного раствора с последующей закачкой солянокислотной композиции. При закачке и продавке ИЭР в продуктивный карбонатный коллектор, как правило, он поступает в трещиновато-кавернозные участки, блокируя их или создавая значительные сопротивления для его движения и закачиваемой за ним кислоты. При этом кислота проникает и

реагирует с неработающей частью карбонатного пласта, повышая его проницаемость, а соответственно, и продуктивность скважины.

При КО обязательно нужно учитывать такие важные параметры, влияющие на скорость протекания реакций, как температура, давление и концентрация кислоты. Скорость реакции кислотного раствора возрастает при повышении температуры и снижении давления, а оптимальная концентрация раствора соляной кислоты в основном варьируется в пределах 8-15%.

При кислотной обработке и очистке ПЗП карбонатных коллекторов безоговорочно применяется соляная кислота, но для получения качественного раствора соляной кислоты, способного эффективно воздействовать на породу и причину загрязнения, а также не вызывая коррозии металла и выпадение осадков солей, необходимо использовать облагораживающие добавки к кислотному составу, оказывающие положительный эффект на различные составляющие протекающих физико-химических процессов в процессе КО. Такими добавками являются ингибиторы солеотложения и коррозии, интенсификаторы, ПАВ, стабилизаторы.

В качестве ингибитора коррозии в настоящее время применяется ИКУ-118, представляющий собой гликолевый раствор. ИКУ-118 уже в концентрации 0,01 масс. % позволяет получить значение степени защиты от коррозии в 99 % при 105 °С. Также для защиты от коррозии нефтепромыслового и скважинного оборудования в коррозионно-агрессивных средах рекомендованы ингибиторы кислотной коррозии ИТПС-508, ВПП-2В, Инвол-2, Напор-КБ в количестве 0,5-1%. В качестве интенсификатора используется многофункциональный ПАВ-реагент НЕФТЕНОЛ К. С добавкой Нефтенола К межфазное натяжение на границе нефть-кислотный раствор резко снижается, что характеризует возможность более глубокого проникновения кислотного раствора в низкопроницаемый коллектор. В качестве стабилизаторов могут использоваться уксусная ( $\text{CH}_3\text{COOH}$ ) и лимонная кислоты (1,0-3% масс. содержание основного вещества), предупреждающие выпадение в поровом пространстве пласта объемистого осадка гидратов окиси

железа за счет гидролиза его солей в полностью отработанной (нейтрализованной) соляной кислоте. А также в качестве стабилизаторов могут использоваться хелатирующие агенты: оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ), этилендиаминтетрауксусная кислота или ее натриевые соли (ЭДТА), нитрилтриметилфосфоновая кислота (НТФ) или аналогичные реагенты.

На объектах с высоковязкой нефтью применяются растворители, которые довольно эффективно справляются с АСПО. Чтобы достичь максимального эффекта в ПЗП закачивают подогретый растворитель. Продолжительность обработки может достигать 24 часов. Объем растворителя варьируется в пределах 1,5-5 м<sup>3</sup> на метр продуктивной толщины.

Хорошей растворяющей способностью обладают индивидуальные органические растворители, например сернистый углерод (CS<sub>2</sub>), толуол (C<sub>7</sub>H<sub>8</sub>), но они применяются довольно редко по причине их токсичности и дороговизны. К природным растворителям относятся в основном парафиновые углеводороды C<sub>3</sub>-C<sub>6</sub> (лёгкая нефть, газоконденсат, сжиженный нефтяной газ). Данные вещества дешевые и доступные, но обладают невысокой эффективностью. Смолы и асфальтены плохо растворимы в этих веществах. Активно используют продукты вторичной переработки углеводородного сырья такие, как керосин и промежуточные продукты, полученные в процессе подготовки нефти. Чем больше ароматических углеводородов в растворителе, тем эффективней он растворяет смолы и асфальтены. Однако, если содержание данных углеводородов превышает 25%, то увеличение растворимости уже не происходит. Также используются многокомпонентные смеси на водной основе, с помощью которых осуществляется диспергирование и «отмыв» АСПО. К таким смесям относятся спирты, кислоты, щелочи и электролиты. Эти смеси более технологичны и менее взрывоопасны в сравнении с органическими растворителями. В качестве универсального растворителя применяют НЕФРАС-М.

Стоит сказать, что выбор скважин для конкретной обработки призабойной зоны является достаточно сложной проблемой, когда ставится

цель получить максимальную эффективность от реализации той или иной ОПЗ пласта. Технология проектируемой обработки должна быть максимально адекватно подобрана по состоянию призабойной зоны на момент проведения технологического мероприятия.

Для получения наибольшей эффективности при ОПЗ необходимо рассматривать конкретные геолого-физические условия, определять причину загрязнения, учитывать фильтрационно-емкостные свойства пласта и физико-химические свойства флюидов, а при выборе кандидатов рассматривать экономическую целесообразность применения тех или иных технологий.

Обобщая все вышесказанное, обозначим, что карбонатные коллекторы имеют достаточно сложную структуру, а их изученность относительно мала. Существует множество причин ухудшения фильтрационно-ёмкостных характеристик призабойной зоны пласта. Для устранения этих причин применяются различные методы обработки и очистки ПЗП. Для воздействия на ПЗП карбонатного коллектора в основном применяется кислотная обработка. Для достижения наилучшего эффекта при применении технологии КО создаются многокомпонентные композиции различного химического состава. В качестве присадок, облагораживающих добавок применяются ингибиторы солеотложения и коррозии, интенсификаторы, ПАВ, стабилизаторы. В виде комплексной обработки рассмотрено применение инвертно-эмульсионного раствора.

Подытоживая, важно заключить, что комплексный подход, заключающийся в применении рассмотренных технологий ОПЗ для определенных условий, а также подобранных для данных технологий наиболее оптимальных современных композиций, применим для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов, что подтверждается практическими данными.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Шмонин Артемий Сергеевич

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>Отделение нефтегазового дела</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление/специальность</b>	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость выполняемых работ, стоимость материальных ресурсов, обслуживания оборудования, зарплата рабочим
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, норма расходов на закупку оборудования, нормы расходов инструментов и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Ставка налога на прибыль 20 % Страховые взносы 30% Налог на добавленную стоимость 20%

**Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:**

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Технико-экономическое обоснование целесообразности проведения технологии ОПЗ пласта на месторождении
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Определение этапов работ, бюджет формируется исходя из эксплуатационных затрат проведение ОПЗ пласта
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка технологической и экономической эффективности

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	31.03.2021
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Дукарт Сергей Александрович	к.и.н., доцент		31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б7Г	Шмонин Артемий Сергеевич		31.03.2021





Рисунок 16 – Цена на нефть марки Brent на 23.05.2021

1 баррель нефти примерно равен 136,4 кг нефти. Стоимость барреля нефти равна 66,66 \$, а курс доллара к рублю составляет 73,64. Следовательно, цена тонны нефти равна:

$$C_H = \frac{1000}{136,4} \cdot 73,64 \cdot 66,66 = 35992,61 \text{ руб.}$$

Проведение инновационного мероприятия приведёт к увеличению добычи нефти, которое можно определить по формуле:

$$\Delta Q_{(q)} = \Delta q \Delta T K_3 N, \quad (33)$$

где  $\Delta q$  – прирост среднесуточного дебита, т/сут.;  $T$  – время работы скважины в течение года, сут. Принимаем равным 365 дням;  $N$  – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.,  $K_3$  – коэффициент эксплуатации скважин, ед.

$$\Delta Q_{(q)} = 13,1 \cdot 365 \cdot 29 \cdot 0,97 = 134503,595 \text{ т.}$$

Увеличение добычи нефти приведёт к росту производительности труда, которая определяется по следующей формуле:

$$\Delta ПТ = \frac{\Delta Q C_H}{Ч_{ППП}}, \quad (34)$$

где  $\Delta ПТ$  – повышение производительности труда, руб./чел;  $\Delta Q$  – прирост добычи, т;  $C_H$  – цена одной тонны нефти, руб.;  $Ч_{ППП}$  – среднесписочная численность ППП, чел.

$$C_H = 35992,61 \text{ руб/т.}$$

$$\Delta ПТ = \frac{134503,595 \cdot 35992,61}{4891,5} = 989703,657 \text{ руб/чел.}$$

Увеличение добычи нефти также приведёт к увеличению фондоотдачи:

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{\Delta Q C_H}{\Phi_{опф}}, \quad (35)$$

где  $\Delta \Phi_{отд}$  – прирост фондоотдачи;  $\Phi_{опф}$  – среднегодовая стоимость основных производственных фондов, руб.

$$\Delta \Phi_{отд} = \frac{134503,595 \cdot 35992,61}{7507,7 \cdot 10^6} = 0,6448 \text{ руб./руб.}$$

Снижение себестоимости добычи нефти происходит за счёт изменения условно-постоянных затрат на единицу продукции и определяется по формуле:

$$\Delta C = Z_{пост} \left( \frac{1}{Q} - \frac{1}{Q + \Delta Q} \right), \quad (36)$$

где  $\Delta C$  – снижение себестоимости добычи нефти руб./т.;  $Z_{пост}$  – условно постоянные затраты на добычу нефти, руб.;

$$Z_{пост} = Q \cdot C \cdot \frac{100 - D_{у/пер}}{100} = 11378,4 \cdot 2736,7 \cdot 10^3 \cdot \frac{100 - 62}{100} = 11832921,566 \cdot 10^3 \text{ руб.}$$

где  $C$  – себестоимость добычи нефти, руб./т.;  $D_{у/пер}$  – удельный вес условно-переменных затрат, %;  $Q$  – добыча нефти до мероприятия, тыс. т.

$$\Delta C = 11832921,566 \cdot 10^3 \cdot \left( \frac{1}{11378,4 \cdot 10^3} - \frac{1}{11378,4 \cdot 10^3 + 134503,595} \right) = 12,15 \text{ руб./т.}$$

Увеличение объёма добычи нефти ведёт к увеличению абсолютной величины прибыли от реализации:

$$\Delta P_{рп} = \Delta Q_p (C_H - (C - \Delta C)), \quad (37)$$

где  $\Delta\Pi_{pn}$  – дополнительная прибыль от реализации нефти, руб.;  $\Delta Q_p$  – дополнительно реализованная нефть, т;  $C$  – себестоимость добычи нефти до проведения мероприятия, руб./т;  $\Delta C$  – снижение себестоимости нефти, руб./т.

$$\Delta\Pi_{pn} = 134503,595 \cdot (35992,61 - (2736,7 - 12,15)) = 4474673607 \text{ руб.}$$

Так как увеличивается прибыль от реализации продукции, то соответственно увеличивается и чистая прибыль предприятия:

$$\Delta\Pi_{ч} = \Delta\Pi_{pn} - H_{np}, \quad (38)$$

где  $H_{np}$  – величина налога на прибыль, руб. (согласно нормативному документу от 05.08.2000 N 117-ФЗ (ред. от 09.11.2020) (с изм. и доп., вступ. в силу с 15.11.2020) НК РФ «Налог на прибыль организаций» налог составляет 20 % от прибыли).

$$H_{np} = 0,2 \cdot 4474673607 = 89493472 \text{ руб.}$$

$$\Delta\Pi_{ч} = 4474673607 - 89493472 = 3579738885 \text{ руб.}$$

Таким образом, дополнительная чистая прибыль предприятия за счёт снижения постоянных затрат без учёта затрат на мероприятие на 1 тонну нефти составила 3579738,885 тыс. руб.

#### **4.2 Расчет показателей экономической эффективности мероприятия**

Данное мероприятие связано с дополнительной добычей нефти ( $\Delta Q_1$ ).

Объём дополнительно добытой нефти – 134503,595 тонн/год.

Капитальные затраты на проведение инновационного мероприятия отсутствуют.

Поскольку прирост добычи нефти в следующие после проведения инновационного мероприятия годы падает, то дополнительная добыча нефти составит:

$$\Delta Q(q) = \Delta q \cdot T \cdot K_3 \cdot N, \quad (39)$$

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

$$\Delta q_2 = \Delta q_1 - (\Delta q_1 \cdot K_{\Pi}), \quad (40)$$

$$\Delta q_3 = \Delta q_2 - (\Delta q_2 \cdot K_{\Pi}), \quad (41)$$

$\Delta Q_2 = 26900,719$  тонн/год;

$\Delta Q_3 = 5380,144$  тонн/год.

Прирост выручки от реализации за t-й год определяется по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t \cdot C_H, \quad (42)$$

где  $\Delta Q$  – объём дополнительной добычи нефти в t-м году, тонн;

$C_H$  – цена 1 тонны нефти, руб.

$$\Delta B_1 = 134503,595 * 35992,61 = 3390042059 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_2 = 26900,719 * 35992,61 = 678008411,7 \text{ руб.};$$

$$\Delta B_3 = 5380,144 * 35992,61 = 135601682,3 \text{ руб.}$$

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

$$\Delta Z_t = \Delta Z_{\text{доп } t} + Z_{\text{мер}}, \quad (43)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{доп } t} = \Delta Q_t \cdot C \cdot \frac{D_{\text{у.пер}}}{100}, \quad (44)$$

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

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

$$\Delta Z_{\text{доп } 1} = 134503,595 * 2736,7 * 62/100 = 228219512,8 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 2} = 26900,719 * 2736,7 * 62/100 = 45643902,57 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_{\text{доп } 3} = 5380,144 * 2736,7 * 62/100 = 9128780,513 \text{ руб.}$$

Затраты на проведение мероприятия определим по формуле:

$$Z_{\text{мер}} = C_{\text{им}} \cdot N_{\text{СКВ}}, \quad (45)$$

где  $C_{\text{им}}$  – стоимость одного инновационного мероприятия, руб.;

$N_{\text{СКВ}}$  – количество скважин, на которых проводится инновационное мероприятие, ед.

$$Z_{\text{мер}} = 1554,4 * 29 * 1000 = 45077600 \text{ руб.}$$

Тогда общие затраты, связанные с дополнительной добычей нефти за t-й год, составят:

$$\Delta Z_1 = \Delta Z_{\text{доп } 1} + Z_{\text{мер}} = 273297112,8 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_2 = \Delta Z_{\text{доп } 2} = 45643902,57 \text{ руб.};$$

$$\Delta Z_3 = \Delta Z_{\text{доп } 3} = 9128780,513 \text{ руб.}$$

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

$$\Delta \Pi_{\text{н.обл } t} = \Delta B_t - \Delta Z_t, \quad (46)$$

где  $\Delta B_t$  – прирост выручки от реализации в t-м году, руб.;

$\Delta Z_t$  – текущие затраты в t-м году, руб.

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 1} = 3390042059 - 273297112,8 = 3116744946 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 2} = 678008411,7 - 45643902,57 = 632364509,2 \text{ руб.};$$

$$\Delta \Pi_{\text{н/обл } 3} = 135601682,3 - 9128780,513 = 126472901,8 \text{ руб.}$$

Определяем величину налога на прибыль за t-й год:

$$\Delta H_{\text{пр}} = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} \cdot \frac{N_{\text{пр}}}{100}, \quad (47)$$

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

$$\Delta H_{\text{пр } 1} = 3116744946 * 0,2 = 623348989,2 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 2} = 632364509,2 * 0,2 = 126472901,8 \text{ руб.};$$

$$\Delta H_{\text{пр } 3} = 126472901,8 * 0,2 = 25294580,37 \text{ руб.}$$

Прирост годовых денежных потоков ( $\Delta \text{ДП}_t$ ) рассчитывается по формуле:

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_t = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} - H_t, \quad (48)$$

$$\Delta \text{ДП}_1 = 3116744946 - 623348989,2 = 2493395957 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ДП}_2 = 632364509,2 - 126472901,8 = 505891607,3 \text{ руб.};$$

$$\Delta \text{ДП}_3 = 126472901,8 - 25294580,37 = 101178321,5 \text{ руб.}$$

Поток денежной наличности определяется как разница между приростом годовых денежных потоков и капитальными вложениями:

$$\Delta \text{ДП}_t = \Delta B_t - \Delta Z_t - \Delta H_t = \Delta \Pi_{\text{н.обл}} - H_t, \quad (49)$$

$$\text{ПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 2493395957 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_2 = \Delta\text{ДП}_2 = 505891607,3 \text{ руб.};$$

$$\text{ПДН}_3 = \Delta\text{ДП}_3 = 101178321,5 \text{ руб.}$$

Накопленный поток денежной наличности определим по формуле:

$$\text{НПДН}_t = \sum \text{ПДН}_t, \quad (50)$$

$$\text{НПДН}_1 = \Delta\text{ДП}_1 = 2493395957 \text{ руб.};$$

$$\text{НПДН}_{1-2} = \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 = 2493395957 + 505891607,3 = 2999287564 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} \text{НПДН}_{1-3} &= \Delta\text{ДП}_1 + \Delta\text{ДП}_2 + \Delta\text{ДП}_3 = 2493395957 + 505891607,3 + 101178321,5 = \\ &= 3100465886 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Дисконтированный поток денежной наличности – по формуле:

$$\text{ДПДН}_t = \frac{\Delta\text{ДП}_t}{(1+i)^t}, \quad (51)$$

где  $i$  – ставка дисконта, доли единицы.

$$\text{ДПДН}_1 = 2493395957 / (1+0,15)^1 = 2168170397 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_2 = 505891607,3 / (1+0,15)^2 = 382526735,2 \text{ руб.};$$

$$\text{ДПДН}_3 = 101178321,5 / (1+0,15)^3 = 66526388,74 \text{ руб.}$$

Чистая текущая стоимость – по формуле:

$$\text{ЧТС}_t = \sum \text{ДПДН}_t, \quad (52)$$

$$\text{ЧТС}_1 = \text{ДПДН}_1 = 2168170397 \text{ руб.};$$

$$\text{ЧТС}_2 = \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 = 2168170397 + 382526735,2 = 2550697132 \text{ руб.};$$

$$\begin{aligned} \text{ЧТС}_3 &= \text{ДПДН}_1 + \text{ДПДН}_2 + \text{ДПДН}_3 = 2550697132 + 66526388,74 = \\ &= 2617223521 \text{ руб.} \end{aligned}$$

Результаты расчётов показателей экономической эффективности внедрения инновационного мероприятия по ОПЗ представлены в виде таблицы 5.

Таблица 5 – Показатели эффективности мероприятия

Показатели	1-й год	2-й год	3-й год
Прирост добычи нефти, тыс. тонн	13,1	2,62	0,524
Прирост выручки от реализации, тыс. руб.	3390042059	678008411,7	135601682,3
Текущие затраты, тыс. руб.	273297112,8	45643902,57	9128780,513
Налогооблагаемая прибыль, тыс. руб.	3116744946	632364509,2	126472901,8
Налог на прибыль, тыс. руб.	623348989,2	126472901,8	25294580,37
Денежный поток, тыс. руб.	2493395957	505891607,3	101178321,5
Поток денежной наличности, тыс. руб.	2493395957	505891607,3	101178321,5
Накопленный поток денежной наличности, тыс. руб.	2493395957	2999287564	3100465886
Дисконтированный поток денежной наличности, тыс. руб.	2168170397	382526735,2	66526388,74
Чистая текущая стоимость, тыс. руб.	2168170397	2550697132	2617223521

Вывод: в ходе проделанной работы рассчитаны приросты дебитов, дисконтированного потока денежной наличности и чистой текущей стоимости (NPV). Наглядно видно, что дебит значительно возрастает, также прослеживается хорошая динамика роста экономических показателей, вследствие чего очевидно, что данное мероприятие является эффективным как в технологическом, так и в экономическом плане.

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б7Г	Шмонуину Артемию Сергеевичу

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

Тема ВКР:

<b>Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов на нефтяных месторождениях</b>	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии обработки призабойной зона пласта. Область применения: эксплуатационные скважины с низкой производительностью.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 297. Общие положения о работе вахтовым методом.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 298. Ограничения на работы вахтовым методом.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 299. Продолжительность вахты.</p> <p>Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 №197-ФЗ (ред. от 05.04.2021) // Собрание законодательства РФ. – Глава 47, ст. 302. Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом.</p> <p>ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».</p> <p>ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования».</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p>	<p>Вредные факторы: - повышенный уровень шума;</p>

2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	- низкие температуры при работе на открытом воздухе. Опасные факторы: - воздействие токсических веществ; - высокие значения электрического напряжения.
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: разлив нефти, химикатов на воде. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами и нефтепродуктами.
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	Возможные ЧС: - разрушение элементов, находящихся под высоким давлением; - разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; - нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов; - возгорание горюче-смазочных материалов. Наиболее типичная ЧС: разрушение элементов, находящихся под высоким давлением.

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фех Алина Ильдаровна			31.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б7Г	Шмонин Артемий Сергеевич		31.03.2021

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Социальная ответственность – это нравственная и поведенческая установка личности, группы или социального слоя, опирающаяся на осознание и учет возможности негативных для других людей и групп последствий своих действий, стремление и готовность избежать таких последствий.

Работа на производственных объектах сопровождается воздействием опасных и вредных факторов на сотрудника предприятия, выполняющего трудовые обязанности. Чтобы избежать чрезвычайных ситуаций, важно соблюдать правила безопасности труда.

Состояние призабойной зоны пласта со временем ухудшается, производительность скважин падает. Для восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП на всех этапах разработки нефтяного месторождения проводится обработка призабойной зоны (ОПЗ) пласта. Наиболее распространенным методом обработки ПЗП является кислотная обработка.

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

Работы по ОПЗ кислотами ведутся круглогодично, выполняются на кустовой площадке вблизи скважин, на открытом воздухе.

Все химические реагенты, которые используются при проведении данного вида ГТМ, входят в «Перечень химических продуктов, разрешённых к применению в технологических процессах нефтедобычи».

### **5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Большинство месторождений Западной Сибири значительно удалены от населенных пунктов, соответственно, у работников преобладает вахтовый метод работы. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ – Глава 47, в

частности ст. 297 «Общие положения о работе вахтовым методом». Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом [16]. Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания.

В статье 298 «Ограничения на работы вахтовым методом» указано, что к работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации.

Статья 299 «Продолжительность вахты» главы 47 ТК РФ определяет, что вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В редких случаях продолжительность может быть увеличена до трех месяцев. Рабочее время и время отдыха в пределах учетного периода регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем.

В статье 302 «Гарантии и компенсации лицам, работающим вахтовым методом» вышеупомянутого нормативного документа отмечено, что лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

При подготовке и в процессе обработки призабойной зоны пласта в целях безопасности наиболее важно соблюдать ИПБОТ 137-2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

Немаловажно учитывать нормативный документ ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. «Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования», который непосредственно и описывает основные эргономические требования к рабочим местам при физической работе различных степеней тяжести. Конструкция, взаимное расположение элементов рабочего места (органы управления, средства отображения информации и т.д.) должны соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим требованиям, а также характеру работы. Рабочее место должно быть организовано в соответствии с требованиями стандартов, технических условий и (или) методических указаний по безопасности труда.[26]

## 5.2 Производственная безопасность

При проведении работ по обработке ПЗП эксплуатируемых скважин работники подвержены воздействию вредных и опасных производственных факторов. Воздействие вредного производственного фактора на работающего в определенных условиях приводит к заболеванию или снижению трудоспособности. Опасные производственные факторы приводят к травме, в том числе смертельной.

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [17]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 6.

Таблица 6 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
1. Повышенный уровень шума		+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.

2. Токсические вещества в рабочей зоне	+	+	+	ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
3. Высокие значения электрического напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
4. Низкие температуры при работе на открытом воздухе		+	+	СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.

### 5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня воздействия

#### Повышенный уровень шума

Шум агрегатов (насосных и кислотных) негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Шум не должен превышать определённых значений напряженности (таблица 7).

Таблица 7 – Предельно допустимые уровни звука и эквивалентные уровни звука на рабочих местах для трудовой деятельности разных категорий тяжести и напряженности в дБА [18]

Категория напряженности трудового процесса	Категория тяжести трудового процесса				
	легкая физическая нагрузка	средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени	тяжелый труд 3 степени
Напряженность легкой степени	80	80	75	75	75
Напряженность средней степени	70	70	65	65	65
Напряженный труд 1 степени	60	60	-	-	-
Напряженный труд 2 степени	50	50	-	-	-

Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса. Необходимо использовать СИЗ, чтобы обезопасить рабочего от негативного влияния шума. Они включают в себя противошумные вкладыши (беруши), наушники, шлемы и каски, специальные костюмы.

### **Токсические вещества в рабочей зоне**

На месте при проведении работ закачивают агрессивные химические реагенты (соляную, плавиковую кислоты и т.д.), которые являются источниками и других вредных веществ. Оксид углерода СО (угарный газ) является опасным для воздуха на рабочих местах. Угарный газ СО образуется при неполном сгорании топлива и встречается в попутном газе, основа которого метан, который также токсичен. Плавиковая кислота содержит в себе фтор, который, при концентрации выше ПДК, вызывает отёк лёгких, острые отравления. Опасны пары хлороводорода, образующиеся при взаимодействии с воздухом концентрированной кислоты. Они раздражают слизистые оболочки и дыхательные пути. Длительная работа в атмосфере HCl вызывает катары дыхательных путей, разрушение зубов, помутнение роговицы глаз, изъязвление слизистой оболочки носа, желудочно-кишечные расстройства. Острое отравление сопровождается охрипостью голоса, удушьем, насморком, кашлем. Чем выше концентрация токсичных веществ в воздухе рабочего помещения, тем сильнее их воздействие на организм человека.

В воздухе рабочей зоны содержание вредных веществ не должно превышать установленных предельно-допустимых концентраций (ПДК) (таблица 8).

Таблица 8 – Допустимые концентрации в воздухе рабочей зоны некоторых веществ [19]

<b>Показатели</b>	<b>ПДК, мг/м<sup>3</sup></b>	<b>Класс опасности</b>
Углеводороды предельные C <sub>2</sub> – C <sub>10</sub>	900	4
Метан	7000	4
Уксусная кислота	5	3

Плавиковая кислота, БФФА	0,5	2
Соляная кислота	5	2
Оксид углерода	20	4

В соответствии с [19] по степени воздействия на организм человека вещества подразделяются на 4 класса опасности в соответствии с таблицей 9.

Таблица 9 – Классы опасности по степени воздействия на организм человека

Класс опасности	Характер	ПДК, мг/м <sup>3</sup>	Пример
1	Чрезвычайно опасные	<0,1	Свинец, ртуть
2	Высокоопасные	0,1–1	Хлор, серная кислота
3	Умеренно опасные	1,1–10	Метиловый спирт
4	Малоопасные	>10	Аммиак, ацетон

Персонал, работающий с кислотами, должен быть обеспечен защитными очками, спецодеждой и перчатками из суконой или другой кислотоупорной ткани, резиновыми сапогами и фартуками.

### Высокое значение электрического напряжения

При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [20].

Таблица 10 – Воздействие различных сил тока на организм человека

Сила тока, мА	Воздействие
20–25	Паралич рук, затруднение дыхания
50–80	Паралич дыхания
90–100	Фибриляция сердца
>300	Паралич сердца

Защитное заземление или зануление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим

нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции [20].

### **Низкие температуры вследствие климатических и погодных условий при работе на открытом воздухе**

Мероприятия по обработке ПЗП производят на открытом воздухе. В зимний период времени температуры варьируются в пределах от минус 25°C до минус 35°C, но часты случаи, когда температура опускается до минус 45°C. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего.

В соответствии с конкретными величинами температуры воздуха и скорости ветра может быть определен риск обморожения открытых областей тела человека, определяющий степень безопасности работ в охлаждающей среде с учетом времени холодового воздействия (таблица 11).

Таблица 11 – Зависимость риска обморожения от интегрального показателя условий охлаждения (ИПУОО, балл)

ИПУОО, балл	Риск обморожения	Продолжительность безопасного пребывания на холоде, не более мин
$\leq 34$	игнорируемый (отсутствие обморожения)	длительнее
$34 < \text{ИПУОО} \leq 47$	умеренный	60
$47 < \text{ИПУОО} \leq 57$	критический	1
$> 57$	катастрофический	0,5

Интегральный показатель условий охлаждения (обморожения) – ИПУОО определим согласно уравнению:

$$\text{ИПУОО} = 34,654 - 0,4664 \cdot t_{\text{в}} + 0,6337 \cdot V$$

где  $t_{в}$ - температура воздуха, °С;

V- скорость ветра, м/с.

Таблица 12 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Работающие на открытой территории в холодный период года должны быть обеспечены комплектом СИЗ от холода, имеющим теплоизоляцию. СИЗ должны предотвращать или уменьшать риск действия производственных факторов. Они выбираются согласно ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация [21]. Во избежание локального охлаждения тела работников и уменьшения общих теплопотерь с поверхности тела, их следует обеспечивать рукавицами, обувью, головными уборами. В целях нормализации теплового состояния температура воздуха в местах обогрева должна поддерживаться на уровне 21-25 °С. Помещение следует оборудовать устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых должна быть в диапазоне 35-40 °С.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на исследователя (работающего)**

Безопасность проведения КО зависит, в основном, от соблюдения «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин» [24].

- 1) Требования безопасности перед проведением работ.

Получив задание, оператор должен: проверить исправность насосных агрегатов, запорной арматуры, трубопроводов, КИПиА; проверить наличие пожарного инвентаря и его исправность; постоянно держать рабочее место устья скважины в чистоте и порядке, не загромождать посторонними предметами; установить насосный агрегат от скважины на расстоянии не менее 10 м, кабиной от устья с наветренной стороны; проверить на герметичность путем опрессовки на полуторакратное рабочее давление все нагнетательные линии водой, проверить наличие обратного клапана; при обнаружении неисправного технологического оборудования сообщить технологу (мастеру) и принять меры для их устранения [24].

## 2) Требования безопасности во время работы.

При закачке химреагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки химреагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод [25].

При попадании ингибиторов на незащищенные участки тела: промыть их проточной водой. Во время проведения работы: становиться с наветренной стороны во избежание попадания паров химреагентов при вдыхании. На кустовой площадке применять открытый огонь для отогрева замерзших трубопроводов и оборудования запрещается. Закачку химреагентов производить при достаточной освещенности (не менее 25 лк) рабочих мест.

## 3) Требования безопасности по окончании работ.

По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под химреагентов складывать в специально отведенном месте, согласно установленному правилами порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять СИЗ и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не

допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов) [24].

### **5.3 Экологическая безопасность**

В ходе проведения ОПЗ кислотами происходит воздействие на атмосферу, гидросферу, литосферу. Все выбрасываемые и сбрасываемые вещества предложены в качестве нормативов предельно–допустимых выбросов (ПДВ) и сбросов (ПДС). По ориентировочным оценкам, большая часть углеводородного загрязнения приходится на атмосферу – 75 %, 20 % фиксируется в поверхностных и подземных водах и 5 % накапливается в почвах.

Недра подлежат обязательной охране от истощения запасов полезных ископаемых и загрязнения. Необходимо также предупреждать вредное воздействие недр на окружающую природную среду при их освоении [25].

#### **Защита атмосферы**

Распыление и разлив нефти и нефтепродуктов, а также вторичные реакции работа двигателей агрегатов сопровождается выделениями углекислого газа и метана в атмосферу. Потери при испарении легких фракций нефти во время хранения в резервуарах и производстве сливных и промывочных операций.

Основными мероприятиями по охране атмосферы являются: исключение случаев выбросов газа и разливов нефти путем своевременного осуществления сброса нефти и газа в аварийные емкости; оперативный сбор разлитой нефти; постоянный строгий контроль за выбросами в атмосферу транспортными средствами; постоянное внедрение технологий и оборудования, ведущих к снижению норм ПДВ; проведение мероприятий по рекультивации земель в случае их загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами согласно утвержденным методам.

#### **Защита гидросферы**

В ходе работ по проведению ОПЗ кислотами могут происходить

различные воздействия на гидросферу. Например:

- загрязнение поверхностных и подземных вод промывочной жидкостью, засоление поверхностных водоемов, при самопроизвольной утечке кислот (щелочей) или других веществ (нефтепродуктов);
- утечка нефтепродуктов и химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок.

Мероприятия по защиты гидросферы: герметизация всего оборудования и трубопровода; полную утилизацию промышленной сточной воды путем ее закачки в продуктивные или поглощающие пласт; при необходимости, обработку закачиваемой в продуктивные пласты воды антисептиками, с целью предотвращения ее заражения сульфатвосстанавливающими бактериями, приводящими к образованию сероводорода в нефти и в воде; создание сети контрольных пунктов для наблюдения за составами поверхностных и подземных вод.

### **Защита литосферы**

При проведении кислотной обработки происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) кислот, щелочей, технических жидкостей и нефтепродуктов, а также плохое качество промывки скважины после работ по ОПЗ.

Чтобы избежать дополнительное загрязнение ПЗП из-за некачественно проведенных операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Операции по ОПЗ можно производить по замкнутой схеме с использованием герметизирующих сальниковых устройств; земляных амбаров, изолированных полиэтиленовой оболочкой; быстросъемных трубных соединений, которые предотвращают попадание технологических жидкостей; циркуляционных систем и других веществ на почву. В случае её загрязнения нефтепродуктами, химическими реагентами необходимо провести мероприятия по рекультивации земель.

В процессе ОПЗ необходимо использовать пресную и техническую воду

в качестве транспортирующей жидкости и жидкости глушения при разбурировании цементных мостов и выполнении работ по интенсификации притока и промывкескважин.

В ходе разработки технологии скважинной утилизации отходов процесса добычи нефти выделен ряд реагентов, отходы которых возможно утилизировать несколькими способами. Следует иметь в виду, что недопустимая совместная утилизация отходов химических реагентов, при смешивании которых образуются осадки, гели, газы. Это может привести к резкому ухудшению состояния почвы.

#### **5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

При проведении работ по кислотной обработке скважин могут возникать чрезвычайные ситуации техногенного характера. В частности, возможны следующие ситуации:

- разрушение элементов, содержащих жидкости и газы, находящихся под высоким давлением;
- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов;
- возгорание горюче-смазочных материалов.

Наибольшую опасность для работников представляют собой процессы, протекающие при высоком давлении. При этом существует вероятность нарушения герметичности оборудования, что может привести к взрыву. В результате работник может получить травмы, в том числе не совместимые с жизнью.

В случае возникновения ЧС необходимо оградить опасную зону, сообщить о ситуации руководству и начать мероприятия по спасению людей, если есть пострадавшие. Действия при ЧС регламентированы инструкцией, с которой должен быть ознакомлен каждый сотрудник.

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание

установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

### **Вывод**

Процесс обработки призабойной зоны пласта, как и практически любой другой процесс в нефтедобывающей промышленности, является источником воздействия комплекса различных вредных и опасных факторов как на человека, так и на окружающую среду. В данной главе рассмотрены основные правовые и организационные вопросы безопасности, требования промышленной безопасности при проведении кислотной обработки призабойной зоны пласта и наиболее вероятные чрезвычайные ситуации, проведён анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах на скважине и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния ОПЗ на окружающую среду. Выполнение мер безопасности и мер по предупреждению опасных факторов позволит избежать наступления ЧС и сократить вредное воздействие на работников предприятия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе рассмотрен комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта карбонатного коллектора на нефтяных месторождениях. Для этого проанализированы литологические и геологические особенности карбонатных коллекторов, причины загрязнения и снижения проницаемости призабойной зоны, технологии и применяемые кислотные композиции обработки и очистки призабойной зоны пласта карбонатных коллекторов.

Выявлено, что комплексный подход, заключающийся в применении рассмотренных технологий ОПЗ для определенных условий, а также подобранных для данных технологий наиболее оптимальных современных композиций, применим для обработки призабойной зоны карбонатных коллекторов и экономически эффективен, что подтверждается практическими данными в виде дополнительно добытой нефти и, соответственно, прибыли.

Также в работе рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по обработке призабойной зоны пласта, которые позволяют избежать наступления вредных и опасных производственных факторов. Также были рекомендованы мероприятия по их устранению. При проведении ОПЗ происходит загрязнение окружающей среды, поэтому также нужно уделять должное внимание экологической безопасности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Алексеев А. Курс на карбонаты. Разработка карбонатных коллекторов в «Газпром нефти» / Алексеев. А, Т. Удалова // Электронный научный журнал «Сибирская нефть». – 2017. – №138.
2. Викторин В.Д., Лыков Н.А. Разработка нефтяных месторождений, приуроченных к карбонатным коллекторам Москва, "НЕДРА" 1980, 202 стр.
3. Литвин В.Т., Рязанов А.А. Рациональный подход к модификации кислотного состава для низкопроницаемых продуктивных пропластков баженовской свиты // Вестник Евразийской науки, 2018 №3, <https://esj.today/PDF/80NZVN318.pdf> (доступ свободный).
4. Мартюшев Д.А. Исследование влияния трещиноватости на особенности разработки нефтяных залежей в карбонатных коллекторах: диссертация ... кандидата технических наук: 25.00.12 / Мартюшев Дмитрий Александрович; [Место защиты: Перм. гос. нац. исслед. ун-т], 2018.
5. Полинская Р.Е., Стадникова Н.Е. Влияние состава закачиваемых вод на вытеснение нефти из продуктивного пласта // Нефтепромысловое дело. 1981. №11. С. 28-31.
6. Рыжиков Н.И. Экспериментальное исследование динамики захвата частиц и изменения проницаемости при фильтрации суспензии через пористую среду: диссертация ... кандидата физико-математических наук: 25.00.10 / Рыжиков Никита Ильич; [Место защиты: Московский Физико-Технический (Государственный университет)], 2014.
7. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // В.Б. Овчаров. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С. 242-269.
8. Солодовников А.О. Повышение эффективности кислотных обработок призабойных зон скважин при высокой минерализации пластовых вод / А.О. Солодовников, О.В. Андреев // Новые технологии – нефтегазовому региону: Тез. докл. Всерос. научно-практической конф. г. Тюмень, 14-19 мая 2013. – Тюмень, 2013. – С. 39-41.

9. Ступоченко В.Е. Научное обоснование методов интенсификации разработки глиносодержащих коллекторов и усовершенствованных полимерных технологий с целью повышения нефтеотдачи пласта // Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук. Москва. ВНИИнефть. 2000. 437 с.
10. Тугарова М.А. Вторичные изменения карбонатных пород нефтегазоносных комплексов // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2020 - № 4 (18). – С.18-23.
11. Фоломеев А.В. Совершенствование технологии кислотного воздействия на высокотемпературные карбонатные коллекторы // Диссертация на соискание ученой степени к.т.н. ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет». Уфа, 2020. – С. 159-161.
12. Хайруллин М.Х., Хисамов Р.С., Шамсиев М.Н., Бадертдинова Е.Р. Гидродинамические методы исследования вертикальных скважин с трещиной гидроразрыва пласта. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2014. – 84 с.
13. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Арчинского нефтегазоконденсатного месторождения.
14. Патент № 2456434 Российская Федерация, МПК E21B 37/00 (2006.01). Способ очистки перфорации призабойной зоны скважины : №2010154399/03 : заявл. 30.12.2010 : опубл. 30.07.2012 / Мальцев С.И. ; заявитель Мальцев С.И. – 6 з.п. ф-лы, 1 ил.
15. Патент № 2583104 Российская Федерация, МПК E21B 43/27(2006.01), E21B 33/138(2006.01). Способ обработки призабойной зоны пласта : № 2014151177/03 : заявл. 17.12.2014 : опубл. 10.05.2016 / Сергеев В.В. ; заявитель Сергеев В.В. – 6 з.п. ф-лы, 5 ил.
16. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
17. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

18. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
19. ГН 2.2.5.3532–18. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.
20. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
21. ГОСТ 12.4.011-89 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Средства защиты работающих. Общие требования и классификация
22. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
23. МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
24. ИПБОТ 137-2008: «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».
25. Панин В.Ф., Сечин А.И., Федосова В.Д. Экология для инженера // под ред. проф. В.Ф. Панина. – М.: Изд. Дом «Ноосфера», 2014. – 284 с.
26. ГОСТ 12.2.033-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования.

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица 2 – Геолого-технические показатели разработки некоторых залежей Урало-Поволжья, приуроченных к высокопроницаемым карбонатным коллекторам башкирского яруса

Месторождение	Глубина залегания, м	Проницаемость, мД				Вязкость пластовой нефти, сП	Плотность сетки, га/скв		Заводнение	Нефтеотдача в промытой зоне
		$k_{п}$	$k_{г}$	$k_{п+г}$	$k_{ско}$		начальная	конечная		
Покровское	1080	1065	660	1725	1725	1,5	12	12	Внутриконтурное	0,65
Алакаевское	1395	378	40	418	868	1,4	25	25	Законтурное	0,42
Козловское	1300	326	46	372	832	6,1	36	18	Законтурное и внутриконтурное	0,50
Хилковское	1370	220	280	500	500	3,8	20	20	Естественный водонапорный режим	0,50
Батырбайское	950	291	74	365	683	6,2	36	25	Внутриконтурное	0,35
Красноярское	1050	109	56	165	165	12	36	25	Внутриконтурное	0,30
Западное	1150	200	130	330	330	12-36	36	18	Внутриконтурное	0,27
Ярино-Каменно-ложское	1370	107	13	120	146	1,2	36	20	Внутриконтурное	0,45
Кулешовское	1720	78	86	164	402	0,9	56	40	Внутриконтурное и приконтурное	0,59

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Таблица 3 – Геолого-технические показатели разработки некоторых залежей Урало-Поволжья, приуроченных к средне- и низкопроницаемым карбонатным коллекторам

Месторождение	Пласт	Глубина залегания, м	Проницаемость, мД				Вязкость пластовой нефти, сП	Плотность сетки, га/скв	Методы воздействия	Ожидаемая нефтеотдача
			$k_{п}$	$k_{г}$	$k_{п+г}$	$k_{ско}$				
Калиновско-Новостепановское	КС	250	25	–	–	250	14,7	0,9 – 6,7	Газовая шапка, площадное заводнение	0,33 – 0,41
Яблоневское	$K_1+K_2$	560	20	22	44	130	2,6	4 – 16	Растворённый газ, площадное заводнение	0,38 – 0,60
Краснокамское	$B_{3,4}+B_{III}$	950	30	–	–	180	7	2 – 30	Растворённый газ, закачка воздуха	0,19
Северокамское	$B_{3,4}+B_{III}$	950	10	30	40	50	–	16 – 64	Растворённый газ, площадное заводнение	0,25 – 0,35
В среднем	–	675	21	26	47	153	7,3	5,7 – 29	Растворённый газ, заводнение	0,29 – 0,45