

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА В РАЗЛИЧНЫХ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.245.54(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шефер Евгений Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		

Консультант

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	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3и), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
в области производственно-технологической деятельности		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
в области организационно-управленческой деятельности		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
в области экспериментально-исследовательской деятельности		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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
2Б6Г	Шефер Евгений Александрович

Тема работы:

Выбор и обоснование применения технологий очистки призабойной зоны пласта в различных геолого-технических условиях на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-119/с от 28.02.2020

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»; обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта; анализ причин низкой продуктивности скважин; требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций; технологии очистки призабойной зоны пласта; современные технологии очистки призабойной зоны.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант

Источники загрязнения призабойной зоны пласта	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Оценка эффективности применения различных технологий и приспособлений по очистке призабойной зоны пласта	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Рекомендации к принятию технологических решений по очистке призабойной зоны скважин	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Источники загрязнения призабойной зоны пласта	
Оценка эффективности применения различных технологий и приспособлений по очистке призабойной зоны пласта	
Рекомендации к принятию технологических решений по очистке призабойной зоны скважин	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	к.т.н.		29.02.2020
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			29.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шефер Евгений Александрович		29.02.2020

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- ПЗП** – призабойная зона пласта;
- ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства;
- ГРП** – гидравлический разрыв пласта;
- ОПЗ** – обработка призабойной зоны;
- АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;
- ПАВ** – поверхностно-активные вещества;
- ГДИС** – гидродинамические исследования скважин;
- КВД** – кривая восстановления давления;
- НКТ** – насосно-компрессорная труба;
- СКО** – солянокислотная обработка;
- ВНК** – водонефтяной контакт;
- ППД** – поддержание пластового давления;
- ВГМ** – виброволновой гидромонитор;
- УПС** – устройство промывочное скользящее;
- ПИВ** – плазменно-импульсное воздействие;
- ГДО** – газодисперсионное освоение;
- УНГ** – установка нагнетания газа;
- ГКО** – глинокислотная обработки;
- РАСПО** – растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений;
- ПСКО** – поинтервальная солянокислотная обработка;
- НИ** – научные исследования;
- ГСМ** – горюче-смазочные материалы;
- КРС** – капитальный ремонт скважин;
- ГКО** – глинокислотные обработки;
- СИЗ** – средства индивидуальной защиты;
- ЧС** – чрезвычайная ситуация;
- УДХ** – установка дозирования химических реагентов.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 94 страницы, в том числе 24 рисунка, 9 таблиц. Список литературы включает 26 источников.

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

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

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

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

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

Область применения: осложнённые скважины на месторождениях Западной Сибири.

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

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	10
1.1 Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»	10
1.2 Обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта.....	16
1.3 Анализ причин низкой продуктивности скважин	21
1.3.1 Гидродинамическое несовершенство скважины.....	21
1.3.2 Загрязнение призабойной зоны	23
2 ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ПРИСПОСОБЛЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА	30
2.1 Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций.....	30
2.2 Технологии очистки призабойной зоны пласта.....	34
2.2.1 Химическая очистка призабойной зоны.....	34
2.2.2 Термическая очистка призабойной зоны	47
2.2.3 Физическая очистка призабойной зоны	50
2.3 Современные технологии очистки призабойной зоны	55
2.3.1 Комплексный подход к кислотной обработке призабойной зоны	55
2.3.2 Виброволновая обработка.....	57
2.3.3 Применение устройства промывочного скользящего для ликвидации песчаных пробок	59
2.3.4 Плазменно-импульсное воздействие	62
3 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН.....	65
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	70
4.1 Целесообразность применения технологий очистки призабойной зоны на различных месторождениях.....	70

4.2 Технологии очистки призабойной зоны и их показатели.....	72
4.3 Затраты на проведение технологических операций.....	73
4.4 Оценка технологической эффективности	74
4.5 Оценка экономической эффективности	75
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	80
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	80
5.2 Производственная безопасность	81
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника	82
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по снижению уровня их воздействия на работника	84
5.3 Экологическая безопасность.....	86
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	90
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	91
Приложение А	94

ВВЕДЕНИЕ

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

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

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

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

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

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

Для достижения цели поставлены следующие задачи:

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

1 ИСТОЧНИКИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА

1.1 Роль призабойной зоны в системе «пласт-скважина»

Призабойная зона пласта – это область пласта вокруг скважины, которая вскрывает данный пласт, и в пределах которой изменяются фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС). Данное явление происходит с момента разбуривания скважины и в процессе всего эксплуатационного периода. Изменение ФЕС связано с нарушениями физико-химических свойств горной породы, а также с нарушениями механического равновесия.

ПЗП является важной частью системы «пласт-скважина», так как именно через неё происходит фильтрация флюида в скважину. Отсюда можно сделать вывод, что продуктивность скважины напрямую зависит от состояния призабойной зоны.

Условно ПЗП делят на две части: удалённая часть с радиусом контура питания R_k и естественной проницаемостью k ; зона, которая находится непосредственно вокруг скважины, имеет проницаемость k_s , отличную от k , и характеризуется радиусом r_s (рисунок 1).

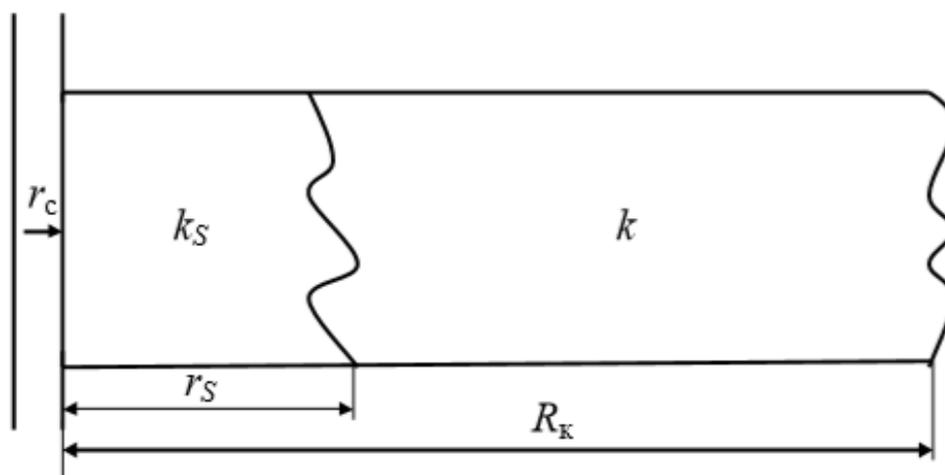


Рисунок 1 – Условная схема состояния ПЗП

В процессе вскрытия пласта на его фильтрационные свойства значительно влияет буровой раствор. Так как в большинстве случаев при бурении гидродинамическое давление бурового раствора выше, чем пластовое

давление. В результате пласт поглощает буровой раствор, что сказывается на его проницаемости. При эксплуатации, а также при проведении ремонта скважины происходят различные воздействия на ПЗП, что отражается на её ФЕС. Это означает, что ПЗП постоянно подвержена изменениям. Зачастую эти изменения имеют далеко не положительный эффект и осложняют процесс добычи нефти и газа.

Как уже было отмечено, продуктивность скважины зависит от проницаемости ПЗП. Оценить изменчивость проницаемости помогает скин-фактор. Этот параметр объясняет наличие зоны с изменяющейся проницаемостью вокруг скважины. Чтобы преодолеть скиновое сопротивление, необходимо создать повышенное давление, что ограничено энергетическими возможностями пласта. В результате продуктивность уменьшается. Таким образом, скин-фактор – это мера дополнительной депрессии, необходимой для преодоления загрязнённой зоны.

Херст и Ван-Эвердинген впервые ввели понятие скин-фактор в нефтегазодобыче [1]. Они заметили отличие реальных значений депрессии от расчётных теоретических. В результате, для оценки скин-фактора вывели зависимость:

$$S = \frac{k \cdot h \cdot \Delta P}{141,2 \cdot Q \cdot \mu \cdot B}, \quad (1)$$

где k – проницаемость пласта, мкм²;

h – толщина пласта, м;

ΔP – депрессия, Па;

Q – дебит скважины, м³/сут;

μ – вязкость жидкости, мПа·с;

B – объёмный коэффициент жидкости, м³/м³.

Позже был введен термин отрицательного скин-фактора. Отрицательный параметр описывает скважину, у которой фильтрационные характеристики призабойной зоны лучше, чем у пласта в целом. В данном случае скин-фактор рассчитывается, как:

$$S = \left(\frac{k}{k_s} - 1\right) \cdot \ln\left(\frac{r_s}{r_c}\right), \quad (2)$$

где k – проницаемость пласта, мкм²;

k_s – проницаемость прискважинной зоны, мкм²;

r_s – радиус прискважинной зоны, м;

r_c – радиус скважины, м.

Стоит отметить, что данная формула применяется редко. Это объясняется тем, что очень затруднительно измерить радиус прискважинной зоны.

Зная скин-фактор, по формуле Дюпюи можно рассчитать дебит скважины, у которой фильтрационные свойства ПЗП отличны от пластовых:

$$Q = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu} \cdot \frac{\Delta P}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c} + S\right)}, \quad (3)$$

где k – проницаемость пласта, мкм²;

h – толщина пласта, м;

μ – вязкость жидкости, мПа·с;

ΔP – депрессия, Па;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор.

Используя формулу (3) можно найти отношение фактического Q_ϕ и потенциального Q_π дебита:

$$\frac{Q_\phi}{Q_\pi} = \frac{\ln\left(\frac{R_k}{r_c}\right)}{\ln\left(\frac{R_k}{r_c} + S\right)}, \quad (4)$$

где Q_ϕ – дебит фактический, м³/сут;

Q_π – дебит потенциальный, м³/сут;

R_k – радиус контура питания, м;

r_c – радиус скважины, м;

S – скин-фактор.

На рисунке 2 изображена графическая зависимость потенциального и фактического дебита от скин-фактора.

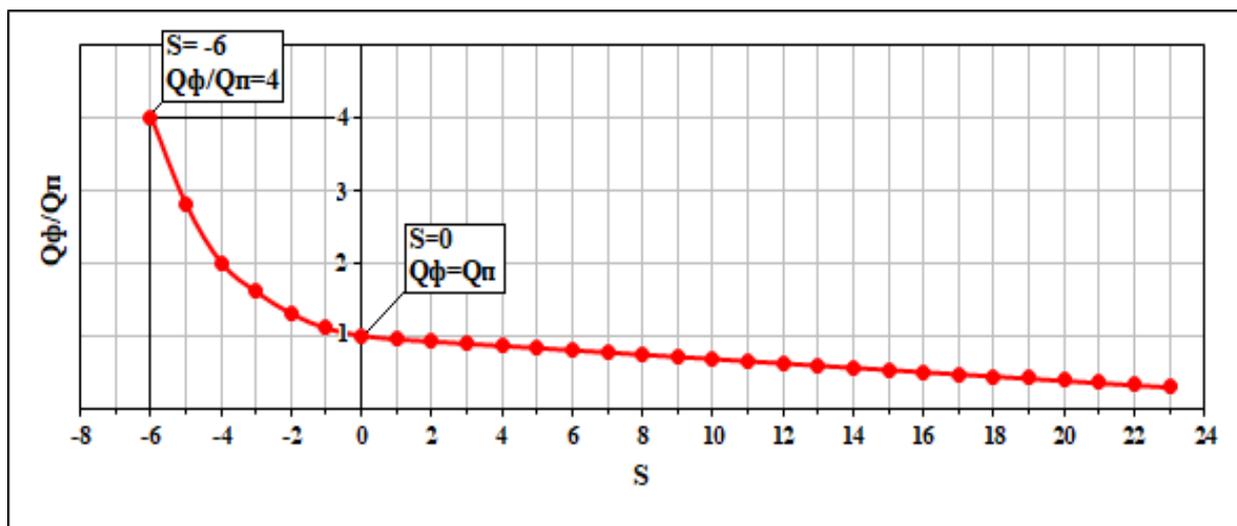


Рисунок 2 – График зависимости отношения фактического и потенциального дебита от величины скин-фактора

Проанализировав график, можно сделать вывод, что с увеличением скин-фактора значение фактического дебита уменьшается и стремится к нулю. При отрицательном скин-факторе ситуация обратная, фактический дебит превышает потенциальный. Стоит отметить, что значение скин-фактора в точке минус 6 соответствует гидравлическому разрыву пласта (ГРП). В этом случае наблюдается значительное превышение фактического дебита над потенциальным. Точка, в которой скин-фактор равняется 0 значения дебитов равны, это означает, что ПЗП находится в «чистом» состоянии. Призабойная зона имеет удовлетворительное состояние, если её скин-фактор находится в пределах от 0 до 2.

Рассмотрим не менее интересную зависимость (рисунок 3) [2].

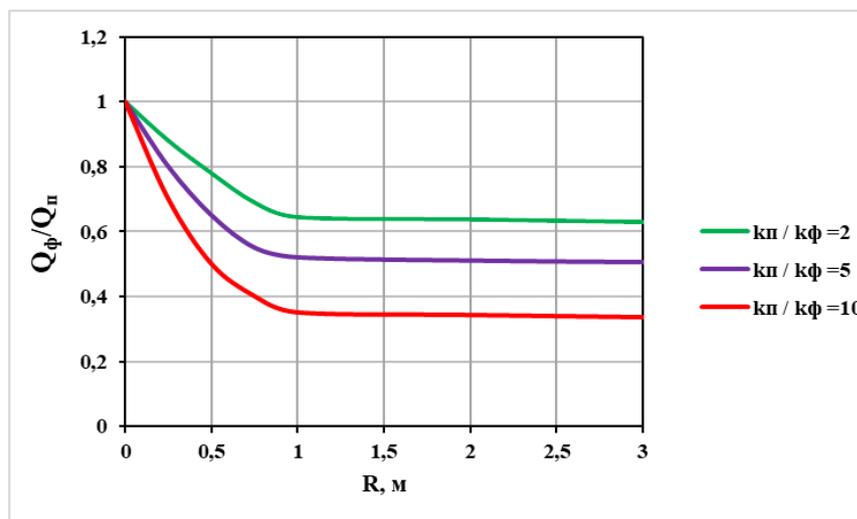


Рисунок 3 – Графическая зависимость продуктивности от величины и радиуса загрязнения призабойной зоны

На выноске справа от графика показано отношение потенциальной и фактической проницаемости. Зависимость показывает, что чем меньше разница проницаемостей, тем выше продуктивность скважины. Также на графике продемонстрирована ещё одна интересная зависимость проницаемости от радиуса загрязнения призабойной зоны скважины. Эта зависимость показывает, что при загрязнении прискважинной зоны пласта более, чем на 1 метр продуктивность скважины снижается до своего минимума, при данных условиях, и при дальнейшем углублении загрязнения в глубь пласта не изменяется. Отсюда делаем вывод, что наиболее важная часть призабойной зоны имеет радиус приблизительно 1 метр.

Ранее были рассмотрены различные графические зависимости продуктивности скважин от скин-фактора, радиуса загрязнения призабойной зоны и значения проницаемости. Все эти модели построены на теоретических расчётах. Чтобы окончательно убедиться в том, что «чистота» ПЗП имеет важное значение в процессе добычи горючих ископаемых, необходимо убедиться в этом на реальном примере.

В качестве примера будет рассмотрен объект НГДУ «Лениногорскнефть» [1]. Наблюдения производились за двумя группами добывающих скважин в

течении 6 лет. В течении всего этого времени производился непрерывный мониторинг, оценивающий состояние призабойной зоны скважин при помощи скин-фактора. Ниже представлен график, показывающий, как изменялась накопленная добыча и скин-фактор на двух объектах за 6 лет эксплуатации (рисунок 4).

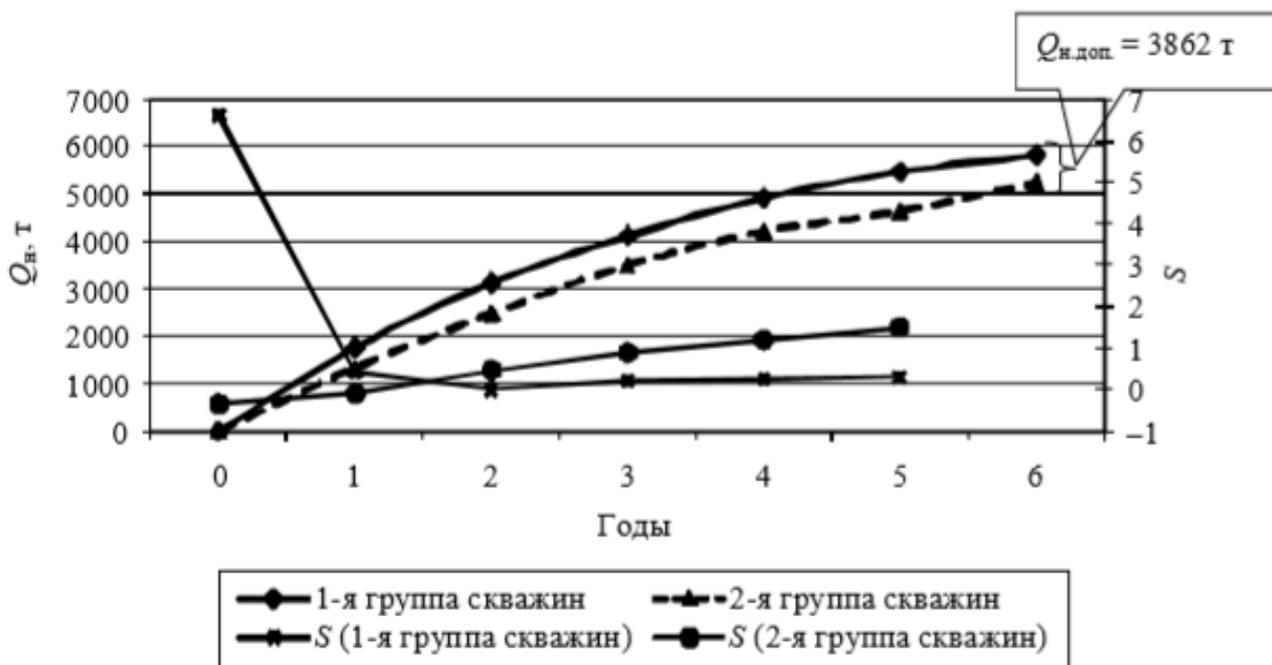


Рисунок 4 – Зависимость накопленной добычи и скин-фактора от количества лет эксплуатации на объектах НГДУ «Лениногорскнефть»

Исходя из данных, представленных на графике, можно сказать, что накопленная добыча на 1 группе скважин, которая имеет довольно низкие значения скин-фактора, на протяжении 6 лет эксплуатации выше, чем на 2 группе скважин. Стоит отметить, что количество скважин в каждой группе одинаково. Высокие значения скин-фактора в первый год эксплуатации по 1 группе скважин связан с тем, что скважины находились после бурения. На протяжении остальных лет наблюдения за ПЗП значение скин-фактора 1 группы скважин на порядок ниже, чем во 2 группе, а на 5 году разница составила уже 1 условную единицу скин-фактора. Из-за того, что состояние ПЗП у второй группы скважин находилось в худшем состоянии разница в накопленной добыче нефти за 6 лет составила 3862 тонны, что достаточно много. Если же рассмотреть данную

зависимость на несколько десятков лет, то значения накопленной добычи нефти будут отличаться не на тысячи тонн, а уже на десятки тысяч.

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

1.2 Обзор существующих подходов к выбору технологии очистки призабойной зоны пласта

Ш.К. Гиматуллин, И.И. Дунюшкин и В.М. Зайцев [3] утверждают, что призабойная зона скважины является одним из важнейших мест в системе пласта и скважины, а также наиболее уязвимым. От фильтрационных свойств призабойной зоны зависит дебит скважины. При вскрытии эта зона подвергается активному воздействию буровым раствором, а затем и цементным раствором. В большинстве случаев эти воздействия приводят к ухудшению ФЕС горной породы. В процессе эксплуатации в пустотном пространстве ПЗП могут накапливаться отложения солей, смол, парафинов и т.д. Поэтому для поддержания продуктивности на высоком уровне, в зависимости от причин низких фильтрационных свойств, важно применять методы воздействия на ПЗП, чтобы увеличить продуктивность скважины.

Подтверждено, что на дебит скважинной продукции гораздо сильнее оказывает влияние уменьшение проницаемости ПЗП, а не её увеличение, по сравнению с естественной проницаемостью до разбуривания. Дебит скважины имеет прямо пропорциональную зависимость от проницаемости ПЗП, чем ниже

проницаемость, тем ниже дебит скважины. Для обратной ситуации зависимость уже будет иная. При увеличении проницаемости ПЗП в несколько раз относительно естественной проницаемости, дебит скважины практически не изменяется. Как уже отмечалось ранее, ПЗП изменяет свои свойства, как при вскрытии, так и на протяжении всего периода эксплуатации. Это говорит о том, что необходимо предпринимать меры по сохранению начальной проницаемости, восстанавливать её при ухудшении ситуации и повышать насколько это возможно на протяжении всей жизни скважины. Стоит отметить, что от качества вскрытия продуктивных горизонтов значительно зависит дальнейшая эксплуатация.

Приемистость нагнетательных и продуктивность добывающих скважин возможно изменять, если регулировать параметры призабойной зоны скважины отмечает И.Т. Мищенко [4]. Методы искусственного воздействия на ПЗП являются хорошим способом повышения добычи углеводородов. Автор подчёркивает, что эффективность применения технологии воздействия на ПЗП зависит от тщательного изучения условий образования данной проблемы для каждой скважины отдельно. Все методы не могут быть эффективно применены в различных условиях. Поэтому для достижения максимального результата, необходимо разобраться в причинах и затем подобрать наиболее эффективный метод воздействия.

Сотрудники института РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, произведя большое количество исследований кислотной обработки призабойной зоны (ОПЗ) пришли к такому же выводу, что при подборе метода воздействия на призабойную зону необходимо применять индивидуальный подход по каждой скважине [5].

Рассмотрим основные подходы к обработке призабойной зоны пласта. Так как фильтрационные свойства призабойной зоны постоянно подвержены изменениям, соответственно для поддержания темпов добычи в оптимальных пределах необходимо производить процедуру ОПЗ на всех стадиях разработки

месторождения. Обработка позволяет увеличить приемистость нагнетательных и производительность добывающих скважин.

Важным этапом перед выбором метода ОПЗ является необходимость произведения ряда геофизических и гидродинамических исследований, чтобы выяснить причины снижающие фильтрационные свойства ПЗП. Также при проведении исследований важно изучить свойства и состав флюида, насыщающего горную породу, и собственно физико-химические свойства продуктивной горной породы.

Выбор технологии обработки и частоту её проведения определяют геолого-технологические подразделения нефтедобывающей компании в соответствии с проектным документом разработки месторождения и специальными инструкциями по ОПЗ. Важно отметить, что при выборе технологии воздействия на пласт кроме эффективности очистки необходимо произвести экономическую оценку. Важность данного мероприятия заключается в том, что применение какой-либо технологии может оказаться экономически нецелесообразным.

Перед проведением ОПЗ проводятся исследования скважинного оборудования, так как обработку допускается проводить только в исправных скважинах. Цементное кольцо и эксплуатационная колонна должны быть герметичны. В случаях, когда подземное оборудование препятствует проведению операции необходимо его удалить. Примером такого оборудования могут быть погружные насосы.

ОПЗ заключается в искусственном увеличении проницаемости пород призабойной зоны. В основу всех технологий входит применение механических, тепловых или химических воздействий на проблемный участок. Методы обработки ПЗП для нефтяных и газовых месторождений имеют практически одинаковую сущность. Так как, содержащие газ залежи, имеют отличные от нефтяных залежей строение и свойства, технологии проведения ОПЗ отличаются некоторыми деталями.

Х. Х. Гумерский в своей работе [6] предлагает применять системную технологию воздействия на ПЗП с целью повышения нефтеотдачи пластов. Основные положения данной технологии:

1) Одновременная обработка ПЗП нагнетательных и добывающих скважин в пределах одного объекта. Данное мероприятие необходимо производить оперативно, чтобы продолжительность обработок по всему эксплуатационному объекту не превышала двух месяцев. Важным условием является равенство между количеством отобранной и закачиваемой жидкости. В результате, удастся получить прирост добычи по всему объекту.

2) Массовость обработки. Необходимо правильно выбирать последовательность скважин, на которых будет производиться ОПЗ. Так как, между соседними скважинами существует гидродинамическое взаимодействие, то при увеличении дебита на обработанной скважине может привести к ухудшению ситуации на соседней. Для начала производят обработку на скважинах, которые дадут максимальный эффект при минимальных затратах.

3) ОПЗ необходимо проводить периодически. Это связано с тем, что призабойная зона постоянно подвержена различным воздействиям и, как следствие, её проводимость ухудшается.

4) Многоэтапность в неоднородных коллекторах. Из-за того, что многие коллекторы имеют сложное строение и неоднородное переслаивание, необходимо производить несколько обработок, чтобы охватить фильтрацией, как можно больше зон пласта.

5) В процессе эксплуатации залежи нефти и газа образуются направления фильтрации флюида и закачиваемого агента, а также образуются застойные зоны, в которых фильтрации вообще нет или она очень незначительная. С целью повышения нефтеотдачи необходимо изменять направления фильтрационных потоков. В плохо проницаемых породах изменение направления потока возможно за счёт периодичности ОПЗ скважин.

6) Необходимо выбирать технологии обработки призабойной зоны скважины исходя из геолого-физических свойств ПЗП. Как уже было ранее

сказано существует большое множество технологий воздействия на ПЗП, но для каждого месторождения, более того для каждого этапа разработки, выбираются и обосновываются свои наиболее эффективные способы ОПЗ скважин.

Доказательством эффективности применения системной технологии могут выступить месторождения Западной Сибири. Например, первоначально данная технология была испытана в ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» на Карамовском месторождении. Испытания проводились на одном из блоков, который включал 21 добывающую и 13 нагнетательных скважин. Было произведено 50 обработок скважин. В результате дополнительная добыча нефти составила 380 тонн на одну операцию.

Системный подход был опробован более, чем на 70 месторождениях нашей страны. Наиболее крупные из них: Мамонтовское, Муравленковское, Самотлорское, Западно-Сургутское, Суторминское. Применение системной технологии воздействия на ПЗП позволило суммарно добыть 2,5 млн тонн дополнительной нефти. Данная технология хорошо зарекомендовала себя и является достаточно эффективной.

В процессе эксплуатации скважин призабойная зона подвержена изменениям своих ФЕС, что негативно сказывается на объёме добываемого флюида. Человек в силах регулировать фильтрационные параметры ПЗП, для чего имеется множество разнообразных технологий. Но перед тем как приступить к обработке прискважинной зоны необходимо разобраться в причинно-следственной связи, а, именно, важно произвести ряд геофизических и гидродинамических исследований. На практике хорошо зарекомендовал себя технология системного подхода, которая заключается в охвате всего эксплуатационного объекта при проведении ОПЗ. Но стоит отметить, что к каждой скважине необходим индивидуальный подход для достижения максимального эффекта. Также при выборе технологии воздействия на призабойную зону необходимо помнить об экономической составляющей, так как ОПЗ довольно дорогостоящая процедура важно рассчитывать бюджет и не допустить убытков.

1.3 Анализ причин низкой продуктивности скважин

1.3.1 Гидродинамическое несовершенство скважины

Часто бывает, что скважины, находящиеся в пределах одного разрабатываемого объекта и имеющие одинаковые геологические условия, обладают разной продуктивностью. Данное явление можно объяснить тем, что скважины имеют разное строение. Идеальное строение скважины, которое соответствует максимальной продуктивности, называют гидродинамически совершенной скважиной.

Гидродинамически совершенная скважина – это скважина, которая вскрывает пласт на всю его толщину и имеет открытый забой (т.е. вся его площадь гидродинамически связана со скважиной). На рисунке 5 представлена схема забоя гидродинамически совершенной скважины.

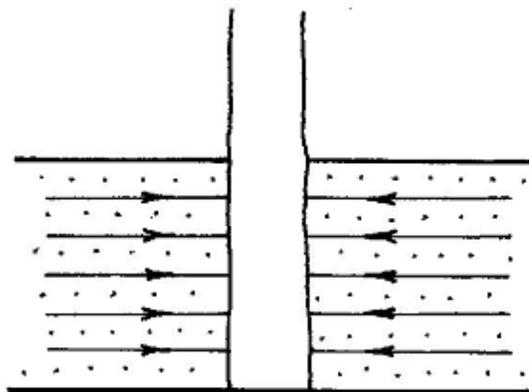


Рисунок 5 – Схема гидродинамически совершенной скважины

Совершенные скважины встречаются довольно редко, так как для данного строения скважины горные породы, слагающие забой скважины, должны быть очень прочными и не должны разрушаться в процессе эксплуатации. Чтобы определить степень гидродинамической связи пласта и скважины вводят коэффициент гидродинамического совершенства скважины. Данный коэффициент показывает отношение фактического дебита скважины к её дебиту, если бы у неё было совершенное строение.

Рассмотрим виды гидродинамически несовершенных скважин:

1) Несовершенство по степени вскрытия (т.е. продуктивный пласт вскрыт не на всю толщину);

2) Несовершенство по характеру вскрытия (т.е. гидродинамическая связь пласта и скважины происходит не через всю поверхность забоя, а только через перфорационные отверстия);

3) Несовершенство по характеру и степени вскрытия (т.е. в строении скважины присутствуют оба несовершенства).

На рисунке 6 представлены схемы забоев несовершенных скважин.

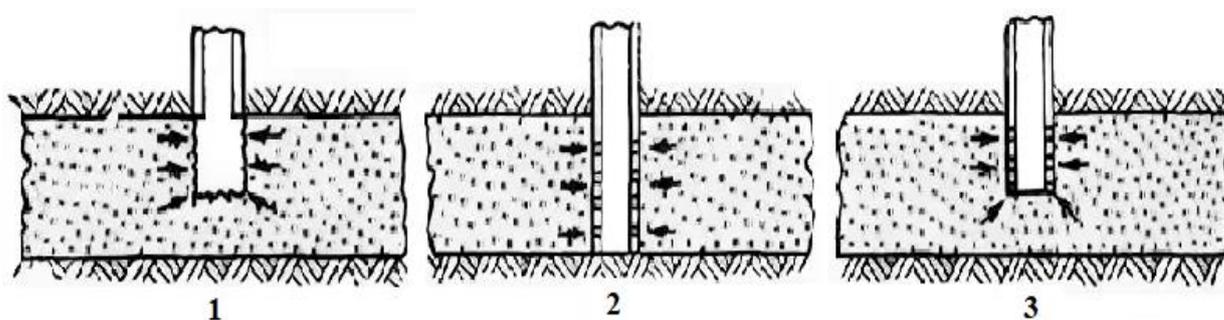


Рисунок 6 – Схемы забоев гидродинамически несовершенных скважин

1 – по степени вскрытия; 2 – по характеру вскрытия; 3 – по степени и характеру вскрытия

Несовершенство скважин по характеру вскрытия объясняется, как уже ранее было сказано, слабой цементацией горных пород. В таком случае забой скважины должен быть обсажен колонной и затрубное пространство цементировано. В процессе первичного (разбуривание скважины) и вторичного (перфорация забоя) вскрытия происходит значительное загрязнение призабойной зоны скважины различными механическими примесями, что негативно сказывается на проницаемости. Несовершенство по степени вскрытия можно объяснить сложным строением продуктивных пластов и недостаточной изученностью строения пласта.

Таким образом от качества вскрытия продуктивного горизонта напрямую зависит продуктивность скважины в процессе её эксплуатации. Важно охватить как можно большую площадь забоя скважины.

1.3.2 Загрязнение призабойной зоны

Ухудшение фильтрационных свойств ПЗП происходит на всех стадиях разработки месторождения. Основные причины снижения проницаемости в призабойной зоне обусловлены физико-химическими свойствами добываемой и закачиваемой жидкости, геологической характеристикой продуктивного пласта, изменяющимися во времени термобарическими условиями, а также гидромеханической закупоркой фильтрационных каналов при проведении технологических операций.

Рассмотрим основные причины, связанные с гидромеханическим загрязнением пористой среды вокруг забоя скважины:

1) Изначально нарушение естественной проницаемости происходит в процессе разбуривания. Давление, создаваемое буровым раствором, практически всегда выше, чем пластовое давление. В результате перепада давления происходит поглощение промывочной жидкости пластом, соответственно, в пласт попадают различные мехпримеси, снижающие проницаемость ПЗП. Также в процессе разрушения долотом горной породы происходит вдавливание мелких частичек в породу, что негативно сказывается на фильтрационных свойствах.

2) Закупорка слоя породы вокруг забоя скважины осуществляется в процессе крепления скважины цементным раствором.

3) Зачастую гидромеханическая закупорка фильтрационных каналов происходит при проведении различных технологических операций. К таким операциям можно отнести глушение или освоение скважины с использованием промывочной жидкости или жидкости глушения, перфорацию, гидроразрыв пласта и длительную эксплуатацию.

4) Содержание илистых частиц в воде, закачиваемой в пласт для поддержания пластового давления, существенно загрязняет ПЗП, снижая проницаемость более, чем в 10 раз.

5) Неспособность коллекторских пород сопротивляться фильтрационному размыву при эксплуатации скважины становится причиной разрушения скелета пласта и поступления песчаных частиц на забой скважины.

Тяжелые частицы осаждаются, в результате чего образуется песчаная пробка, перекрывающая интервал перфорации. Исходя из исследований О.Б. Качалова и С.Н. Назарова, можно сказать, что песчаная пробка оказывает значительное влияние на производительность скважины. Анализируя расчётные данные, видно, что даже если проницаемость пробки в 100 раз больше проницаемости пласта и перекрыто всего 60% перфорации, то производительность газовой скважины снижается до 48% [7].

б) При длительной эксплуатации залежи постепенно задействуются отдалённые участки пласта. Вместе с потоками жидкости на забой приносятся минеральные частицы, которые ухудшают проницаемость ПЗП.

Далее будут рассмотрены причины, связанные с выпадением различных отложений из-за термобарических изменений в процессе эксплуатации:

1) Немаловажную роль в загрязнении ПЗП играют свойства добываемой жидкости. Наличие в нефти таких компонентов, как смол, парафинов и асфальтенов может привести к образованию АСПО в призабойной зоне. Данное явление возможно при определённых термобарических условиях, в результате длительной эксплуатации. В АСПО парафин является основным компонентом и его содержание может достигать до 75%. Чтобы парафин выделился в виде твердых отложений необходимо, чтобы температура потока нефти снизилась до температуры насыщения нефти парафином. Данная величина в свою очередь является переменной и зависит от давления (рисунок 7).

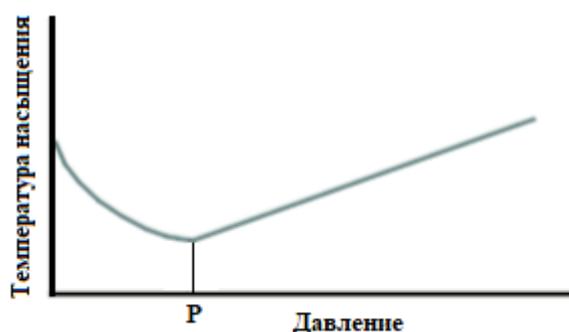


Рисунок 7 – Графическая зависимость температуры насыщения нефти парафином от давления

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

2) Для газовых скважин опасно образование гидратов в призабойной зоне, так как гидраты являются твердыми плохо проницаемыми веществами, то они создают трудности при фильтрации флюида в скважину. Образованию гидратов способствуют низкие температуры и высокие давления (рисунок 8).

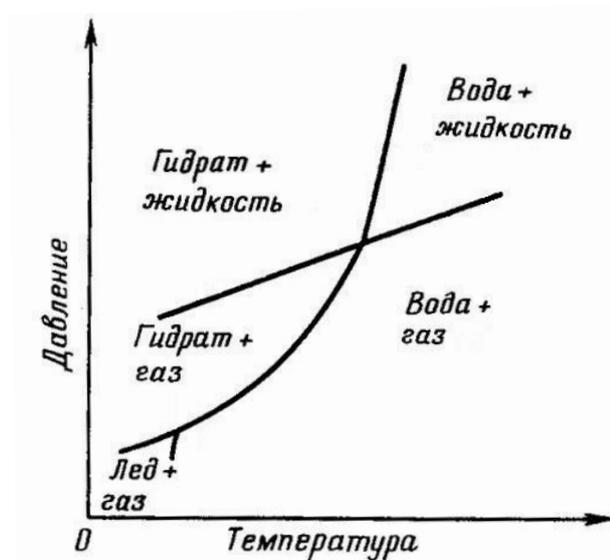


Рисунок 8 – Фазовая диаграмма состояний системы газ-гидрат

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

Далее будут рассмотрены причины снижения проницаемости из-за различных физико-химических свойств горной породы и фильтрующихся в ней флюидов:

1) На ПЗП негативно сказывается взаимодействие некоторых минералов с пресной водой. Происходит перераспределение зёрен и образуются новые минералы, перекрывающие фильтрационные каналы. Пресная вода может попасть в продуктивный пласт в процессе закачки воды для поддержания пластового давления, также может попасть через буровой раствор или промывочную жидкость. Возможны ситуации, когда слабоминерализованная вода прорывается из других пластов в продуктивный горизонт. Также бывают случаи прорыва воды из нагнетательной скважины в добывающую.

2) Глинистые пропластки, находящиеся в продуктивном пласте, при взаимодействии с пресной водой набухают. В следствии этого происходит закупорка пор и трещин.

3) При смешивании пресной и пластовой вод, обладающей большей минерализацией, возможно образование нерастворимых осадков, а именно солей. Данный процесс протекает при определённых условиях: несовместимости закачиваемой и пластовой вод и низкой температуре пласта. Таким образом, необходимо следить за качеством закачиваемой воды в пласт: содержание нефти в воде не более 50 мг/л; содержание твёрдых частиц не более 50 мг/л и размером менее 5 мкм; содержание кислорода менее 0,5 мг/л [9].

4) При переводе скважины из фонда добывающих в фонд нагнетательных остаточная нефтенасыщенность в призабойной зоне негативно сказывается на проницаемости.

5) Так как нефть, газ и вода имеют разные поверхностные натяжения, попадание воды в пористую среду может привести к образованию «преграды», которая будет препятствовать фильтрации флюида.

6) В гидрофильной породе происходит процесс смачивания породы водой, в результате капиллярное давление оказывает сопротивление вытеснению и проницаемость в ПЗП ухудшается. В гидрофобной породе наблюдается обратный процесс, смачивания породы водой не происходит и капиллярные явления не оказывают негативного воздействия на процесс вытеснения.

7) Образование водонефтяных эмульсий также негативно сказывается на проницаемости призабойной зоны. Эмульсия - это дисперсная система, состоящая из двух несмешивающихся жидкостей, одна из которых дисперсная фаза, а другая дисперсионная среда. Поверхностно-активные вещества (ПАВ) в виде тонкой плёнки осаждаются на поверхности глобулы воды и придают ей устойчивость. В результате «упрочнения» вязкость водонефтяной эмульсии становится гораздо больше, чем вязкость обычной нефти. Эмульсия под действием перепада давления продавливается в крупные пустотные пространства и закупоривает их. Таким образом эмульсия препятствует проникновению нефти в скважину. Важно отметить, что вязкость эмульсии зависит от обводнённости (рисунок 9).

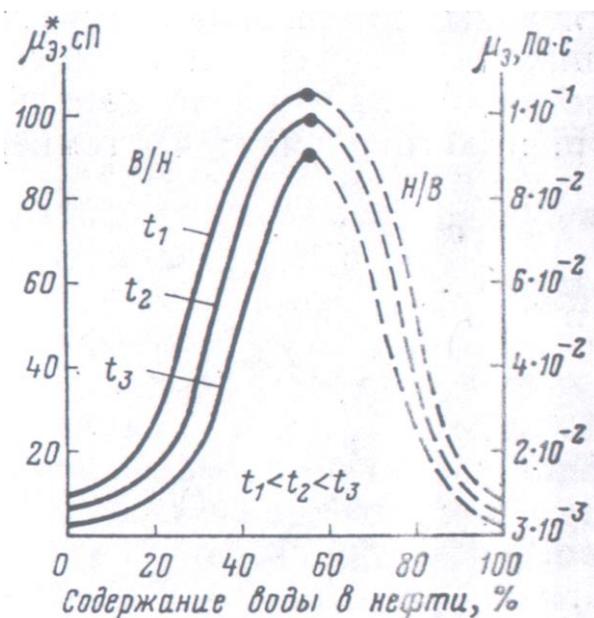
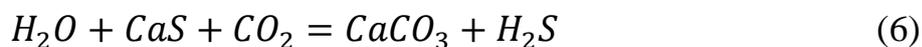
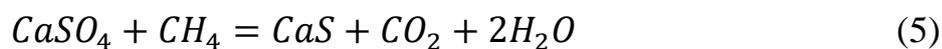


Рисунок 9 – Графическая зависимость вязкости эмульсии от обводнённости

Из графика видно, что с ростом обводнённости вязкость возрастает. Соответственно, чем выше вязкость, тем больше необходимо создать усилий для фильтрации водонефтяной эмульсии через поровое пространство. Также из графической зависимости видно влияние температуры на вязкость: чем температура меньше, тем более высокая вязкость.

В отдельную группу можно выделить следующие причины, оказывающие влияние на проницаемость призабойной зоны:

1) В процессе соприкосновения углеводородов с природными сульфатными пластовыми водами образуются, как углекислый газ (5), так и сероводород (6):



Эти газы приводят к коррозии подземного оборудования. Продукты коррозии осаждаются на забой скважины и частично проникают в призабойную зону и тем самым отрицательно влияют на проницаемость. Попадание продуктов коррозии в пласт возможно, как при гравитационном осаждении, так и вместе с жидкостью глушения или промывки. Для месторождений Западной Сибири наибольшее влияние имеет углекислотная коррозия. Скорость разрушения составляет 3-4 мм/год, а в некоторых случаях может достигать 6-8 мм/год. Данный вид коррозии происходит по электрохимическому механизму.

2) Биологический фактор также имеет место быть, так как продукты жизнедеятельности организмов нарушают гидропроводность призабойной зоны.

Таким образом, процессы интенсификации добычи нефти и увеличения коэффициента извлечения напрямую зависят от состояния призабойной зоны скважины. В процессе строительства и дальнейшей эксплуатации скважины в продуктивном пласте формируется прискважинная зона, фильтрационные свойства которой отличаются от первоначальных естественных. Из-за ухудшения фильтрационных характеристик в призабойной зоне происходит утрата части энергии фильтрующегося флюида, что приводит к значительному снижению продуктивности скважин.

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

- Механическое загрязнение пустотного пространства;
- Выпадение различных отложений (АСПО, гидраты, соли), из-за термобарических изменений;

- Причины, связанные с физико-химическими особенностями породы и фильтрующихся в ней флюидов.

Эти причины классифицируются по механизму образования загрязнения. Далее будут рассматриваться эффективные технологии воздействия на ПЗП для конкретных скважин в конкретных условиях, для этого необходимо построить сводную схему, в которой будут отображены причины снижения проницаемости ПЗП в добывающих и нагнетательных скважинах. Данная схема представлена на рисунке 10.



Рисунок 10 – Сводная схема причин снижения проницаемости призабойной зоны пласта

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

2.1 Требования к скважинам-кандидатам перед проведением технологических операций

При выборе очередной скважины с целью воздействия на ПЗП возникает ряд вопросов, которые необходимо решить. Во-первых, нужно определить целесообразность проведения данной операции для конкретной скважины. Это объясняется, тем что на условия залегания нефти оказывают влияние множество геологических и физических факторов. Во-вторых, важно определить последовательность скважин. В большинстве случаев изначально обработке подвергаются скважины, которые имеют наибольшую «перспективу». То есть, это скважины, которые после ОПЗ с большей долей вероятности дадут прирост в добычи нефти. В-третьих, необходимо заранее просчитать экономическую составляющую, чтобы не допустить значительных денежных потерь. В общем очередность обработок скважин планируют таким образом, чтобы достичь максимального технологического результата по всему объекту (участку) с минимальными потерями.

Как отмечалось ранее, обработка ПЗП происходит на всех стадиях разработки месторождения. В соответствии с проектом разработки и рабочих инструкций, решение о проведении операций воздействия на ПЗП принимают технологические и геологические службы предприятия. Также эти подразделения определяют технологию, с помощью которой будет обработана призабойная зона, и периодичность данных процедур.

В качестве кандидатов на ОПЗ рассматривают следующие категории скважин:

1) Скважины после бурения. Для данной категории скважин эта процедура очень важна, так как необходимо очистить призабойную зону, саму

скважину и перфорационные каналы от механических примесей бурового раствора и глинистых частиц;

2) Скважины, которые не вышли на режим по причине отложения АСПО или солевых отложений в ПЗП или подземном оборудовании;

3) Газовые скважины с ухудшающейся продуктивностью, в которых термобарические условия соответствуют гидратообразованию;

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

5) Скважины, которые находились долгое время в бездействии;

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

И.Т. Мищенко утверждает, что очерёдность подбора скважины, на которой необходимо произвести обработку ПЗП, определяется величиной остаточной нефтенасыщенности, а также расстоянием расположения остаточных запасов нефти от забоя скважины [10]. Геофизика и геология дают возможность определения начальной и остаточной нефтенасыщенности, по которым строятся карты нефте- и газонасыщенности. Дополнительно к этим данным важно знать, как изменялись эксплуатационные характеристики скважины в процессе её работы.

Определить показатели остаточной нефтенасыщенности помогают гидродинамические исследования скважины (ГДИС). Данные исследования представляют собой совокупность мероприятий, интерпретация которых позволяет оценить различные параметры скважины (дебит, температуру, давление и т.д.) и фильтрационные характеристики пласта. Например, по форме кривой восстановления давления (КВД) можно судить о величине остаточной нефтенасыщенности обводняющейся скважины. Угловые коэффициенты кривой можно связать с нефтенасыщенностью дренируемых скважиной объёмов. Стоит отметить, что наиболее достоверную информацию об остаточной

нефтенасыщенности получают при проведении ГДИС в начальный безводный период эксплуатации и в период обводнённости.

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

В ходе визуального наблюдения за работой скважины и ГДИС можно определить остаточную нефтенасыщенность пласта вблизи скважины по следующим данным:

- 1) По обводнённости добывающих скважин;
- 2) По относительной пьезопроводности пласта – способности среды передавать давление;
- 3) По относительной подвижности водонефтяной смеси;
- 4) Методом корреляции;
- 5) Комбинированным методом.

После того, как определена очередная скважина на очистку ПЗП необходимо определиться с технологией, которую подбирают исходя из причин загрязнения ПЗП. У всех скважин, эксплуатируемых одну залежь (месторождение), зачастую причины засорения схожи. Это объясняется тем, что в пределах одной залежи (месторождения) геологические условия практически не изменяются. Отличие может заключаться только в различных категориях скважин, так как причины загрязнений для добывающих и нагнетательных скважин немного разные.

Существуют случаи, когда возникновение загрязнения можно объяснить без проведения различных исследований. Например, если коллектор представлен слабосцементированной горной породой и на внутренней части подземного и наземного оборудования наблюдается абразивный износ, а в продукции скважины присутствуют мехпримеси, то это говорит о том, что забой скважины засорён минеральными частицами. Исходя из этого необходима технология, которая эффективно справляется с данным видом загрязнения. Если в продукции

добывающей скважины присутствуют агрессивные компоненты, такие как сероводород или углекислый газ, порода-коллектор хорошо цементирована и не разрушается, условий отложения АСПО не наблюдается, а подземное оборудование недостаточно защищено от коррозии, то предположительно причиной загрязнения являются продукты коррозии. Чтобы избавиться от данной проблемы нужно применить воздействие агрессивной средой, то есть произвести кислотную обработку.

Таким образом, анализируя предыдущие данные эксплуатации скважин, путем составления логической цепочки можно довольно достоверно предположить причину снижения проницаемости ПЗП. Чтобы подтвердить предположение, необходимо произвести ряд исследований. После выяснения причины производится подбор оптимальной технологии.

Перед проведением технологической операции по очистке ПЗП важно убедиться в герметичности эксплуатационной колонны и целостности цементного раствора. Так как большинство технологий очистки ПЗП проводятся под относительно высоким давлением, важно не допустить разрушение эксплуатационной колонны, тем самым не создать ещё больше проблем.

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

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

Метод скважинной индукционной дефектоскопии и толщинометрии основан на регистрации электромагнитного отклика от вихревых токов, возникающих в металлической колонне скважины под воздействием электромагнитного излучения катушки. На величину ответного сигнала влияет сплошность, толщина, магнитная восприимчивость и удельная электрическая проводимость материала. Данные методы оценки состояния скважины помогают

определить обрывы, коррозию, продольно-поперечные дефекты эксплуатационной колонны, а также её толщину.

2.2 Технологии очистки призабойной зоны пласта

Существует большое разнообразие технологий очистки ПЗП. Сущность этих технологий заключается в искусственном увеличении проводимости призабойной зоны. Эти технологии можно классифицировать по явлениям, лежащим в их основе. Выделяются химические, физические, термические, а также большое количество комбинированных технологий интенсификации приемистости и притока скважин. На рисунке 11 представлена схема классификации технологий очистки по явлениям, лежащим в их основе.

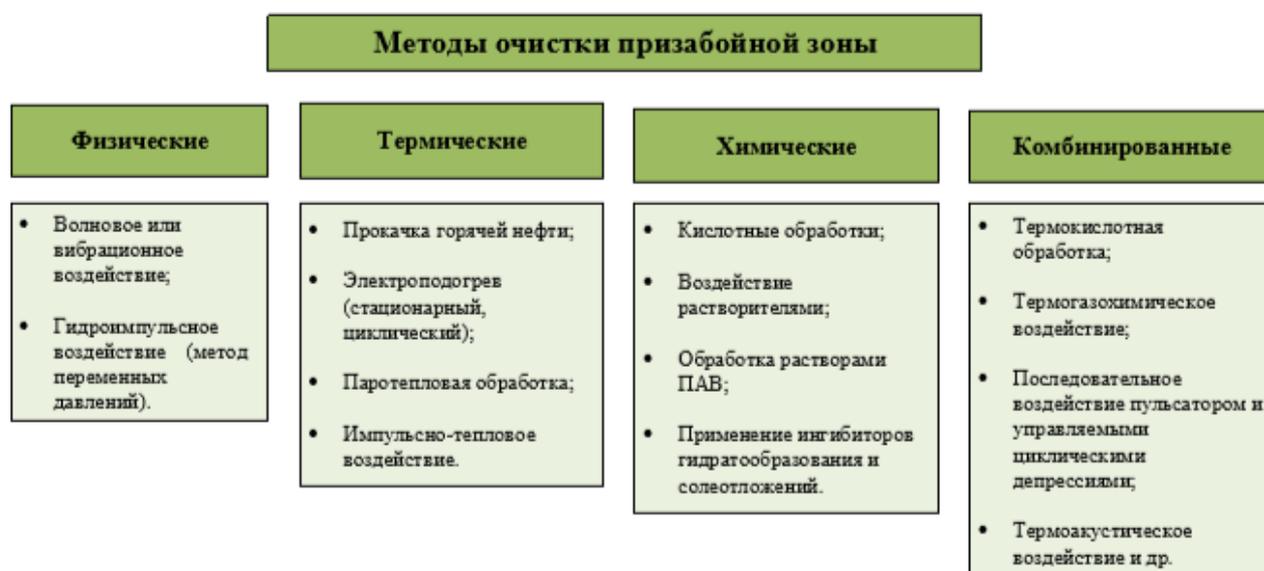


Рисунок 11 – Классификация технологий очистки

2.2.1 Химическая очистка призабойной зоны

Кислотные обработки

Кислотные обработки довольно распространённый метод очистки ПЗП. Стандартные кислотные обработки проводят в следующей последовательности. На первой стадии важно произвести промывку скважины. Эта операция необходима, чтобы очистить ствол и забой скважины от АСПО, продуктов коррозии, солей и других загрязняющих веществ. В зависимости от условий

применяют прямую, обратную и комбинированную промывки. Суть операции состоит в том, чтобы создать поток циркулирующей жидкости через трубное и затрубное пространство с целью выноса загрязняющего материала из скважины. Промывку скважины осуществляют следующими жидкостями: дизельное топливо, пропан-бутановая фракция, керосин и другие. Если скважина добывающая, то после промывки она заполняется нефтью. В случае если в ПЗП располагается водонефтяной контакт (ВНК), то необходимо изолировать эту зону. Обычно для этих целей используют раствор хлорида кальция (CaCl_2).

На второй стадии происходит кислотная обработка. Объем раствора и концентрацию кислоты подбирают в зависимости от толщины обрабатываемого продуктивного пласта, литологического состава пород и ФЕС. Например, в случае применения соляной кислоты (15% HCl) низкопроницаемая порода обрабатывается объемом раствора 0,2-0,6 м³ на 1 м толщины, хорошо проницаемые – 0,2-0,9 м³, а трещиноватая порода – 0,3-0,9 м³. При проведении кислотной обработки важно учитывать радиус обрабатываемой зоны, который не может быть меньше, чем при предыдущей обработке. После закачки кислотного раствора затрубная задвижка закрывается, далее раствор продавливают в пласт с помощью воды или нефти. Затем задвижку на устье закрывают. Скважина остается в покое некоторое время, которое необходимо для нейтрализации кислоты. Продолжительность данного процесса зависит от температуры, концентрации и давления закачки.

На заключительной стадии осуществляют освоение скважины и вызывают приток. Также проводят ГДИС, чтобы определить эффективность операции.

Для осуществления кислотной обработки применяются автоцистерны для транспортировки кислоты к устью скважины и необходим насосный агрегат, который работает с высоким давлением. Также применяют цементируемый агрегат (ЦА-320), которым перемешивают кислотные растворы с реагентами и который является опорным для насосного агрегата. На рисунке 12 представлена схема расстановки оборудования при проведении кислотных

обработок. Фонтанная арматура скважины оборудуется специальной устьевой головкой с быстросъемными соединениями. Головка должна обязательно оборудоваться задвижкой высокого давления и обратным клапаном. Насосные агрегаты, автоцистерны и фонтанная арматура обвязываются прочными трубами из металла. При проведении кислотной обработки строго необходимо соблюдать правила безопасности не только жизнедеятельности, но и окружающей среды.

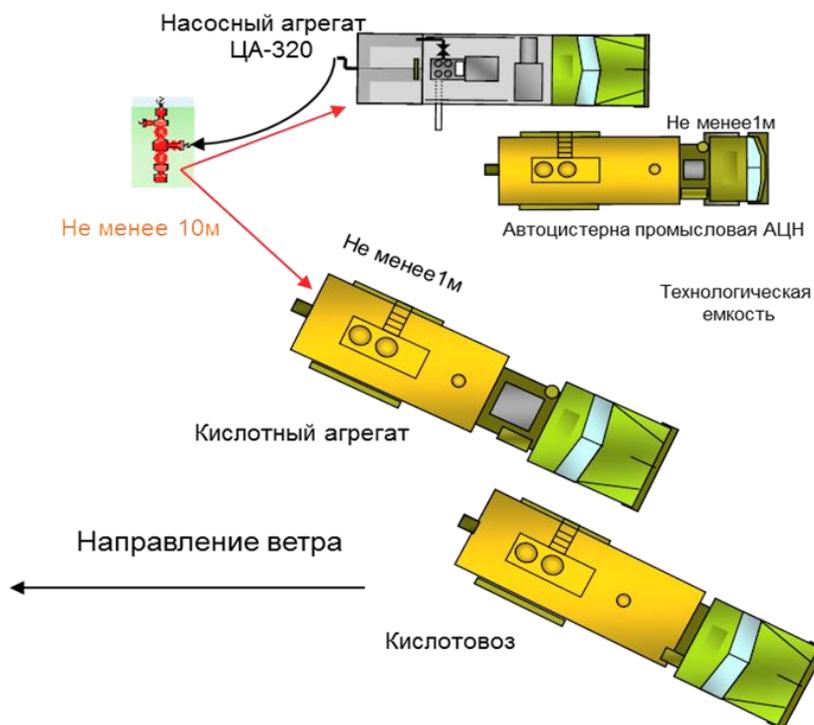
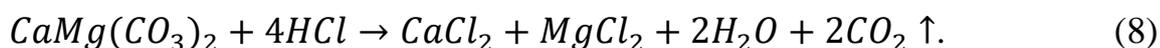
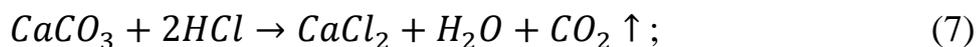


Рисунок 12 – Типовая схема расстановки оборудования при проведении кислотной обработки

Применение той или иной кислоты выбирается исходя из причин загрязнения и породы коллектора:

1) Кислотный раствор для карбонатного коллектора:

Карбонатные породы в основном обрабатывают раствором соляной кислоты (HCl), так как эта кислота хорошо растворяет основные компоненты породы, известняк (CaCO₃) и доломит (CaMg(CO₃)₂):



Продукты реакции растворяются в воде и хорошо удаляются из призабойной зоны во время освоения. Во время обработки поровые каналы преобразуются в длинные, узкие каверны. Таким образом каналы и микротрещины увеличиваются в размерах и проницаемость ПЗП увеличивается.

В основном для обработки используется 8-15% раствор соляной кислоты. Скорость реакции зависит от давления закачки, температуры, состава породы, концентрации кислоты в растворе. В зависимости от состава горной породы при увеличении температуры от 20 до 60 °С скорость реакции возрастает с 1,5 до 8 раз. Установлено, что при высоких давлениях длительность нейтрализации раствора увеличивается. Например, при увеличении давления с 0,1 МПа до 0,7 МПа нейтрализация большей части объёма кислотного раствора возрастает в 7-10 раз. Если же давление повысить с 2 до 6 МПа, то продолжительность реакции увеличивается в 70 раз. На рисунке 13 представлена графическая зависимость влияния температуры и давления на время нейтрализации кислоты.

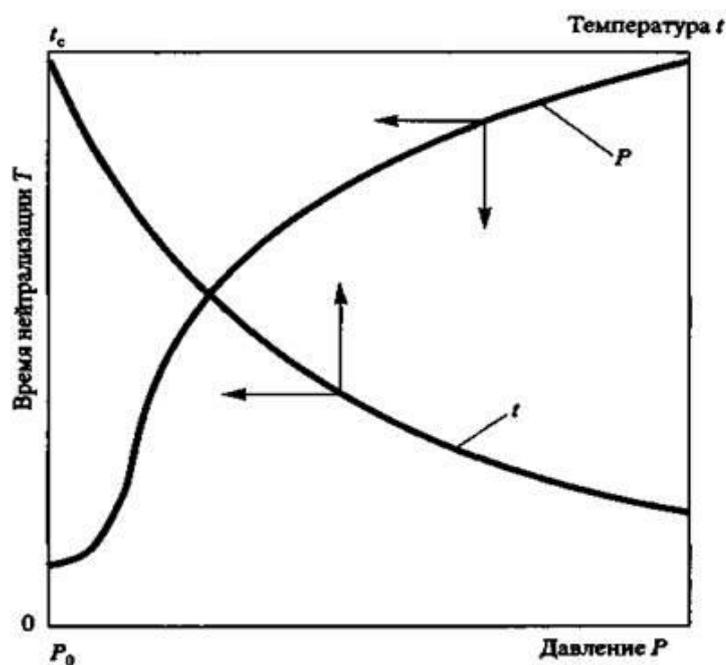


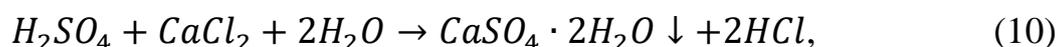
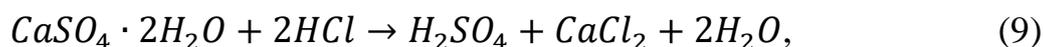
Рисунок 13 – Графическая зависимость влияния давления и температуры на продолжительность нейтрализации кислотного раствора

t_c – 20 °С; P_0 – атмосферное давление

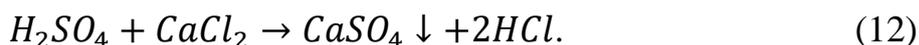
Стоит отметить, что чем ниже концентрация раствора, тем глубина его проникновения глубже. Но возникает новая проблема, увеличивается количество продуктов реакции, что значительно осложняет процесс освоения. При использовании растворов с высокой концентрацией соляной кислоты происходит выпадение большого количества осадка растворов $MgCl_2$ и $CaCl_2$ у которых относительно высокая вязкость, что также осложняет последующее освоение скважины. Также при высокой концентрации кислоты увеличивается коррозия оборудования.

Применение очень концентрированных 27-31% растворов HCl на практике не используется, так высокая активность негативно сказывается на металлическом подземном оборудовании и проницаемости породы. Данный раствор может растворять такие компоненты карбонатной породы, как гипс ($CaSO_4 \cdot H_2O$) и ангидрит ($CaSO_4$):

- Гипс:



- Ангидрит:

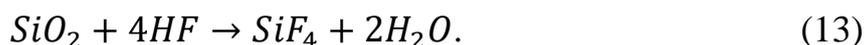


В результате взаимодействия соляной кислоты с гипсом и ангидритом происходит обратная реакция, в ходе которой эти же минералы выпадают в осадок и засоряют поровое пространство, снижая тем самым проницаемость ПЗП. Таким образом оптимальная концентрация соляной кислоты в растворе до 15% [10].

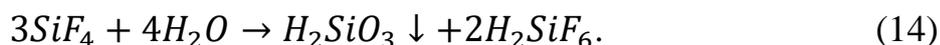
2) Кислотный раствор для терригенного коллектора:

Основными компонентами терригенного коллектора являются кварц (SiO_2) и каолин ($Al_2O_3 \cdot 2SiO_2 \cdot 2H_2O$). Данный вид породы содержит малое количество карбонатов примерно 1-5% от массы. Для кислотной обработки терригенного коллектора используют раствор глиняной кислоты, которая содержит 8-10% соляной кислоты (HCl) и 3-5% плавиковой кислоты (HF).

Стоит отметить, что кварц не растворяется в соляной кислоте, но хорошо растворим в плавиковой кислоте. При взаимодействии раствора глиняной кислоты и терригенного коллектора соляная кислота реагирует с небольшим количеством карбонатов, а плавиковая кислота медленно контактирует с алюмосиликатами и кварцем, проникая довольно глубоко в ПЗП. Рассмотрим основные реакции:

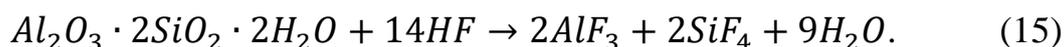


Затем:



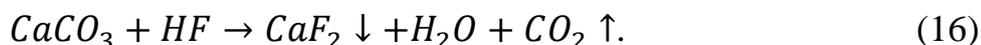
При снижении кислотности раствора образуется гель кремниевой кислоты H_2SiO_3 , которая выпадает в осадок и закупоривает ПЗП, а кремнефтористоводородная кислота H_2SiO_6 остаётся в растворе.

Взаимодействие алюмосиликатов (каолин) с плавиковой кислотой:



Взаимодействие фтористого кремния SiF_4 с водой протекает по реакции 14 и образуется нерастворимый осадок H_2SiO_3 . Соль фторида алюминия (III) AlF_3 остаётся в растворе.

Присутствующая в грязевом растворе соляная кислота не только растворяет карбонаты, но и предотвращает образование осадка геля кремниевой кислоты H_2SiO_3 , путём удержания его в растворе. Стоит отметить, что плавиковая кислота может реагировать с известняком:



Соль фторид кальция CaF_2 является нерастворимым осадком, но присутствующая соляная кислота предотвращает его выпадение.

На практике часты случаи, когда последовательно применяют сначала раствор соляной кислоты, затем раствор глиняной кислоты. На первом этапе происходит удаление карбонатного материала, в результате сохраняется кислотность раствора при проведении второго этапа обработки, что позволяет предотвратить выпадение нерастворимого осадка геля кремниевой кислоты.

Важно отметить, что пары плавиковой кислоты очень ядовиты и при работе с данной кислотой необходимо соблюдать меры предосторожности. По этой причине зачастую плавиковую кислоту заменяют фторид-бифторидамонием NH_4FHF , который не так опасен. Данный реагент представляет собой твёрдое кристаллическое вещество. Один килограмм данного вещества равен 1,5 л 40%-го раствора плавиковой кислоты [10].

Так же для обработки карбонатного коллектора и терригенного коллектора, содержащего карбонаты свыше 10%, помимо стандартных соляной и плавиковой кислот допускают применение уксусной (CH_3COOH) и сульфаминовой ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$) кислот.

3) Кислотные ванны:

Данный вид обработки применяется в обязательном порядке в скважинах с открытым забоем после бурения и освоения. Очищается забой скважины от глинистого материала, цемента, продуктов коррозии и других загрязняющих веществ. Проведение кислотной обработки с закачкой раствора в пласт крайне нежелательно, так как после нейтрализации кислоты продукты реакции могут выпасть в осадок и нарушить проницаемость ПЗП.

Кислотные ванны могут проводиться также в эксплуатируемых скважинах с целью разрушения пробки, образовавшейся на забое скважины, и очистки поровых каналов после ремонта.

Перед проведением операции важно удалить пробку с забоя скважины. Если на стенке забоя присутствует большое количество цементного материала, то его необходимо удалить механическим путём, применяя различные виды перфорации, а затем промывочное устройство или желонку. Эта операция необходима, так как кислоты растворы не могут растворить плотную цементную корку. Мелкие остатки цемента отделяются из-за растворения граничащей с ним горной породы.

При проведении кислотных ванн применяют повышенный раствор (до 20%) соляной кислоты (HCl). Также добавляют немного уксусной кислоты (CH_3COOH) и ингибиторы коррозии. Важным критерием технологии является

нахождение кислотного раствора в интервале обработки на протяжении всего времени операции. Длительность обработки может достигать 24 часов, подбирается опытным путём индивидуально. После кислотной ванны производят промывку скважины.

4) Кислотная обработка под давлением:

Данная операция проводится в скважинах, которые эксплуатируют неоднородные по проницаемости пласты, чтобы обработать участки ПЗП с низкой проницаемостью. Изначально проводят ряд ГДИС, чтобы построить профиль притока, в случае нагнетательных скважин – профиль приемистости, с целью определения плохопроницаемых зон.

Чтобы достичь наилучшего эффекта в скважину закачивают высоковязкую эмульсию, состоящую из нефти и кислоты. Эмульсию готовят в следующих пропорциях: 70-80% - кислотный раствор (12% HCl) и 20-30% дегазированной нефти [10]. Чтобы замедлить скорость реакции, и кислота в активном виде проникла как можно глубже в ПЗП применяют гидрофобные эмульсии, которые стабилизированы термостойкими эмульгаторами. В результате из-за возникающей бронирующей оболочки на поверхности эмульсии происходит защита оборудования от коррозии. Рекомендуется использовать нефть с высокой вязкостью и малым содержанием АСПО. В качестве термостойких эмульгаторов используют: диаминдиолеат, алкиламиды или первичные амины. Например, при добавлении диаминдиолеата в эмульсию (0,25-1%), она стабилизируется и не разлагается при температуре 90°C и атмосферном давлении. Причём концентрация раствора кислоты в эмульсии может достигать 80%, а концентрация самой кислоты до 20%.

В процессе приготовления раствора все компоненты тщательно перемешивают, чтобы эмульсия стала мелкодисперсной по типу «кислота в нефти».

Для проведения обработки в скважину на нужную глубину спускается насосно-компрессорная труба (НКТ) с пакером. Сначала забой скважины промывают водой, затем перекрывают затрубное пространство с помощью

пакера и закачивают эмульсию в ПЗП под высоким давлением (15-30 МПа). После закачки необходимого количества кислотной эмульсии скважина стоит до 8 часов. Затем производят промывку и запускают скважину в эксплуатацию.

5) Пенокислотная обработка:

Обработка ПЗП пенными системами применяют в случае малого пластового давления или большой толщины продуктивного пласта. Сущность данной операции заключается в применении азрированного раствора в виде пены. Так как реакция кислоты и породы замедляется из-за пены, то глубина проникновения раствора увеличивается. На практике пенокислотные обработки применяют после нескольких соляно-кислотных обработок (СКО), при проведении которых нет ожидаемого результата. Использование кислотных пен в нефтяных и газовых скважинах позволяет улучшить ФЕС призабойной зоны и увеличить дебит в 2-3 раза.

Данный вид обработки имеет ряд преимуществ: замедленная реакция, способствующая глубокому проникновению; небольшая плотность (400-800 кг/м³) и повышенная вязкость помогают увеличить охват обрабатываемой зоны; ПАВ снижают поверхностное натяжение кислоты на границе с нефтью и присутствие сжатого воздуха облегчают процесс освоения.

В качестве ПАВ применяют: ОП-7, ОП-10, ДС-РАС, сульфанол, дисольван и другие. Концентрация в пределах 0,1-0,5% от объёма. Благодаря тому, что ПАВ адсорбируются на поверхности кислот реакция замедляется.

Особенностью пенокислотной обработки является то, что помимо насосного агрегата необходим эжектор-смеситель, в котором происходит перемешивание кислотного раствора с нагнетаемым воздухом, в результате образуется пена.

Стоит отметить, что пенокислотные обработки применяют на месторождениях, эксплуатируемых на поздней стадии разработки, с низким пластовым давлением. Считается что кислотные пены гораздо эффективнее СКО.

Применение растворителей

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

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

К природным растворителям относятся в основном парафиновые углеводороды C₃-C₆ (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 растворимость перестает увеличиваться.

Применение многокомпонентных смесей на водной основе характеризуется не растворением АСПО, а их диспергированием и «отмывом». К ним относятся спирты, кислоты, щелочи и электролиты. Эти смеси более технологичны и не такие взрывоопасные по сравнению с органическими растворителями.

Также к органическим растворителям добавляют ПАВ (до 3%). Им свойственны ингибирующие свойства. Благодаря ПАВ поверхностная

активность растворителя и его разрушительная активность увеличивается. К таким ПАВ относятся синтетические кислоты и нефтерастворимые ПАВ.

Обработка призабойной зоны гидрофобизирующими веществами

Гидрофобизация ПЗП в нефтяных и газовых скважинах проводится с целью уменьшения притока воды и интенсификации добычи. Для этих целей используются ПАВ, оксид кремния (SiO_2) и кремнийорганические жидкости. Особенностью этих веществ является то, что они могут изменять свойства поверхности на которой осаждаются, а именно смачиваемость. Именно от смачиваемости зависит характер фильтрации жидкости в ПЗП. У породы с гидрофобной поверхностью капиллярное давление препятствует движению воды к забою добывающей скважины, соответственно, фазовая проницаемость воды уменьшается, а для углеводородов увеличивается.

В процессе закачки в ПЗП гидрофобизирующих веществ происходит взаимодействие между ними и водой, удерживаемой в капиллярах. В результате вода вытесняется из призабойной зоны в пласт. Водонасыщенность в ПЗП снизится, соответственно, фазовая проницаемость для нефти и газа увеличится. После того как произвели закачку гидрофобизирующие вещества начинают адсорбироваться на поверхности горной породы и образуют бронирующую оболочку. Эта гидрофобная оболочка препятствует образованию новой области с высокой водонасыщенностью в ПЗП. Таким образом, изменяя смачиваемость, происходит перераспределение действия сил капиллярного давления, что снижает скорость «капиллярной пропитки» ПЗП водой.

Гидрофобизация малопроницаемых пород способствует сохранению проницаемости ПЗП. Это происходит потому, что образовавшаяся бронирующая оболочка препятствует контакту воды и тонкодисперсного глинистого материала, который содержится в породе. В результате не происходит набухания глини и проницаемость ПЗП остаётся неизменной.

Ещё одной особенностью гидрофобизирующих составов является то, что при закачке их в полностью обводнённые интервалы, они твердеют и

приобретают гелеобразное состояние. Таким образом можно ограничить приток воды в скважину из полностью обводнённых интервалов [11].

Применение ингибиторов солеотложения

Как отмечалось ранее, одной из причин снижения проницаемости ПЗП является отложение неорганических солей. Наиболее распространённые отложения солей являются сульфатные и карбонатные. Большую часть отложений составляет сульфат кальция (CaSO_4) до 80%, карбонаты (CaCO_3 , MgCO_3) 5-16%, вода и углеводороды до 27%. Выпадение солей происходит если их концентрация превышает равновесную. Повышенную концентрацию сульфатных ионов в попутно добываемой воде можно объяснить тем, что пласт представляет собой сложную систему, в которой происходит взаимодействие закачиваемой и пластовой воды, нефти и газа, а также горной породы.

Удалить неорганические солевые отложения возможно с помощью кислотной обработки или гидромеханическим воздействием, а предотвратить образование их отложение помогают ингибиторы солеотложения. Это такие 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 рост кристалла прекращается. Ингибиторами солеотложения служат виниловые спирты, акриламид, фосфорноватистая кислота, винилхлорид и другие.

На данный момент осуществляют периодическую обработку ПЗП ингибиторами солеотложений, дозированную подачу в систему поддержания пластового давления (ППД), а также непрерывную или периодическую подачу ингибитора в затрубное пространство с помощью насосного оборудования.

Обработка ПЗП добывающей скважины производится следующим образом. Приготовленный раствор из автоцистерны подаётся в затрубное пространство с помощью насосного агрегата. После закачки необходимого объёма ингибитора производят его продавку в призабойную зону. В качестве

продавочной жидкости используют растворители, раствор соляной кислоты или слабоминерализованную воду.

Применение ингибиторов гидратообразования

Для газовых скважин актуальна проблема гидратообразования в ПЗП. С гидратами можно бороться несколькими способами: уменьшение давления, увеличение температуры, удаление влаги или ввод ингибиторов.

Понизить давление до необходимого уровня возможно только продувкой скважины в атмосферу, что не приемлемо при длительной эксплуатации. Возможен вариант подогрева ПЗП газовой скважины, но на данный момент нет сведений об успешном применении такой технологии. Осушить газ в призабойной зоне также невозможно. Остаётся один вариант – использовать ингибиторы гидратообразования.

Ингибиторы подаются на забой газовой скважины без изменения давления и температуры в скважине. Ингибиторы растворяются в воде, которая присутствует в потоке газа, и снижают давление паров воды. Теперь чтобы гидрат образовался необходима ещё более низкая температура. В случае, если гидраты уже есть, то добавление ингибитора приведёт к их разложению. Это объясняется тем, что равновесие между гидратом и водой нарушается, упругость паров воды над гидратом становится больше, чем над водным раствором. Важным параметром при выборе ингибитора является величина понижения равновесной температуры.

В качестве ингибиторов наиболее распространены различные гликоли (диэтиленгликоль, этиленгликоль и триэтиленгликоль), раствор хлористого кальция, метанол и др. Наиболее эффективными считаются раствор хлористого кальция и метанол.

Метанол является хорошим средством против образования гидратов, но он имеет высокую стоимость. Также это вещество очень токсично и опасно для человека. Раствор (30%) хлористого кальция является самым дешевым

ингибитором, который не токсичен и легко регенерируется. Гликоли в основном применяют для осушки газа, как ингибиторы их не используют.

Применение ингибиторов коррозии

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

Для понижения коррозионной активности соляной кислоты используют: формалин (до 1%) – снижает активность в 8 раз, растворяется в воде; уникол ПБ-5 (0,05-0,1%) - растворяется в кислоте, снижает активность в 10-15 раз; смесь уротропина (до 0,8%) с реагентом И-1-А (до 0,4%) при температуре 87°C и давлении 38 МПа снижает активность в 90 раз; ДС (до 0,5%) – продукт из нефти на основе натрия или серы и др.

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

2.2.2 Термическая очистка призабойной зоны

Температурное воздействие на призабойную зону применяется, когда процесс эксплуатации осложняют АСПО и высокая вязкость нефти. Отложения возникают если в нефти большое содержание парафинов и температура пласта ниже температуры кристаллизации парафина.

На данный момент существует два варианта решения этой проблемы: использование тепловой обработки, которая основывается на нагнетании в пласт теплоносителя, либо подогрев ПЗП, в результате которого происходит передача тепла от источника, теплопередача осуществляется по породе и насыщающей её жидкости.

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 14). 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.

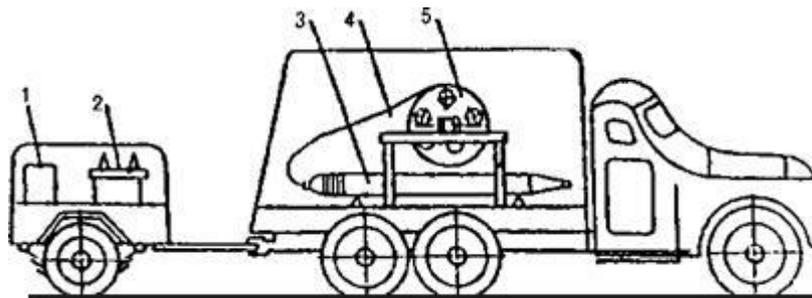


Рисунок 14 – СУЭПС-1200

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. На рисунке 15 представлена схема порохового генератора.



Рисунок 15 – Схема порохового генератора

2.2.3 Физическая очистка призабойной зоны

Очистка призабойной зоны путём физического воздействия на отложения предполагает создание такой силы, чтобы структура отложений разрушилась и затем оттеснить их в пласт или удалить из ПЗП.

Виброобработка

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

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

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

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

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.

Стоит отметить, что виброобработку часто применяют в комплексе с другими технологиями, например, с кислотной обработкой или перед проведением ГРП. На рисунке 16 представлена схема виброобработки.

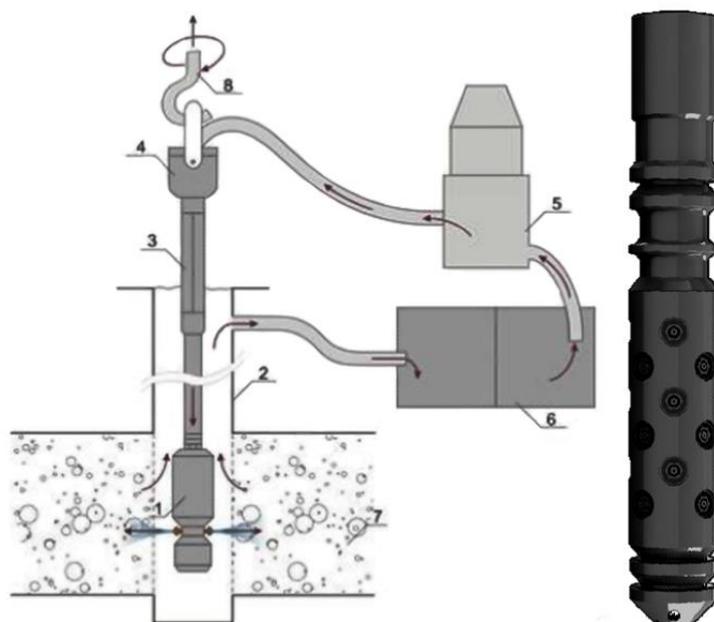


Рисунок 16 – Схема виброобработки

1 – вибратор; 2 – ствол скважины; 3 – НКТ; 4 – вертлюг; 5 – ЦА-320; 6 – ёмкость; 7 – пласт; 8 – талевая система

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, пескопроявлением, высокой обводнённостью и газовым фактором, а также с ухудшающимися ФЕС. На рисунке 17 представлена схема струйного насоса.

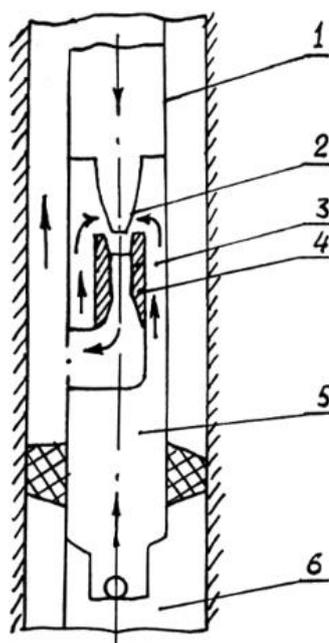


Рисунок 17 – Схема струйного насоса

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.

Удаление воды из газовых скважин

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

На данный момент существует несколько способов борьбы с обводнением газовых скважин. Одним из таких методов является эксплуатация скважин при дебите, который будет обеспечивать вынос воды вместе с газом на поверхность, путём создания высокой депрессии. Но при данном подходе важно, чтобы коллектор был образован хорошо сцементированными горными породами, иначе коллектор будет разрушаться и на забое скважины будут образовываться песчаные пробки.

Возможен вариант откачки жидкости глубинным насосом, но это трудоёмкий и малоэффективный процесс. Иногда скважину останавливают, чтобы пласт поглотил накопившуюся жидкость.

Одним из самых часто применяемых методов осушки является продувка скважины в атмосферу. Эффект от данной операции наблюдается в течении 7-14 дней. К недостаткам продувки относятся: потеря газа; непродолжительный эффект; разрушение коллектора, из-за высокой депрессии.

Также применяют плунжерный лифт, срок службы, которого 8 месяцев. Принцип работы данного устройства основан на использовании летающего клапана в НКТ. Открытый клапан спускает вниз, ударяясь о нижний ограничитель, он закрывается. Когда давление под клапаном возрастает, он начинает подъём с жидкостью и газом. При ударе о верхний ограничитель клапан открывается и цикл повторяется. К преимуществам относятся: низкая стоимость и возможность установки без глушения. Недостатками является: заклинивание плунжера зимой, частое обслуживание и невозможность применения при нарушении соосности.

2.3 Современные технологии очистки призабойной зоны

2.3.1 Комплексный подход к кислотной обработке призабойной зоны

В современной обстановке достаточно популярен комплексный подход к кислотной обработке скважин. На месторождениях филиала ПАО «Газпромнефть-Муравленко» (ранее «Муравленковскнефть») был произведён анализ стандартной химической обработки. Кислоты и их концентрации выбирались исходя из прошлого опыта применения. В основном применялись растворы соляной (12% HCl) или грязевой (12% HCl + 3% HF) кислот. Наблюдения проводились на 143 скважинах из которых 79 нагнетательные, а 64 – добывающие. Скважины подбирались с одним эксплуатируемым пластом, без проведения ГРП и повторной перфорации. Эффективность по добывающим скважинам не превысила 40 %, а по нагнетательным не выше 50%. Стоит отметить, что обработка считалась успешной, если дебит добывающей скважины вырос на 1,5 т/сут, а в нагнетательной, если приёмистость увеличилась на 30%.

Причиной низкого результата послужило то, что не рассмотрели должным образом ФЕС, степень загрязнения ПЗП и неправильно подбирали концентрации кислот и время их реагирования. В связи с малой эффективностью был разработан комплексный подход, по модели которого разработали трёхстадийную кислотную обработку ПЗП для терригенных пород.

Сущность комплексного подхода заключается в определении целесообразности обработки, анализе причин, подборе реагентов и составлении подробного плана технологической операции.

На первой стадии ПЗП обрабатывается ароматическими растворителями и раствором ПАВ. Растворителями удаляют органические отложения, а раствором ПАВ производят вытеснение пластовой воды, чтобы снизить риск протекания реакции между плавиковой кислотой и ионами пластовой воды (K^+ , Na^+ , Ca^{2+}) и не допустить выпадения осадка. Вторая стадия включает последовательную обработку соляной и грязевой кислотами, с целью растворения загрязняющих веществ. Если в породе содержится больше 15% карбонатов, то грязевую кислоту не применяют, так как при контакте плавиковой кислоты и карбонатов происходит выпадение нерастворимого осадка фторида кальция (CaF_2). Перед проведением ОПЗ целесообразно изучить литологический состав, чтобы правильно подобрать концентрацию кислот в растворе. Для лучшего эффекта рекомендуется между обработками проводить промывку моющими ПАВ, чтобы удалить продукты реакции. Концентрация кислот подбирается исходя из минералогического состава пород и фильтрационных свойств (рисунок 18). Чтобы защитить подземное оборудование от коррозии применяют ингибиторы коррозии. На третьей стадии проводят вытеснение в пласт загрязняющих веществ и обработку ПЗП различными ПАВ с целью недопущения изменения фазовой проницаемости.

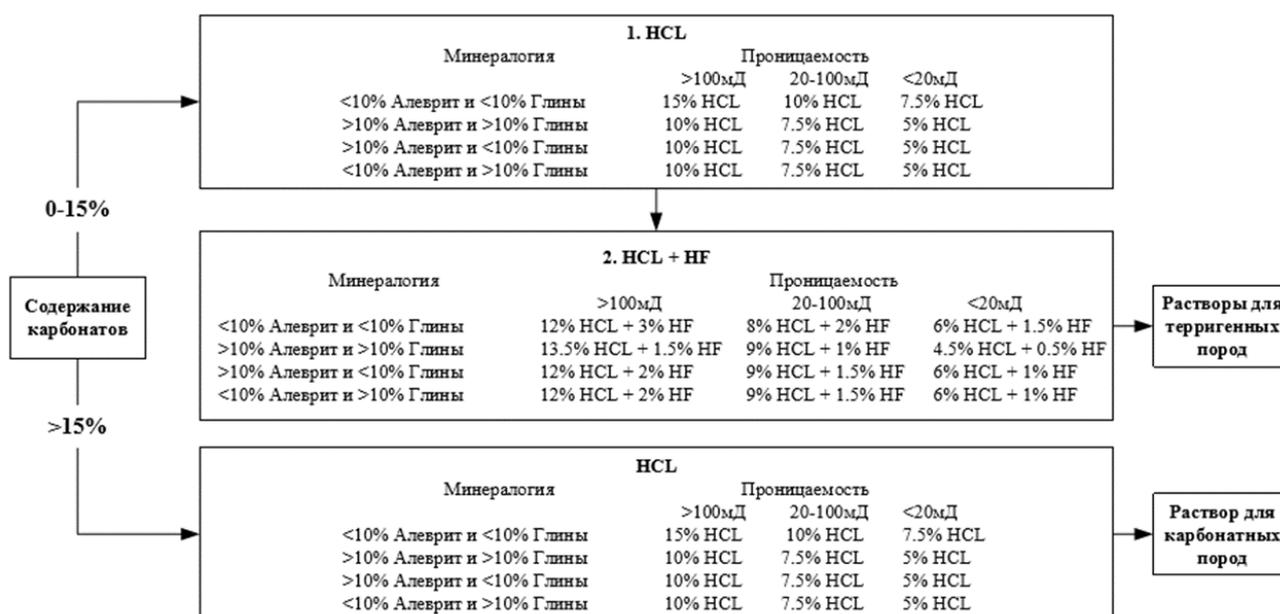


Рисунок 18 – Схема подбора концентрации кислот

Для проверки эффективности новой технологии испытания провели на 331 скважине, большая часть из которых была нагнетательные. Критерий эффективности остался тот же. Результат показал, что доля успешных обработок по добывающим скважинам достигла 80%, а для нагнетательных 90%. Прирост по нефти в среднем составил 2,7 т/сут [12].

2.3.2 Виброволновая обработка

На данный момент набирает популярность технология виброволнового воздействия, которая была успешно применена на Южно-Охтеурском месторождении.

Сущность технологии заключается в обработке ПЗП промывочной жидкостью, поток движения которой пульсационный. Для этих целей был разработан вибратор – виброволновой гидромонитор (ВГМ). Частота импульсов ВГМ изменяется в пределах 1-20 Гц, а давление имеет амплитуду от 1 до 6 МПа. В результате анализа геологических условий и опыта разработки прошлых лет был составлен технологический план, состоящий из нескольких этапов (рисунок 19). На первом этапе необходимо разрушить структуру загрязнения с помощью гидравлических импульсов. Следующий этап включал в себя кислотную

обработку с целью растворения загрязняющих частиц. Кислотная обработка производится также в виброволновом режиме. На заключительном этапе важно создать депрессию (для добывающих скважин) или репрессию (для нагнетательных), чтобы очистить или вытеснить в пласт загрязняющие ПЗП частицы. Для этих целей в добывающих скважинах используют струйные насосы.

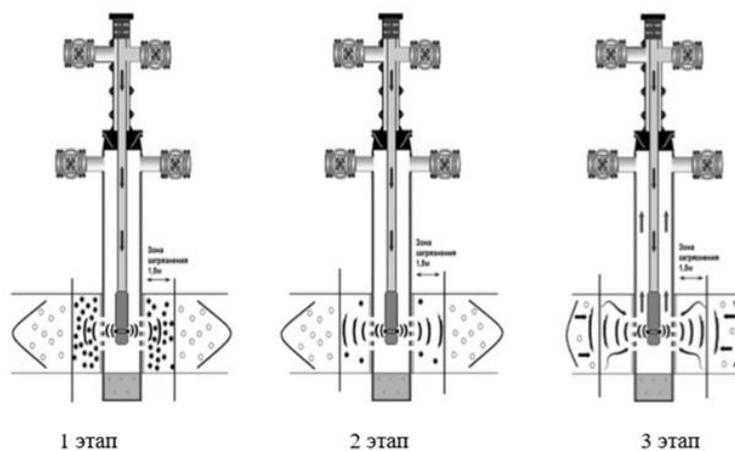


Рисунок 19 – Этапы виброволновой обработки

Данная технология позволяет восстанавливать продуктивность скважин, у которых ПЗП загрязнена сложным по составу кольматантом, из-за ГРП или продуктов бурения.

Эффективность данной технологии продемонстрировано на трёх скважинах, одна из которых была очень проблемной. В данной скважине произошло большое поглощение бурового раствора, что повлекло за собой низкую продуктивность. Была произведена сначала кислотная обработка, а затем ГРП, которые дали эффект на непродолжительное время. После была проведена виброволновая обработка, которая позволила получить прирост нефти на 6 т/сут. Эффект от применения данной технологии наблюдался длительное время. На рисунке 20 представлены основные показатели работы проблемной скважины до и после виброволновой обработки.

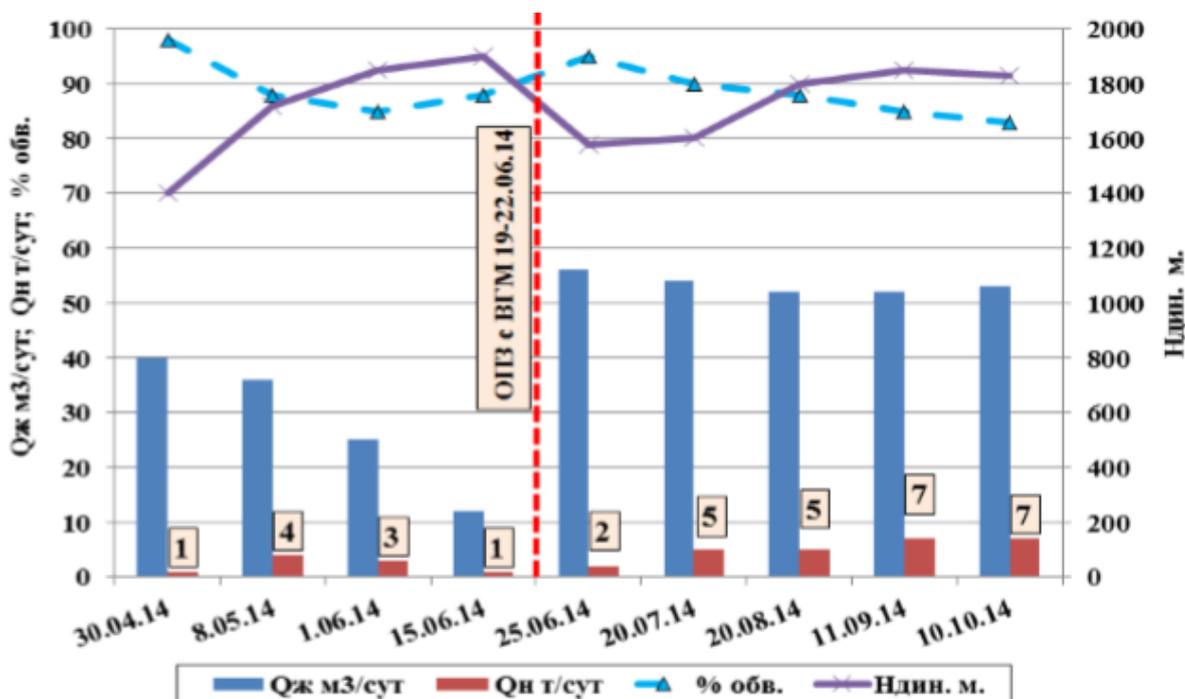


Рисунок 20 – Показатели работы скважины

На других скважинах результаты также были положительные, в среднем прирост составлял порядка 5,5 т/сут [13].

2.3.3 Применение устройства промывочного скользящего для ликвидации песчаных пробок

В процессе эксплуатации газовых скважин, особенно в период снижения темпов добычи газа, часты случаи образования пробок на забое скважины. Процесс пробкообразования наиболее часто наблюдается на месторождениях, продуктивные горизонты которых образованы песчано-глинистыми горными породами и слабосцементированными песчаниками.

Образование песчаных пробок в основном происходит в период падения пластового давления, вследствие чего уменьшается депрессия. Газ, поступающий из пласта в скважину, захватывает с собой песчинки песка и выносит их на поверхность. Когда наблюдается уменьшение депрессии, скорость газового потока уже не настолько сильная и тяжёлые песчинки начинают оседать на забой скважины. Постепенно слой таких частиц накапливается и в конечном счёте достигает периода перфорации скважины. Даже при частичном

перекрытии периода перфорации песчаной пробкой, дебит газа значительно уменьшается.

Внимания заслуживает современная разработка ООО НПФ «Пакер» универсальное приспособление, которое называется устройство промывочное скользящее (УПС). Это устройство позволяет производить очистку скважины в условиях поглощения, без попадания в пласт промывочной жидкости. Также УПС способно очищать скважину ниже фильтра, создавая тем самым дополнительное пространство для накопления песчаных отложений в последующей эксплуатации. Особенностью данного устройства является наличие уплотнительного элемента и узла перекрёстных сечений, который позволяет переводить промывочную жидкость из затрубного пространства в гидромоторное перо и возвращать жидкость с песком в НКТ (рисунок 21).

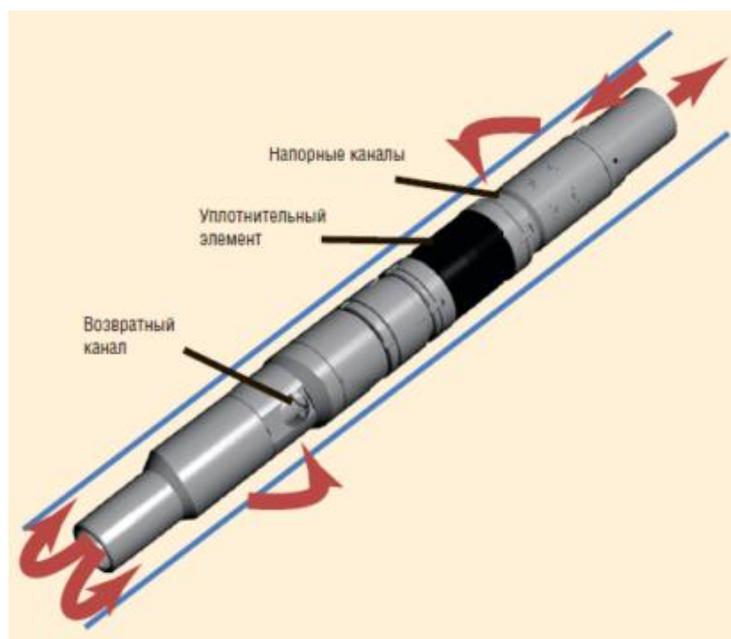


Рисунок 21 – Конструкция устройства промывочного скользящего

Перед началом промывки НКТ, с закреплённым на конце УПС, опускают на нужную глубину. После чего уплотнительный элемент, управляемый гидроприводом, расширяется и перекрывает затрубное пространство. Промывочная жидкость под напором подаётся в кольцевое пространство и возле уплотнительного элемента, попадает в напорный клапан, где переходит в гидромоторное перо. В связи с уменьшением диаметра, напор жидкости

увеличивается, и происходит прямая промывка песчано-глинистой пробки. Далее взрыхлённые частицы песка вместе с промывочной жидкостью через обратный клапан попадают в НКТ и выносятся на поверхность с высокой скоростью, как при обратной промывке. Пласт слабо поглощает промывочную жидкость, так как создаётся слабое гидродинамическое воздействие, благодаря уплотнительному элементу. УПС имеет ряд преимуществ по сравнению со стандартной прямой или обратной промывкой: высокая разрушительная способность; возможность применения при низком пластовом давлении; высокая скорость выноса разрушенного материала позволяет осуществлять очистку более качественно. На рисунке 22 представлен принцип работы УПС.

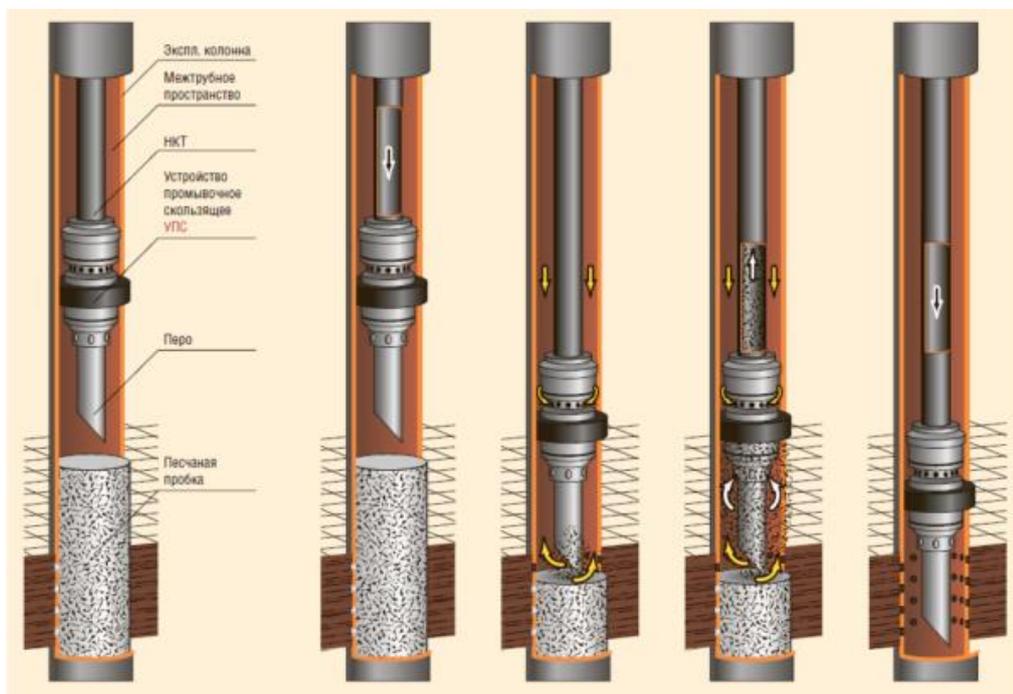


Рисунок 22 – Принцип работы устройства промывочного скользящего

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

проницаемостью, очень низким пластовым давлением и вероятностью поглощения промывочной жидкости [14].

2.3.4 Плазменно-импульсное воздействие

Технология плазменно-импульсного воздействия (ПИВ) является достаточно новой и пока что не так распространена, как кислотные обработки.

Данная технология направлена на очистку ПЗП и повышение гидродинамической связи пласта и скважины за счёт создания множества упругих колебаний. ПИВ осуществляется специальным прибором, спущенным в скважину на кабеле.

Сущность плазменного воздействия заключается в том, что электрический ток (порядка 3000 В) пропускается через электроды разрядника, который в свою очередь находится вблизи обрабатываемого интервала. Возникающая электрическая дуга характеризуется высокой степенью разложения молекул и ионизацией. В результате образуется плазма с температурой 20000-40000 °С. Одновременно с температурой возникает большое давление (до 1000 МПа). Расширяющаяся плазма создаёт ударную волну, которая разрушает кольматирующий материал. Затем плазма остывает и происходит сжатие, которое вызывает приток жидкости в скважину. Стоит отметить, что один цикл воздействия длится всего доли секунды. При длительном воздействии формируются упругие волны способные проникать в пласт на большие расстояния.

Принцип действия основан на создании ударных волн, возникающих при разряде между электродами блока конденсаторов, которые замыкаются проволокой. Скважинный прибор представляет собой устройство, в котором располагаются узел высоковольтного электрода, узел низковольтного электрода и механизм подачи проволоки в межэлектродное пространство. На рисунке 23 представлена конструкция плазменно-импульсного излучателя.



Рисунок 23 – Конструкция плазменно-импульсного излучателя

При замыкании проволокой электродов происходит взрыв металлического проводника и образуется плазма. Через перфорационные каналы ударная волна проникает в призабойную зону. Охлаждение и сжатие плазмы приводит к выносу в скважину разрушенного материала [15].

Рассмотрим несколько примеров применения технологии ПИВ.

Технология ПИВ была опробована на трёх нагнетательных скважинах Вахского месторождения (ОАО «Томскнефть» ВНК). Задача сводилась к тому, чтобы выровнять профиль приемистости на двух скважинах и ввести в эксплуатацию третью простаивающую скважину. В результате по всем скважинам получили положительный результат. На простаивающей скважине приемистость увеличилась с 0 до 189 м³/сут, а длительность эффекта наблюдалась более 9 месяцев.

На Тайлаковском месторождении (ОАО «Славнефть-Мегионнефтегаз») была испытана технология ПИВ на добывающей скважине, работающая в периодическом режиме. До обработки дебит жидкости составлял 9 м³/сут, дебит нефти 7 т/сут и обводнённость 18%. После проведения ПИВ дебит жидкости увеличился до 31 м³/сут, дебит нефти составил 24 т/сут, а обводнённость снизилась до 10% [16].

К преимуществам ПИВ относятся: экологическая безопасность; возможность применения на поздней стадии разработки и при высокой обводнённости (до 85%); возможность многократного применения; существенное увеличение проницаемости ПЗП при обработке; относительно низкая стоимость операции.

3 РЕКОМЕНДАЦИИ К ПРИНЯТИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ОЧИСТКЕ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН

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

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

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

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

Физические методы основываются на создании сильного гидродинамического воздействия, которое способно разрушить структуру

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

Термические методы основываются на применении повышенных температур. К данным методам относятся: прокачка горячей нефтью, паротепловая обработка, подогрев забоя скважины и обработка пороховыми газами. Все эти методы широко применяются на месторождениях с вязкой нефтью и эффективны в борьбе с АСПО на забое нефтяных скважин. Каждая технология имеет свои особенности и продолжительность эффекта. Среди лидеров находятся паротепловая обработка и обработка пороховыми газами, у них эффект от воздействия наблюдается более 6 месяцев. Также к термическому методу можно отнести технологию плазменно-импульсного воздействия. ПИВ является современной технологией и на данный момент применяется редко. Упругие колебания, создающиеся из-за кратковременно возникающей плазмы, имеют высокую разрушительную способность и эффективны в борьбе с минеральными частицами, солями, АСПО, продуктами коррозии и другими различными мехпримесями. Технологию ПИВ применяют в нефтяных и нагнетательных скважинах.

Химические методы очистки включают применение кислот, различных ингибиторов, растворителей и ПАВ. Довольно часто эти реагенты применяются в совокупности для достижения большего эффекта. Стоит отметить, что химические методы направлены на устранение широкого спектра загрязнений. Наиболее часто применяют кислотные обработки. Терригенный коллектор

обрабатывают раствором глиняной кислоты (8-10% HCl + 3-5% HF), а карбонатный – раствором соляной кислоты (8-15% HCl). Также в качестве реагента могут быть использованы следующие кислоты: уксусная кислота (CH₃COOH), сульфаминовая кислота (NH₂SO₃H) и серная кислота (H₂SO₄). Однако эти кислоты применяются очень редко. Различают следующие типы кислотных обработок: стандартные, кислотные ванны, под давлением, термокислотные и пенокислотные. Наиболее важными критериями при выборе типа кислотных обработок служат: геологическая характеристика породы-коллектора, ФЕС и термобарические условия пласта. Для стабилизации кислот и защиты металлического подземного оборудования от коррозии при проведении кислотных обработок применяют различные ПАВ. Для предотвращения образований новых отложений применяют ингибиторы. Среди ингибиторов солей применяют винилхлорид (C₂H₃Cl), фосфорноватистую кислоту (H₃PO₂) и акриламид (C₂H₃CONH₂). В качестве ингибиторов гидратообразования применяют метанол (CH₃OH) и раствор хлористого кальция (30% CaCl₂). Для защиты подземного оборудования применяют ингибиторы коррозии: формалин (до 1%), уникол (до 0,1%), уротропин (до 0,8%) и другие. Растворители хорошо борются с АСПО. Они подразделяются на органические и природные. К первому типу растворителей относятся сернистый углерод (CS₂) и толуол (C₇H₈), а ко второму – легкая нефть, газоконденсат и вторичные продукты переработки.

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

Таким образом, ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина», через которую осуществляется гидродинамическая связь. При проведении очистки ПЗП важен избирательный подход. В первую очередь

обработке подвергаются наиболее перспективные скважины, как с экономической, так и с технологической точки зрения. После рассмотрения основных причин загрязнения была составлена сводная таблица 1 (приложение А). В таблице отображены наиболее часто встречаемые причины загрязнения и пути их решения для различных типов скважин. На основе рассмотренных примеров можно сделать вывод, что важен комплексный подход для достижения наибольшего эффекта. Наиболее универсальными и эффективными технологиями являются комплексная кислотная обработка или виброобработка с кислотой.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Шефер Евгению Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

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

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

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

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

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Оценка ресурсной, и экономической эффективности
--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН	Якимова Татьяна Борисовна	К.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шефер Евгений Александрович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСΟΣБЕРЕЖЕНИЕ

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

4.1 Целесообразность применения технологий очистки призабойной зоны на различных месторождениях

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

В основном были использованы кислоты и растворители, которые удаляют множество загрязняющих веществ (АСПО, соли, мехпримеси и другие). Геолого-технические мероприятия включали в себя различные технологии ОПЗ. На рисунке 24 представлена эффективность технологий ОПЗ [17].

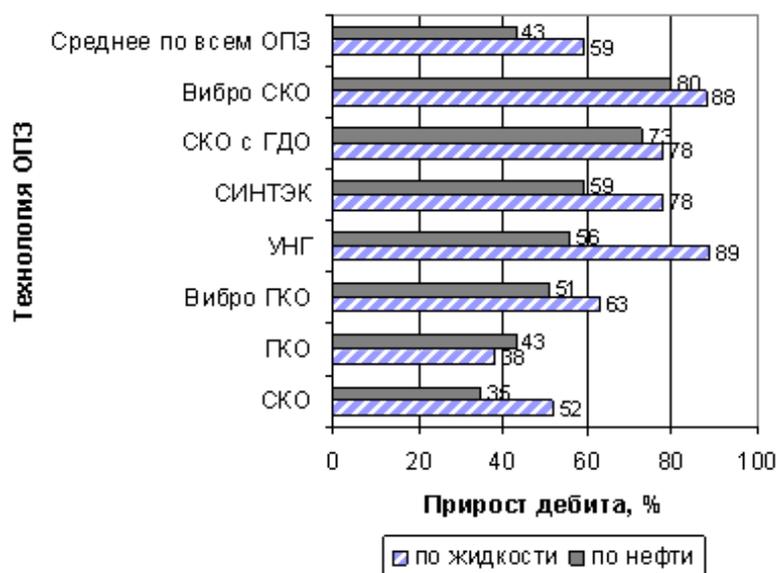


Рисунок 24 – Эффективность технологий ОПЗ, применявшихся на месторождениях ООО «РН-Юганскнефтегаз» в 2006-2007 гг.

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

В качестве примера рассмотрим ещё одно месторождение «Х» компании ПАО «НК «Роснефть». Из-за многочисленных ухудшений притока жидкости к забоям скважин было решено провести обработки ПЗП. В качестве базового варианта была предложена технология поинтервальной солянокислотной обработки (ПСКО). Также рассматривалось применение комплексной технологии ОПЗ – растворитель асфальтосмолопарафиновых отложений (РАСПО) и ПСКО (РАСПО + ПСКО). Обработку каждой технологией проводили на 10 скважинах. В таблице 2 представлена сравнительная характеристика применяемых технологий.

Таблица 2 – Сравнение технологий очистки призабойной зоны

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

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

технологий. В таблице 3 представлены параметры до проведения обработки и после проведения комплексной обработки (РАСПО + ПСКО).

Таблица 3 – Параметры работы скважин до и после проведения РАСПО + ПСКО

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

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

4.2 Технологии очистки призабойной зоны и их показатели

Для проведения расчётов экономической эффективности были взяты данные по одному из нефтяных месторождений России. На этом месторождении был произведён анализ эффективности применения различных технологий очистки ПЗП, а также некоторых методов интенсификации нефти. В таблице 4 представлены применяемые технологии, количество скважин, на которых применяли каждую технологию, успешность обработок и результат.

Таблица 4 – Технологии и их показатели [18]

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

4.3 Затраты на проведение технологических операций

Затраты на проведение технологических операций представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Затраты на проведение технологической операций [18]

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

Продолжение таблицы 5

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

Анализируя таблицу 5 можно сказать, что самыми дешёвыми технологиями являются акустическая обработка и обработка с помощью реагентов. Стоит отметить, что ГРП, газодинамический разрыв пласта и щелевая разгрузка – это не технологии очистки, а технологии интенсификации нефти. Эти технологии были также рассмотрены, чтобы сравнить эффективность различных воздействий на ПЗП. Если рассматривать только технологии очистки, то лидером по затратам является виброволновая обработка, а среди технологий интенсификации – ГРП.

4.4 Оценка технологической эффективности

Чтобы оценить экономическую эффективность необходимо подсчитать сколько будет добыто дополнительной нефти после проведения технологической операции (таблица 6). Расчёты производятся исходя из данных таблицы 4. В качестве временного интервала для каждой технологии учитывается время в течении которого наблюдается эффект. Также учитывается коэффициент успешности, так как бывают случаи, когда применяемые технологии не дают желаемого результата. Стоит отметить, что в расчётах необходимо использовать поправочный коэффициент, так как показатель

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

Таблица 6 – Оценка технологической эффективности

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

В расчетах использовался поправочный коэффициент равный 0,6.

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

4.5 Оценка экономической эффективности

Для оценки экономической эффективности рассматриваемых технологий необходимо посчитать выручку от продажи дополнительной нефти (таблица 7).

За основу была взята нефть марки Urals. Цена барреля нефти марки Urals составляет 22,53\$, а стоимость доллара 73,47 рублей. Соответственно тонна нефти стоит 11960 рублей. Данные актуальны на 29.04.2020 года.

Таблица 7 – Оценка экономической эффективности

№	Технология	Затраты на тонну нефти, руб./т	Выручка от продажи нефти, руб./т	Прибыль от реализации, руб./т	Отношение затраты/выручка, %
1	Электроподогрев забоя скважин	184,5	11960	11005,5	1,65
2	Газодинамический разрыв пласта	203,3	11960	10986,7	1,82
3	Акустическая обработка	293,8	11960	10896,2	2,63
4	Реагентная обработка	301,7	11960	10888,3	2,70
5	Гидравлический разрыв пласта	508,5	11960	10681,5	4,54
6	Щелевая разгрузка пласта	957,5	11960	10232,5	8,56
7	Реагентно-гидроимпульсная обработка	317,5	11960	10872,5	2,84
8	Виброволновое воздействие	1449,3	11960	9740,7	12,95

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

Вывод

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

Стоит отметить, что все технологии были оценены для определённого месторождения, которому свойственна плотная и вязкая нефть. Соответственно, для данного месторождения экономически эффективно применять тепловые методы воздействия на призабойную зону.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6Г	Шефер Евгению Александровичу

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

Тема ВКР:

Выбор и обоснование применения технологий очистки призабойной зоны пласта в различных геолого-технических условиях на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования: технологии очистки призабойной зоны. Область применения: эксплуатационные скважины с низкой производительностью.
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
2. Производственная безопасность: 2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: - повышенная запылённость рабочей зоны; - превышение уровней шума; - отклонение показателей климата на открытом воздухе; - недостаточная освещённость. Опасные факторы: - химические реагенты; - механические опасности; - пожаровзрывоопасность.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выброс газа. Гидросфера: разлив нефти на воде. Литосфера: загрязнение почвы в результате разливов нефти.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: выброс газа, возгорание горюче-смазочных материалов (ГСМ), разлив нефти,

	<p>нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов. Наиболее типичная ЧС: взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений.</p>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	29.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6Г	Шефер Евгений Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

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

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

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

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

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

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

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

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

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

5.2 Производственная безопасность

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

Для идентификации потенциальных факторов необходимо использовать ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация» [20]. Перечень опасных и вредных факторов, характерных для проектируемой производственной среды представлены в таблице 8.

Таблица 8 – 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
	Разра- ботка	Эксплу- атация	
1) Повышенная запыленность рабочей зоны;	+	+	ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [21]; ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования [22]; СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение [23]; ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [24].
2) Превышение уровней шума и вибрации;		+	
3) Отклонение показателей климата на открытом воздухе;	+	+	
4) Недостаточная освещённость;	+	+	
5) Химические реагенты;		+	
6) Механические опасности;	+	+	
7) Пожаровзрывоопасность.	+	+	

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

Повышенная запыленность рабочей зоны

С целью предотвращения разливов нефти кустовые площадки оборудуются обваловкой. Обваловка представляет из себя песочную насыпь по периметру кустовой площадки. Территории Западной Сибири присущи сильные ветра, в связи с этим может происходить попадание песка в носовую полость операторов, обслуживающих скважины на кустовой площадке. Песок попадающий в лёгкие будет в дальнейшем негативно сказываться на здоровье рабочего. Чтобы защитить органы дыхания от попадания мехпримесей необходимо использовать респираторы.

Превышение уровней шума и вибрации

На кустовой площадке при проведении технологических операций со скважинами могут находиться машины бригады капитального ремонта скважин (КРС), а также различные агрегаты для ОПЗ. Все эти машины и агрегаты являются источником шума, уровень которого не превышает допустимый

согласно ГОСТ 12.1.003-2014 [21]. Норма уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБ, а на открытой местности 80 дБ. Вертолёт, которые доставляют рабочих на месторождения, являются источником повышенного шума. Они создают уровень шума 95-100 дБ, что превышает допустимое значение. Для защиты органов слуха необходимо использовать наушники или противозумные вкладыши согласно СП 51.13330.2011 [25].

Норма уровня вибрации составляет 92 дБ при частоте 63 Гц согласно ГОСТ 12.1.012-90 [22]. Используемый при обработке забоев скважин цементировочный агрегат ЦА-320 может оказывать повышенную вибрацию на моториста. Основными мерами снижения уровня вибрации являются: виброизоляция источника от рабочего места, для этого на пути распространения вибрации устанавливаются виброизоляторы из материалов с большим внутренним трением (резины, пробки, войлока и стальных пружин); профилактика, заключающаяся в контроле за вибрационными параметрами и проведении планового предупредительного ремонта оборудования.

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

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

Необходимо соблюдать следующие правила в обязательном порядке:

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

Работы приостанавливают при определенных температурах и скоростях ветра в холодное время года. Таблица 9 отражает метеорологические условия, при которых останавливают работы.

Таблица 9 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

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

Недостаточная освещенность рабочей зоны

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

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

Химические реагенты

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

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

Механические опасности

Это самый распространённый вид опасности. Возможны как обычные ушибы, так и летальный исход. Операторы на кустовой площадке постоянно работают с трубопроводами и скважинами, находящимися под высоким давлением, различными машинами и агрегатами. Все эти аспекты увеличивают вероятность получения травмы. Зачастую причиной травматизма является несоблюдение правил безопасности.

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

Пожаровзрывоопасность

Технологии очистки ПЗП включают применение различных взрывоопасных реагентов.

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

5.3 Экологическая безопасность

Основными типами воздействий на окружающую среду являются:

- Загрязнение нефтью или химическими реагентами окружающей среды из-за несовершенства технологий или аварийных разливов;
- Загрязнение атмосферы из-за испарений нефтепродуктов при нагреве для проведения исследований;
- Загрязнение отходами промышленного и бытового характера природной среды.

В результате происходит:

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

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

Защита атмосферы

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

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

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

Защита гидросферы

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

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

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности могут возникнуть перетоки по затрубному пространству нефти или химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;
- Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

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

Защита литосферы

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

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующим образом:

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

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

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается:

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

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

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

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

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

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

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

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

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

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

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

Вывод

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены технологии очистки призабойной зоны пласта и геолого-физические условия их применения. ПЗП является важным элементом системы «пласт-скважина». Из-за различных физико-химических процессов, происходящих в ПЗП, и нарушения механического равновесия происходит ухудшение проницаемости, что в свою очередь негативно сказывается на продуктивности скважин. Поэтому необходимо тщательно изучать геолого-физические условия применения технологий очистки и уделять должное внимание причине загрязнения ПЗП.

Были рассмотрены технологии, которые направлены на устранение различных причин загрязнения. Наиболее универсальными и эффективными технологиями считаются комплексная кислотная обработка или виброобработка с кислотой. Для максимизации эффекта от применения технологии необходимо их адаптировать для конкретных условий.

Таким образом, важно поддерживать ПЗП в «чистом» состоянии, чтобы обеспечить равномерный приток флюида к забою скважины. Стоит отметить, что в призабойной зоне фильтрационные свойства изменяются с момента разбуривания скважины и в процессе всего периода эксплуатации.

Также была рассчитана экономическая эффективность по применению различных технологий очистки и интенсификации притока. Все рассмотренные технологии оказались экономически рентабельными. Выручка, полученная от реализации дополнительно добытой нефти, в десятки раз превышает затраты на проведение технологий очистки. Стоит отметить, что в рассмотренных условиях тепловые методы оказались наиболее экономически выгодными. Это связано с тем, что нефть на месторождении обладает высокими плотностью и вязкостью.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ по очистке ПЗП. Были проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению. Также были рекомендованы мероприятия, которые позволят снизить риск наступления ЧС.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Андаева Е.А. Практический опыт применения скин-фактора для анализа работы скважин / Е.А. Андаева, Л.С. Сидоров // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012. - №9. – С. 41-45.
2. Иванников В.И. Кольматация и декольматация призабойной зоны пласта в скважинах // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2011. - №4. –С. 56-60.
3. Гиматудинов Ш.К. Разработка и эксплуатация нефтяных, газовых и газоконденсатных месторождений / Ш.К. Гиматудинов, И.И. Дунюшкин, В.М. Зайцев. – М.: Недра, 1988. – 302 с.
4. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // В.Б. Овчаров. – 2-е изд., испр. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2007. – 826 с.
5. Силин М.А. Технологические жидкости для решения проблем, возникающих при кислотных обработках добывающих и нагнетательных скважинах / М.А. Силин, Л.А. Магадова, В.Н. Мариненко, М.Д. Пахомов // Нефтепромысловое дело. – 2009. – №2. – С. 26–30.
6. Гумерский Х. Х. Повышение нефтеотдачи пластов с применением системной технологии воздействия // Нефтяной хозяйство. – 2000. - №12. – С. 12–15.
7. Назаров С.Н. Приток газа к скважине с песчаной пробкой на забое / С.Н. Назаров, О.Б. Качалов // Известия вузов, серия «Нефть и газ». - 1966. - №2. С. 24-26.
8. Шишмина Л.В. Сбор и подготовка продукции нефтяных скважин / Л.В. Шишмина. – Томск: ТПУ, 2011. – С. 88-90.
9. ОСТ 39-225-88 Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству
10. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // В.Б. Овчаров. – М.: Издательство «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – С. 242-269.

11. Маньрин В. Н. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи при заводнении / В.Н. Маньрин, И.А. Швецов – Самара: Самар. Дом печати, 2002. – 391 с.
12. Петров И.А. Комплексный подход к обработке призабойной зоны пласта как способ интенсификации добычи / И.А. Петров, М.А. Азаматов, П.М. Дрофа // Георесурсы. – 2010. - №33. С. 7-10.
13. Апасов Т.К. Использование виброволнового воздействия для восстановления продуктивности скважин / Т.К. Апасов, Г.Т. Апасов, А.В. Саранча // Современные проблемы науки и образования. – 2015. - №1. С. 1-8.
14. Гимаев Т.Ф. Устройство промывочное скользящее (УПС) // Инженерная практика. – 2017. - №8. – 104 с.
15. Александрова А.В. Применение новой технологии ОПЗ при КРС по плазменно-импульсному воздействию на пласт на Самотлорском месторождении / А.В. Александрова, А.В. Кревер, А.С. Кревер // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса: материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых, Тюмень, 28 апреля 2015 г. – Тюмень, 2015. – С. 112-119.
16. Агеев Н.П. Комплексный подход к эксплуатации нефтяных месторождений на поздней стадии разработки / Н.П. Агеев, А.Ф. Пашенко // Актуальные проблемы нефти и газа. – 2017. - №16. С. 1-12.
17. Анализ методов повышения продуктивности скважин на основе оценки эксплуатации нефтяных месторождений [Электронный ресурс]. – URL: <https://pandia.ru/text/77/345/61745.php>
18. Фасхутдинова А.А. Повышение эффективности методов интенсификации нефти в условиях терригенных коллекторов. Обобщение опыта интенсификации добычи нефти из терригенных коллекторов // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019: Материалы 46-й Всероссийской научно-технической конференции молодых ученых, аспирантов и студентов с международным участием, Уфа, 26 апреля 2019 г. – Уфа, 2019. – С. 195-198.

19. Трудовой Кодекс – ТК РФ – Глава 47. Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
20. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
21. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
24. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
25. СП 51.13330.2011. Защита от шума. Актуализированная редакция СНиП 23-03-2003.
26. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.

Приложение А

Таблица 1 – Типичные причины загрязнения призабойной зоны и пути их решения

Газовые скважины		Нефтяные скважины		Нагнетательные скважины	
Проблема	Решение	Проблема	Решение	Проблема	Решение
Вода на забое	- Продувка в атмосферу; - Использование плунжерных лифтов	Минеральные частицы, соли, продукты коррозии и мехпримеси технологических операций	- Комплексная кислотная обработка; - Виброобработка с кислотой; - Плазменно-импульсное воздействие; - Применение ингибиторов	Мехпримеси технологических операций, минеральные частицы, продукты коррозии, илистые частицы и соли	- Комплексная кислотная обработка; - Виброобработка с кислотой; - Плазменно-импульсное воздействие; - Применение ингибиторов
Песчаные пробки	- Промывка	Обводнённые зоны и эмульсия	- Вибрационное воздействие; - Метод переменных давлений; - Обработка гидрофобизаторами	Соли	- Ингибиторы солеотложений; - Комплексная кислотная обработка; - Виброобработка
Гидраты	- Ингибиторы гидратообразования	АСПО	- Термокислотная обработка; - Тепловые методы; - Виброобработка	Остаточная нефтенасыщенность	- Виброобработка
Мехпримеси технологических операций, минеральные частицы	- Кислотная обработка				