

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.43:544(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Глушков Станислав Юрьевич		

Руководитель ВКР

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 РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	К.Т.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			

Томск – 2019 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
Р1	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-4.2a) (АВЕТ-3А)
Р2	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.
Р3	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-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
Р4	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), (АВЕТ3e)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
Р5	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)
Р6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
Р7	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)
Р8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		
Р9	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)
Р10	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)
<i>в области проектной деятельности</i>		
Р11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30)

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
	документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	(АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
Отделение школы: 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
2Б5Д	Глушкову Станиславу Юрьевичу

Тема работы:

Обоснование применения потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи терригенных коллекторов на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	2022/с от 18.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2019
--	------------

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	1. Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири; 2. Особенности использования потокоотклоняющих технологий на месторождениях Западной Сибири 3. Выводы и рекомендации 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:	
Раздел	Консультант
Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна

Сибири	
Особенности использования потокоотклоняющих технологий на месторождениях Западной Сибири	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
Выводы и рекомендации	Старший преподаватель Максимова Юлия Анатольевна
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.т.н. Кашук Ирина Вадимовна
«Социальная ответственность»	Ассистент, Черемискина Мария Сергеевна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири	
Особенности использования потокоотклоняющих технологий на месторождениях Западной Сибири	
Выводы и рекомендации	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель / консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Глушков Станислав Юрьевич		

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

Уровень образования: высшее

Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН

выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.03.2019	Опыт применения физико-химических методов увеличения нефтеотдачи на месторождениях Западной Сибири	25
01.04.2019	Особенности использования потокоотклоняющих технологий на месторождениях Западной Сибири	25
15.04.2019	Выводы и рекомендации	30
30.04.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
15.06.2019	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Деева Вера Степановна	К.Т.Н.		

Консультант

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

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

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

Обозначения, определения и сокращения

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЗП – призабойная зона пласта;

ВПП – выравнивание профиля приёмистости;

ППД – поддержание пластового давления;

ПОТ – потокоотклоняющая технология;

ФХМУН – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи;

ПАА – полиакриламид;

ВУС – вязко-упругий состав;

СПС – сшитая полимерная система (состав);

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

ГОС – гелеобразующий состав;

ПГС – полимер-гелевый состав;

ОГС – осадкогелеобразующий состав;

НИЗ – начальные извлекаемые запасы;

ЖС – жидкое стекло;

ОПЗ – обработка призабойной зоны;

ГРП – гидроразрыв пласта;

ОВП – ограничение водопритока;

ГФУ – геолого-физические условия;

ОЭ – обратная эмульсия;

ЩПСК – щелочная полимерсуспензионная композиция;

ОПР – опытно-промышленные работы;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ХОС – химическая обработка скважин;

ЦППД – цех поддержания пластового давления;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ГСМ – горюче-смазочные материалы.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа имеет объём 87 страниц, в том числе 7 рисунков, 26 таблиц. Список литературы включает 22 источника. Работа содержит одно приложение.

Ключевые слова: нефть, газ, месторождение, пласт, профиль приемистости, ВПП, нагнетательная скважина, заводнение, пропласток, фильтрация.

Объектом исследования являются нагнетательные скважины, на которых применяются потокоотклоняющие технологии для выравнивания профиля приёмистости.

Цель работы – оценить эффективность методов выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В процессе исследования были рассмотрены современные методы и технологии ВПП и наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения.

В результате исследования выявлен положительный эффект операций по выравниванию профиля приёмистости и даны рекомендации по использованию той или иной технологии для получения наилучшего эффекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: операции по ВПП с применением ПОТ проводят с использованием сшитых гелей и поверхностно активных веществ, закачиваемых в скважину.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, вступивших в поздние стадии разработки, и характеризующихся высокой обводнённостью добываемой продукции. При этом некоторые технологии могут применяться и до начала третьей стадии разработки.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ.....	11
1.1. Сущность потокоотклоняющих технологий.....	11
1.2. Особенности терригенных коллекторов Западной Сибири.....	12
1.3. Анализ современных физико-химических методов повышения нефтеотдачи ..	14
1.4 Зарубежный опыт применения потокоотклоняющих технологий	24
2. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	30
2.1 Требования к пластам-кандидатам.....	30
2.2 Технологические особенности проведения технологии.....	Error! Bookmark not defined.
2.3 Анализ составов и их технологическая характеристика	36
2.4 Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания приёмистости нагнетательных скважин	54
3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ	59
4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	63
4.1 SWOT-анализ	63
4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приёмистости скважин.....	65
4.3 Расчёт сметной стоимости работ	67
5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	74
5.1. Производственная безопасностьпри выполнении работ на кустовой площадке... ..	74
5.2. Экологическая безопасность	81
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	82
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	84
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	87
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	88
Приложение А.....	90

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в России на большинстве нефтяных месторождений для поддержания пластового давления применяется закачка воды.

Выполнение проектных показателей нефтяных месторождений при заводнении зависит в значительной мере от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости.

При разработке нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления закачкой воды, особенно на заключительных стадиях разработки, встречается проблема низкого охвата продуктивного пласта закачиваемой водой. Здесь проблема во многом зависит от особенностей геологического строения залежей, неоднородности, коллекторских свойств пород, а именно анизотропии проницаемости пород коллекторов. Суть явления состоит в том, что закачиваемый агент вытеснения фильтруется в основном по каналам с низким сопротивлением фильтрации, дренируя участки с худшими фильтрационными характеристиками гораздо меньше, вследствие чего часть запасов оказывается невыработанными, не охваченными воздействием, а сама система заводнения становится неэффективной.

В связи с этим необходимо применять эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в межскважинном пространстве, позволяющие качественно и количественно восстановить эффективность и увеличить охват пластов заводнением.

Данную задачу можно решить применением потокоотклоняющих технологий, изменяющих потоки фильтрации нагнетаемого агента при помощи направленного тампонирования физико-химическими составами. В результате происходит перераспределение потоков, то есть снижение проницаемости или полная изоляция участков, характеризующихся высокой проницаемостью, и подключение зон пласта, ранее неохваченных разработкой.

1. ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

1.1. Сущность потокоотклоняющих технологий

Полимерные композиции используются для повышения эффективности заводнения с 50-х годов 20-го века [1]. Целью воздействия является увеличение конечного коэффициента извлечения нефти путём увеличения коэффициента охвата заводнением. Потокоотклоняющие технологии – метод увеличения нефтеотдачи, основанный на увеличении фильтрационных сопротивлений обводненных участков залежи при помощи различных композиций, в том числе на основе полимеров, макромолекулы которых способны изменять вязкостные свойства воды[2]. Основным принципом воздействия, позволяющий добиться этого положительного эффекта, заключается в следующем: при помощи насосных агрегатов в добывающие или нагнетательные скважины закачивается рабочий агент той или иной природы. Как правило, общими основными критериями для подбора участков/скважин для применения технологии являются вертикальная и площадная неоднородность пласта, неоднородный профиль приемистости по ПГИ, резкая динамика обводнения реагирующих добывающих скважин с характерным увеличением темпов обводнённости выше средних значений по объекту. Подбор технологии (реагентов) определяется также из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины/участка [3].

При закачке рабочего агента в межскважинное пространство происходит его проникновение в пропластки с низким фильтрационным сопротивлением и последующее снижение его подвижности. Следовательно, пропластки, через которые ранее наиболее активно шла фильтрация, имеют гораздо меньшую проницаемость после применения потокоотклоняющих технологий, вплоть до полной непроницаемости. Потоки воды, перенаправленные в менее

проницаемые пропластки, воздействуют на ранее не охваченные участки пластов, вытесняя остаточные запасы к забоям добывающих скважин. Кроме возможного повышения дебитов добывающих скважин следует отметить снижение обводнённости их продукции, что положительно сказывается на себестоимости добытого сырья, снижая нагрузку на промысловую систему сбора скважинной продукции, систему подготовки воды, объём расходуемой электроэнергии и химических реагентов. На данный момент для применения на территории России доступно порядка 400 композиций, из которых наиболее часто используется 100 [4]. Композиции подбираются по условиям применения, имеющемуся на объекте разработки, также во внимание принимается обводненность продукции скважин, стоимость реагентов. Важным параметром составов является «жесткость» воздействия, под которой понимается обратимость снижения проницаемости порового пространства. При относительно невысокой обводнённости применяются более «мягкие» составы, действие которых носит обратимый характер. При повышении обводнённости применяются более «жесткие» составы, дающие снижение проницаемости с последующим неполным восстановлением. При высокой обводнённости применяются наиболее жесткие составы. Проницаемость пропластков при таком воздействии снижается безвозвратно. Следует понимать, что при любом, даже самом «мягком» воздействии до прежнего уровня коллекторские свойства могут не восстановиться.

1.2. Особенности терригенных коллекторов Западной Сибири

Во время изучения состояния разработки нефтегазовых месторождений Западной Сибири было выявлено, что при применении активных систем заводнения большая часть запасов нефти переходит в категорию трудноизвлекаемых. Основной причиной в данном случае является неравномерная разработка залежи, обусловленная высокой неоднородностью, расчлененностью и прерывистостью нефтенасыщенных коллекторов. [5]

В результате анализа современной литературы и данных разработки месторождений Западной Сибири выявлены геологические особенности, определяющие полноту выработки запасов нефти:

- высокая зональная и послойная неоднородность пластов, вызывающей преимущественную выработку высокопроницаемых зон и участков пласта;
- большой процент трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам (проницаемость менее $0,05 \text{ мкм}^2$) и коллекторам с выработкой свыше 80%;
- проницаемость пород-коллекторов варьирует в широком диапазоне значений (от 1 до $5000 \cdot 10^{-3} \text{ мкм}^2$) и зависит от гранулометрического состава пород;
- опережающее обводнение продукции скважин, причинами которому являются как геологические особенности строения коллекторов (значительная расчлененность), так и технологические аспекты процесса разработки (не всегда обоснованное проведение гидроразрыва пласта (ГРП), форсированный отбор и т.д.).

В настоящее время отработан широкий комплекс потокоотклоняющих технологий. По каждой технологии получение максимального технологического эффекта укладывается в довольно узкий интервал геолого-физических характеристик пластов, что предъявляет высокие требования к точности подбора методов воздействия. При ошибочном выборе технологии возможные последствия могут не ограничиться снижением технологической эффективности обработки. Отрицательный эффект обработки зачастую необратим, либо требует значительных материальных затрат для ликвидации последствий. Поэтому правильный выбор технологии воздействия для конкретного объекта является важнейшей задачей при применении методов воздействия на пласт и увеличения добычи нефти [6].

В ходе литературного анализа было произведено соотнесение основных геолого-физических и промысловых параметров с условиями, ограничивающими применение данных технологий в Западной Сибири. Было

рассмотрено влияние: пластовой температуры, степени выработки от начальных извлекаемых запасов (НИЗ), обводненности продукции на участке воздействия, проницаемости пласта и степени неоднородности по проницаемости отдельных пропластков, приемистости нагнетательной скважины.

Анализ работ по ВПП с помощью потокоотклоняющих технологий, показал их значительную технологическую эффективность. Их доля в промысловых технологических мероприятиях относительно других видов воздействия должна повышаться по мере роста обводнённости продукции скважин. В перспективе повышение технологической эффективности применения потокоотклоняющих технологий в основном связано с увеличением объема их проведения и совершенствования технологий применительно к условиям конкретных пластов [6].

1.3. Анализ современных физико-химических методов повышения нефтеотдачи

Применяемые сегодня потокоотклоняющие технологии основаны на химической природе реагентов и механизмах физико-химических процессов, приводящих к образованию из них в пластовых условиях блокирующего водоотклоняющего экрана. Для большинства гелеобразующих технологий наиболее распространены системы на основе полиакриламида (ПАА) с различными сшивателями.

Принцип действия полимерной технологии заключается в закачке водорастворимых полимеров с добавлением специальных реагентов, называемых сшиватели. Растворы этих реагентов способны проникать вглубь пласта и создавать в пластовых условиях непроницаемые экраны. Механизм основан на снижении подвижности закачиваемой воды, выравнивания вязкости за счёт частичной адсорбции полимера на породе, создания остаточного фактора сопротивления, выравнивании фронта продвижения закачиваемой

воды по площади заводнения и вертикальному разрезу продуктивного пласта [1].

Работы по выравниванию профиля приемистости (расхода вытесняющего агента) в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей при помощи потокоотклоняющих технологий с целью увеличения охвата пласта заводнением по толщине, перераспределения объемов закачки между пластами и пропластками при одновременном воздействии на них вытесняющим агентом.

Для ограничения (отключения) воздействия вытесняющего агента на промытые интервалы (зоны) по толщине пласта или пропластка проводят обработки с применением различных временно изолирующих материалов. В их число входят суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе[7].

Цели и задачи потокоотклоняющих технологий:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт, снижения проницаемости каналов высокой проницаемости;
- получение дополнительной добычи нефти из зон, не охваченных заводнением ранее;
- снижение эксплуатационных затрат по причине сокращения добычи попутной воды.

Объектом применения потокоотклоняющих технологий является нагнетательная скважина как очаг заводнения участка продуктивного пласта, ограниченного первым рядом сетки реагирующих эксплуатационных скважин.

Большое распространение получили технологии увеличения нефтеотдачи за счет увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением посредством блокирования высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации, т.е. создания водоотклоняющих барьеров. В Западной Сибири

наибольшее применение нашли физико-химические методы увеличения нефтеотдачи (ФХМУН), классифицируемые как малообъемные – с закачкой в нагнетательные скважины оторочек составов в объеме 100–3000 м³.

Наиболее популярна упрощенная классификация потокоотклоняющих технологий: реагенты и композиции объединены в отдельные группы по наиболее существенным характеризующим их признакам. Реагенты и, соответственно, технологии с их использованием делятся на следующие группы: эмульсионные, полимерные, полимер-дисперсно-волокнистые, термотропные, осадкообразующие, силикатные, нефтеотмывающие. Краткое описание условий, наиболее подходящих для применения каждой группы технологий, приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Сопоставление применимости потокоотклоняющих технологий с учетом основных геолого-физических и промысловых условий

Параметры	Технологии					
	Эмульсионные	Полимерные	Полимер-дисперсно-волокнистые	Термотропные	Осадкообразующие	Силикатные
Пластовая температура, °С	40-85	40-90	40-95	70-125	0-200	40-200
Степень выработки, % от НИЗ	30-80	30-90	50-90	40-80	30-80	40-80
Обводненность продукции по участку, %	40-90	40-95	70-100	40-95	40-100	60-95
Проницаемость, мД	50-1000	до 1500	150-1500	до 750	до 500	50-1000
Кратность различия проницаемости пропластков, K_{\max}/K_{\min} , раз	0-20	3-15	1,5-15	1,5-10	1,5-15	1,5-20
Приёмистость нагнетательной скважины, м ³ /сут	150-900	200-1500	250-1500	150-500	200-1500	250-1100

Рассмотрим каждую технологию подробнее.

Начнём с эмульсионных потокоотклоняющих составов. Обратные эмульсии (вода в масле) достаточно широко используются для изоляции зон фильтрации с низкими фильтрационными сопротивлениями, дающими мало целевого флюида, притом и в добывающих, и в нагнетательных скважинах, в том числе и на месторождениях Западной Сибири. Суть процесса снижения проводимости таких участков (пропластков) заключается в замедлении фильтрации среды из-за загущения и образования четочного течения эмульсии, дисперсионной среды и дисперсной фазы, если она наполнена дисперсным материалом, как то мел или глина.

Эмульсионные технологии следует считать наиболее «мягкими», поскольку при этом каналы фильтрации не тампонируются на все последующее время. При движении обратной эмульсии в пористой структуре происходит её разделение на фазы и коагуляция капель воды, что следует расценивать как набирающее скорость по мере удаления от ствола скважины разрушение состава. Немаловажным является факт, что стабильность эмульсий зависит от температуры: чем выше температура, тем менее стабильна эмульсия, и тем быстрее она разрушается. Пластовые температуры месторождений Западной Сибири достаточно высоки: 60–105°C и выше, что делает применение эмульсионных обработок не лучшим вариантом.

Применение эмульсионных технологий, внедренных в Западной Сибири, позволяет добиться в пределах от 350 до 1900 тонн дополнительно добытой нефти на одну обработанную нагнетательную скважину [8]. Наибольшее влияние на эффективность имеет степень выработки объекта, а также такие геолого-физические параметры, как расчлененность, степень неоднородности по проницаемости, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, пластовая температура.

Полимерные технологии имеют самый широкий спектр используемых реагентов и композиций. Из числа полимеров в Западной Сибири применяются составы на основе:

- метилцеллюлозы («РОМКА», «МЕТКА»);

- полиакриламидов самой различной конфигурации,,: вязкоупругие составы (ВУС), сшитые полимерные системы (СПС); ВУС и СПС с добавлением поверхностно-активных веществ (ПАВ); гелеобразующие составы (ГОС); полимер-гелевые составы (ПГС) и ПГС с добавлением ПАВ;
- водонабухающих полимеров: ПГС «Ритин», «Темпоскрин», «Темпоскрин-Люкс»; сшитого ПАА с добавлением биоактивного ила – осадкогелеобразующий состав (ОГС);
- биополимеров, в частности БП-92.

Сшивающиеся полиакриламиды являются наиболее широко применяемыми в Западной Сибири. Сшивателем чаще всего является ацетат хрома, несколько реже – бихроматы калия или натрия. Их использование требует введения в систему реагентов, восстанавливающих шестивалентный хром до трехвалентного.

Использование таких реагентов подразумевает снижение проводимости наиболее проницаемых пропластков сшитыми полиакриламидными системами: высокопроводящие зоны и участки заполняются первоначально маловязким раствором полимера и сшивателя, в результате имеем полную, либо весьма существенную их закупорку образующимся при сшивке трехмерным пространственным полимером, обладающим высоким фактором сопротивления при фильтрации воды. Низкая вязкость состава до сшивки является положительной особенностью этой группы технологий.

Технологии, основанные на использовании сшитых ПАА, можно так же, как и эмульсионные системы, отнести к «мягким» технологиям, поскольку и в данном случае блокирование каналов фильтрации, заполняемых ВУС, СПС или ГОС, носит временный характер.

Возможный эффект обработок сшитыми полимерными системами в Западной Сибири лежит в пределах от 400 до 3200 тонн на одну скважино-обработку дополнительно добытой нефти [8]. Было выявлено, что наибольший эффект был получен от обработки участков с невысоким (60-80%) обводнением

и невысокой (20-40%) выработкой от НИЗ. Увеличение выработки приводит к снижению эффективности технологии.

Сшитые ПАА имеют один серьёзный недостаток - они подвержены термоокислительной деструкции. Это означает, что в пластовых условиях, при интервале температур более 75–80°C, происходит их быстрое разложение. Остающиеся после разложения полимера вещества не могут оказывать сколь-нибудь значительное сопротивление движению нагнетаемой в пласт воды. Как правило, проницаемость обработанных зон возвращается к значениям, близким к первоначальному, через 4-6 месяцев, и участок требует повторной обработки.

Механизм действия водонабухающих полимеров отличен от описанного ранее. Физика процесса в данном случае имеет закупоривающий кольтматирующий характер: полимер-гелевые частицы закачиваемой суспензии, попадая в промытые высокопроницаемые каналы и трещиноватые пропластки, закупоривает их при разбухании полимеров. В качестве примеров водонабухающих составов выбраны «Темпоскрин» и «Ритин» – одноконтпонентные полимер-гелевые системы, значительно изменяющие реологические свойства, набухая в воде до увеличения первоначальных размеров частиц полимера в десятки и сотни раз. Обратим внимание, что водная дисперсия, например, «Темпоскрин» в исходном состоянии содержит частицы полимера размером от 0,2 до 4,0 мм, что означает возможность проникать только в трещины и крупные поры породы. Набухнув, гель-частицы полимера сильно снижают проводимость этих каналов, отключают от фильтрации пропластки суперколлекторов, что приводит к перенаправлению жидкости ППД в менее проницаемые интервалы. Технологическая эффективность применения в Западной Сибири для рассматриваемых водонабухающих полимеров составляет от 490 до 3300 тонн на одну обработанную скважину [8] и определяется приемистостью обрабатываемых скважин, которая, в свою очередь, зависит от проницаемости пласта (предпочтительно от 1000 до 5000 мД) и его природной или техногенной трещиноватости. При выборе этих технологий так же следует обращать

внимание на расчлененность и степень неоднородности пласта по проницаемости слагающих пропластков (наибольшую эффективность технология показывает при соотношении проницаемостей от 5:1 до 20:1).

Следует отметить, что полимеры «Темпоскрин» и «Ритин» практически не подвержены термоокислительной деструкции. Это и обуславливает отнесение к "жёстким" технологий с использованием указанных реагентов.

Полимер-дисперсно-волокнуто наполненные системы обособлены в отдельную группу технологий. Объединяет их наличие в композициях раствора полимера и кольматирующего наполнителя. В качестве полимера преимущественно используется ПАА (чаще – сшитый ПАА), в качестве дисперсного наполнителя – преимущественно глина, в качестве волокнутого материала – древесная мука. Методом подбора определяют оптимальный тип и концентрацию полимера и глины в полимер-дисперсных системах, чтобы добиться полного связывания (флокуляции) полимером частиц глины с образованием устойчивых полимерно-глинистых глобул значительных размеров, движение которых в пористой среде значительно затруднено. Древесная мука в этой системе имеет несколько функций. При введении в воду мука набухает и «распушается», что значительно повышает вязкость раствора. Кроме того, за счет действия электрофизических сил – водородных связей – древесная мука вступает в межмолекулярное взаимодействие с полимером, тем самым усиливая, армируя образующуюся структуру. При сшивке ПАА в присутствии распушенной древесной муки образуется пространственно сшитая сетка макромолекул полимера с повышенными структурно-механическими свойствами.

Таким образом, физика процесса блокады водопромытых зон и пропластков технологиями с применением полимер-дисперсно-волокнутонаполненных композиций включает несколько составляющих:

- заполнение водопромытых каналов полимером, обладающим высоким фактором остаточного сопротивления (особенно при его сшивке);

- кольматация каналов фильтрации устойчивыми к размыву полимерно-глинистыми глобулами;

- кольматация каналов фильтрации пространственно сшитой сеткой полимера, армированной изнутри макромолекулами целлюлозы (древесной муки), что обеспечивает тампонажному материалу высокие структурно-механические свойства.

Здесь необходимо отметить, что глина и древесная мука в термобарических пластовых условиях не разлагаются, и зоны, куда они попали, необратимо кольматируются. Указанный механизм воздействия и отмеченные факторы выводят технологии применения полимер-дисперсно-волоконистых систем в разряд наиболее «жестких». Это определяет их применение на более поздних стадиях выработки объектов: при обводненности в пределах 80-98 % и отборах от НИЗ 80 % и более. Технологическая эффективность рассматриваемых методов ВПП на западносибирских месторождениях составляет от 500 до 2600 тонн на одну обработанную скважину. [8] и, как у других технологий, снижается по мере увеличения выработки запасов.

Термотропные технологии характеризуются тем, что фактором, обуславливающим образование из применяемых реагентов блокирующего воду экрана, является тепловая энергия пласта. Из растворов, имеющих небольшую вязкость при поверхностных температурах, образуются гели в условиях высоких пластовых температур. Вязкость исходных растворов сопоставима с вязкостью закачиваемой или пластовой воды, а требуемая для инициации гелеобразования температура составляет 70–120°C. Физика использования термотропных реагентов аналогична сшитым полимерным системам: заполнение высокопроницаемых зон и участков первоначально маловязким раствором и их закупорка образующимся гелем.

На месторождениях Западной Сибири данные технологии нашли довольно широкое применение, в первую очередь на юрских пластах, характеризующихся высокими температурами от 85 до 110 °C и, как правило, низкой проницаемостью – до 30 мД. Это такие технологии, как ГОС «ГАЛКА»,

«ГАЛКА-Термогель», «ТЕРМОГОС», РВ-3П-1, РВ-3П-1 МС. Технологическая эффективность термотропных технологий составляет от 390 до 1450 тонн на одну обработку скважины [8].

К полимерным также относятся технологии, основанные на использовании биополимеров. В Западной Сибири внедрялись ОГС (осадкогелеобразующий состав) и биополимерная технология БП-92. ОГС содержит сшивающийся ПАА и биоактивный ил, являющийся отходами и продуктами жизнедеятельности бактерий. По сути, ОГС следует считать композицией ПАА, сшитого с кольматирующим наполнителем. БП-92 же применялся с добавлением в состав крахмала или глины, т. е. по используемой в работе классификации его можно отнести также к полимер-дисперсным системам. Следовательно, применявшиеся биополимерные потокоотклоняющие технологии имеют различные механизмы воздействия на пласт. Они как создают фактор высокого остаточного сопротивления в водопромытых каналах фильтрации воды биополимером или сшитым полимером, так и кольматируют эти каналы твердыми механическими частицами (биоактивный ил, глина). Воздействие отмеченных биополимерных технологий в Западной Сибири позволяет получить дополнительную добычу в объеме от 130 до 1300 тонн на одну обработанную скважину [8].

Осадкообразующие технологии показывают на практике самый простой принцип создания водоотклоняющих барьеров. Примером этого принципа могут служить водные растворы солей, при смешении которых после ионообменной реакции образуется нерастворимая соль, выпадающая в осадок. Например, смешение растворов хлористого кальция CaCl_2 и сульфата натрия Na_2SO_4 приводит к образованию нерастворимого осадка сульфата кальция CaSO_4 , способного достаточно эффективно закупорить поровое пространство породы. Здесь уместно отметить, что технологии, основанные на использовании водных растворов осадкообразующих реагентов, отличаются высокой селективностью воздействия на пласт. В силу более высокой фазовой

проницаемости водный раствор всегда лучше фильтруется в водонасыщенную пористую среду, нежели в нефтенасыщенную.

Еще одно преимущество – это низкая вязкость таких растворов (практически равная вязкости закачиваемой для ППД воды) и, соответственно, высокая фильтруемость в низкопроницаемые коллекторы, закачка в которые, например, полимерных или эмульсионных систем просто невозможна по причине больших размеров молекул полимера или частиц эмульсии.

Осадкообразующие технологии также довольно широко используются в Западной Сибири, эффективность их применения колеблется в пределах от 400 до 2900 тонн дополнительно добытой нефти на одну обработку скважины [8].

Силикатные технологии основаны на применении силикатов металлов, преимущественно силиката натрия – жидкого стекла. Следует выделить две подгруппы технических решений применения жидкого стекла (ЖС). К первой относятся методы, основанные на образовании нерастворимых осадков, например, при взаимодействии ЖС с растворами неорганических солей двух- и трехвалентных металлов, во вторую следует отнести композиции, образующие гидрогели.

Инициировать гелеобразование могут соединения различной природы: кислоты, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения. Находит применение также технология с использованием алюмосиликата, инициатором гелирования в которой выступает соляная кислота.

Таким образом, физика процесса снижения проводимости водопромытых каналов при применении силикатов может быть двоякой: закупорка или существенное снижение проницаемости образующимся нерастворимым осадком (аналог осадкообразующих технологий) или заполнение первоначально маловязким раствором и закупорка образующимся гелем (аналог сшитых полимерных систем). Растворы жидкого стекла имеют низкую вязкость и способность к фильтрации при пониженной проницаемости (20–30 мД), образуют устойчивые и достаточно прочные гели, стабильные до

200°C и более, что позволяет использовать их в условиях, где многие другие технологии неприменимы. Эффективность силикатов в Западной Сибири составляет от 400 до 3700 тонн на одну обработку [8].

Краткая характеристика потокоотклоняющих технологий представлена в таблице 2 (приложение А)

1.4 Зарубежный опыт применения потокоотклоняющих технологий

Мировой объём добычи нефти при помощи потокоотклоняющих технологий составляет порядка 15-20 миллионов тонн. В виде примера по месторождениям России и США на рисунке 1 приведено сравнение результатов по технологиям ПОТ.

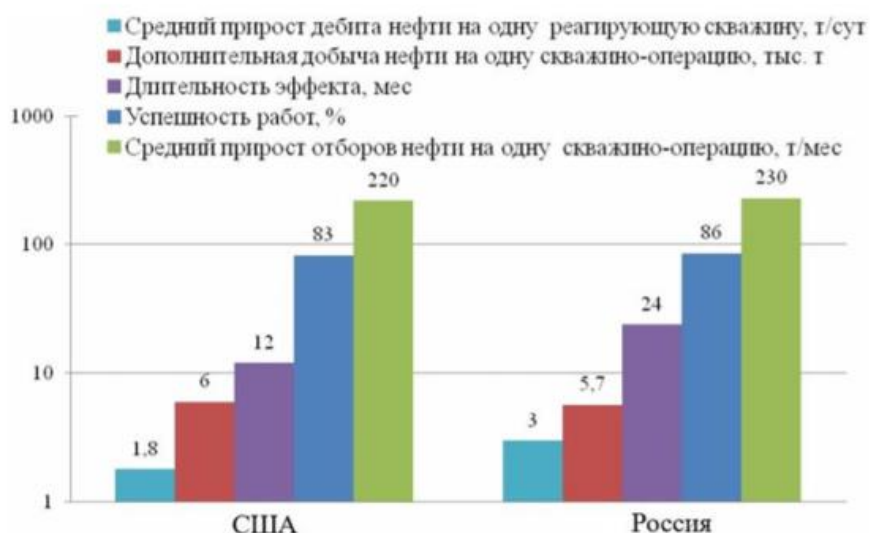


Рисунок 1 - Сравнительная диаграмма применения ПОТ в России и США

Для понимания также важно соотношение долей применения различных технологий, относящихся к потокоотклоняющим. Эти данные приведены на рисунке 2.



Рисунок 2 - Доля применения видов потокоотклоняющих технологий

Представляет интерес и соотношение различных ПОТ по количеству дополнительно добываемой с помощью неё нефти. Эта информация приведена на рисунке 3.



Рисунок 3 - Распределение групп потокоотклоняющих технологий по доле дополнительной добычи нефти

Приведённые в диаграммах данные свидетельствуют, что уровень технологического развития России ничем не уступает США в данном аспекте. В период с 2006 по 2010 года на российских месторождениях проведено более 35 тысяч операций по применению ПОТ, что позволило получить дополнительно 53 млн. т. нефти. В 2010 году было выполнено около 7 тысяч операций, при этом дополнительная добыча нефти (ДДН) на скважину составила от 0,3 до 1,6 тысяч тонн. Применение ПОТ позволило дополнительно добыть свыше 9,5 миллионов тонн нефти, это составляет порядка 8% от общей ДДН за этот год.

ПОТ применяются в США уже значительное время. Полимерные составы, например, являлись основной технологией в группе химических методов. До последних пятнадцати годов 20 века объём их внедрения только нарастал. По причине понижения цен на нефть и высокой стоимости реагентов

к 2002 году дополнительная добыча с помощью ПОТ прогнозировалась близкой к нулевой. Разработчиками известных составов для гидроизоляции нефтяных пластов на основе силикатов являются такие ведущие фирмы, как Texaco Inc., Union Oil Company of California, Conaco Inc. и иные. Зарубежными разработчиками составов на основе силикагелей являются фирмы «Haliburton», «Amoco», «Standard». Их разработки эффективно увеличивают нефтеотдачу пластов и снижают обводнённость продукции добывающих скважин. Зарубежные исследовательские центры и нефтедобывающие компании ввиду высокой ожидаемой эффективности продолжают исследования по разработке технологий увеличения нефтеотдачи пластов с применением биополимеров. В 80-х годах 20 века биополимеры на основе ксантана были впервые применены на месторождениях Северного моря для увеличения нефтеотдачи пластов. Большую часть рынка ксантановых полимеров контролируют фирмы «Статойл» (Норвегия), «Рон Пуленк (Франция) и «Келко Мерк» (США).

Значимым является также опыт применения ПОТ на месторождениях Казахстана. Для повышения эффективности систем ППД нефтедобывающими компаниями применялись такие технологии, как закачка полимердисперсных составов (ПДС) и полимергелевых составов (ПГС) в качестве активных добавок. ПОТ впервые были применены в Казахстане на месторождениях Каламкас, Карамандыбас и Узнь в 1981-2002 годах. В 2005 г. потокоотклоняющие технологии были применены на месторождениях Терен-Озек и Северный Жолдыбай. В 2005 г. на месторождении Жанажол, продуктивные пласты которого представлены карбонатными коллекторами, также впервые была применена потокоотклоняющая технология сшитых полимерных систем (СПС). Здесь был применен полиакриламид (ПАА ДП 9-8177) и ацетат хрома в качестве сшивателя, а также пресная вода. Стоит отметить тот факт, что по инициативе компании-недропользователя на Жанажоле эти же методы были опробованы для условий неполной отработки запасов месторождения. Полученная эффективность оказалась достаточно высока.

Применение физико-химического воздействия на продуктивные пласты на стадии снижения нефтеизвлечения позволило увеличить нефтеотдачу от 5-6 до 9-10 раз. Эффективность обработок составила 80 %. Стоит отметить, что и российские, и зарубежные компании накопили колоссальный опыт применения ПОТ. Существует большое количество разновидностей технологий и химических составов. Одни проявили себя с хорошей стороны, другие обладают хорошими перспективами и потенциалом применения в будущем, а какие-то не дали желаемого эффекта и уже не используются. К плюсам таких технологий стоит отнести то, что они позволяют увеличить КИН на 2-5% и сократить издержки по себестоимости добычи нефти в 1,2-2 раза. Что ещё немало важно, ПОТ позволяют воздействовать на коэффициент охвата пласта, тем самым приобщая в разработку не охваченные фильтрацией участки продуктивного пласта. Но, так же, у ПОТ есть свои минусы. К ним стоит отнести то, что некоторые химические составы обладают низкой проникающей способностью по отношению к матрице пласта, отсутствие возможности управлять временем загеливания, недостаточно высокие прочностные характеристики в пластовых условиях, большая чувствительность к пластовым флюидам и температуре, токсичность некоторых реагентов, высокая стоимость и т.д. В связи с этим возникает необходимость в разработке новых композиций лишенных указанных недостатков на основе доступных и недорогих хим. реагентов. [9]

В республике Беларусь также имеется значительный опыт применения потокоотклоняющих технологий. Для месторождений республики характерно глубокое (3-4 тыс. м) залегание неоднородных по толщине и проницаемости нефтеносных пластов, повышенная температура (50-100 °с) и минерализация (от 50 до 300 г/л) пластовых вод. Это вводит некоторые ряд ограничения на выбор реагентов, пригодных для реализации работ по снижению обводнённости. Ситуация такова, что предлагаемые иностранными сервисными фирмами композиции не показывают требуемой эффективности при применении в указанных условиях по причине неадаптированности к ним.

Для решения этой проблемы используются производственные мощности химической промышленности страны. Это позволило создать и внедрить высокоэффективные и относительно дешевые реагенты собственного производства для ограничения водопритока. Сырьевой базой для их выпуска могут, в частности, служить отходы химических и других промышленных предприятий.

БелНИПИнефть совместно с ОАО "Завод горного воска" разработали и внедрили в производство новый полимерный реагент "ОВП-1" (ограничитель водопритока первый). Он представляет собой щелочной гидролизат технологических отходов полиакрилонитрильного (ПАН) волокна, модифицированный специальными добавками. В качестве сырья для его изготовления используют отходы волокна технического "Нирон" (ТУ ВУ 300041455.011-2006) и химических волокон (КНОП) (ТУ ВУ 4000765400432005), поставщиком которых являются белорусские предприятия ОАО "Полимир" и ОАО "Белфа".

В технологиях изоляции водопритока и увеличения охвата пластов заводнением композиции "ОВП- 1" работают по принципу осадкообразования при взаимодействии с катионами поливалентных металлов (Ca^{2+} Mg^{2+}) солей пластовых вод (содержание хлоридов кальция и магния в последних на белорусских месторождениях достигает 70 гл). В результате такого взаимодействия в наиболее проницаемых обводненных зонах порового пространства обрабатываемого пласта формируется тампонажный материал, характеризующийся значительным объемом, высокими деформационно-прочностными и адгезионными (по отношению к породе) показателями, стойкостью к воздействию повышенных пластовых температур, высокоминерализованной пластовой воды и агрессивных технологических сред (водных растворов щелочей, кратковременно — минеральных кислот). В то же время тампонажный материал легко размывается горячей пресной водой, которую целесообразно использовать при необходимости разрушения водоизолирующего экрана. Наиболее ценное качество "ОВП-1" —

селективность. Он не реагирует с нефтью, поэтому при закачке водных растворов или композиций этого реагента в пласт нефтенасыщенные зоны не блокируются тампонажным осадком и впоследствии легко включаются в разработку.[10]

2. ОСОБЕННОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОТОКОТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДОЙ СИБИРИ

Информация удалена (стр. 30-61), так как относится к категории коммерческой тайны.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Глушкову Станиславу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

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

1. Стоимость ресурсов выполняемых работ: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	ТК РФ, глава 47; НК РФ Статья 258, 217, 34; ПБУ №6, каталог промышленной продукции ТЮМЕНИИГИПРОГАЗ
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода раствора и времени согласно применяемому составу (ТУ 2458-001-14702906-08 изм. 1), норма амортизации оборудования согласно УЗСТ-006-20, ПК-103418-02
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30% согласно ст. 425 НК РФ Страхование от несчастных случаев 0,4%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Составить анализ SWOT - сильных и слабых сторон, а так же возможностей и рисков проекта
2. Планирование и формирование графика выполнения работ по применению технологии	Рассчитать продолжительность работ по ВПП
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Смета работ по ВПП с применением ПОТ, обоснование экономического эффекта

Перечень графического материала

Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Глушков Станислав Юрьевич		

4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Данная выпускная квалификационная работа представлена изучением опыта применения потокоотклоняющих технологий для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличения коэффициента охвата пласта заводнением.

Данная глава отражает обоснование экономической эффективности проведения данного вида работ при наличии результатов проведенных промысловых исследований.

4.1 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта.

Сильные и слабые стороны – это внутренняя среда, то что имеется уже на текущий момент времени. Возможности и угрозы – факторы внешней среды, они могут произойти, а могут и нет, это зависит в том числе и от принятых действий и решений. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 12.

Таблица 12 – Матрица SWOT-анализа

Сильные стороны технологии (С)	Слабые стороны технологии (Сл)
1. Высокая рентабельность. 2. Большая история применения метода. 3. Значительный эффект при дешевизне. 4. Метод соответствует методам разработки месторождений Западной Сибири	1. Требуется точный подбор реагентов. 2. Процесс гелеобразования регулируется слабо. 3. Технологии имеют узкий промежуток параметров наибольшей эффективности.
Возможности (В)	Угрозы (У)
1. Совершенствование системы заводнения месторождения. 2. Повышение КИН. 3. Снижение обводнённости продукции	1. Неверный подбор метода воздействия. 2. Остановки процесса закачки. 3. Аварии, поломки оборудования.

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо

знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком

«-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+»

или «-». Пример интерактивной матрицы проекта представлен в табл. 13
Таблица 13 – Интерактивная матрица проекта (1)

Сильные стороны проекта					
Возможности проекта		C1	C2	C3	C4
	B1	+	0	+	+
	B2	+	+	+	+
	B3	+	-	+	+

При анализе интерактивной таблицы 13 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: B1C1C3C4, B2C1C2C3C4, B3C1C3C4.

Таблица 14 – Интерактивная матрица проекта (2)

Слабые стороны проекта				
Возможности проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	B1	+	-	+
	B2	-	+	-
	B3	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 11 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта : B1Сл1Сл3, B2Сл2, B3Сл2.

Таблица 15 – Интерактивная матрица проекта (3)

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	-	+	+
	У2	+	-	+	-
	У3	+	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 15 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта :У1С1С3С4, У2С2С3, У3С1С3.

Таблица 16 – Интерактивная матрица проекта(4)

Слабые стороны проекта				
Угрозы проекта		Сл1	Сл2	Сл3
	У1	+	0	+
	У2	-	+	-
	У3	-	+	-

При анализе интерактивной таблицы 16 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта : У1Сл1Сл3, У2Сл1, У3Сл2.

Вывод: проект имеет высокую актуальность, показывает значительную эффективность в реальных условиях, что приведет к дальнейшему применению, созданию новых реагентов и сведению риска к минимуму. Значительной угрозой следует считать неверный подбор метода воздействия, так как последствия этой ошибки могут быть чрезвычайно затратными для исправления.

4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ (РД 153-39.0-104-01). Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический

процесс выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины можно разбить на три основных этапа:

- подготовительный;
- выполнение работ по ВПП;
- заключительный.

Продолжительность работ определяется исходя из дизайн-проекта на проведение работ по ВПП, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки.

В таблице 17 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 17 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжи- тельность работ, часов	Состав бригады
1	Ознакомить бригаду с планом работ, и провести инструктаж по ОТ и ТБ	10	4 человека
2	Подготовительные работы, связанные с переездом и расстановкой оборудования накусту, сборкой линии нагнетания		4 человека
3	Определение приёмистости скважины (до ВПП)	2	4 человека
4	Проведение комплекса исследований реагентов, используемых для приготовления композиций	2	4 человека
5	Приготовление и закачка в пласт составов композиций, продавка водой	78	4 человека
6	Остановка скважины на период структурного упрочнения	24	4 человека
7	Определение приемистости скважины (после ВПП)	6	4 человека
8	Заключительные работы и запуск скважины под нагнетание		4 человека
Общая продолжительность работ:		122	

За месяц одна бригада может провести работы на 6-10 скважинах (в зависимости от необходимого объема закачки композиций), и в среднем следует считать, что за 30 дней могут быть обработаны 6 скважин, по 5 дней на обработку каждой.

Таблица 18 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

Этап работ	Дни				
	1	2	3	4	5
Подготовительный					
Выполнение работ по ВПП					
Заключительный					

4.3 Расчёт сметной стоимости работ

В зависимости от применяемой технологии ВПП используются различные химические реагенты, помимо которых в скважину также закачивается продавочная жидкость (техническая вода), и после этого скважина закрывается на структурное упрочнение. Химические реагенты, техническая вода и затраченная на проведение работ электроэнергия и будут являться исходным сырьем для проведения технологического процесса. Стоимость данных материалов указана в таблице 19 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 19 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала, единица измерения	Норма расхода материала, нат. ед.	Цена за единицу, руб./ нат. ед.	Стоимость материалов, руб.
Химический реагент (готовый раствор)	600 м ³	400	240000
Техническая вода	20 м ³	0	0
Электроэнергия	94 кВт/ч	2,2	25229,6
ИТОГО			265229,6

Красходам на оплату труда относятся суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от

выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии формами и системами оплаты труда. Премии за производственные результаты, надбавки к тарифным ставкам и окладам за профессиональное мастерство и др. Начисления стимулирующего или компенсирующего характера – надбавки за работу в ночное время, в многосменном режиме, совмещение профессий, работу в выходные и праздничные дни и др.

Надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др. Суммы платежей (взносов) работодателей по договорам обязательного и добровольного страхования.

При проведении операций по ВПП на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист установки дозирования реагента (УДР) и ответственный за проведение работ мастер цеха поддержания пластового давления (ЦППД). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов (с учетом перерыва на обед). Ежемесячная норма выработки 330 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 16 %, районный коэффициент к заработной плате в Ханты-Мансийском автономном округе 70 %, ежемесячная премия в размере 40%. Расчет заработной платы можно свести в таблицу 20

Таблица 20– Расчет заработной платы

Должность	Количество	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Надбавка за вахтовый метод	Районный коэффициент	Ежемесячная премия	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Машинист УДР	2	48,8	60	16%	70%	40%	16167,2
Оператор ХОС	4	58,9	60				39026,7
Мастер ЦППД	1	78,0	60				12920,5
ИТОГО							68114,5

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 21).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс III с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа (код по ОКВЭД – 09.10).

Таблица 21 - Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	Заработная плата, руб.	ФСС (2,9%)	ФОМС (5,1%)	ПФР РФ (22%)	Страхование от несчастных случаев (0,4%)	Всего взносов, руб.
Затраты	68114,5	1975,3	3473,8	14985,2	272,5	20706,8

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль над работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов, при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

Для определения приёмистости скважины до и после проведения ВПП применяют насосный агрегат типа ЦА-320.

Сумма амортизационных отчислений определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 22.

Таблица 22– Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов	Стоимость, руб.	Годовая норма амортиза ции, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб./закачку
УДР-32М	4 050 000	10	78	3606,2
ЦА-320	5 180 000	10	78	4612,3
ИТОГО				8218,5

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 23.

Таблица 23 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
1. Материальные затраты	265229,6
2. Затраты на оплату труда	68114,5
3. Страховые взносы	20706,8
4. Амортизационные отчисления	8218,5
5. Накладные расходы	108680,8
ИТОГО ОСНОВНЫЕ РАСХОДЫ	470950,2

4.5 Обоснование экономической эффективности

Обоснование экономической эффективности приведено в таблице 24.

Таблица 24 – Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия

Цена одной тонны нефти, руб	Затраты на проведение мероприятия, руб	Ожидаемый минимальный объем дополнительно добытой нефти, Т	Минимальный необходимый объем дополнительно добытой нефти
30053	470950,2	600	15,6706538

Таким образом общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмыстости с объемом закачки 600 м³ составит 470950,2 рублей. Оплата труда бригады за одну обработку составит 68114,5 рублей. При цене за баррель 4100 рублей за баррель (несколько ниже сегодняшней) (30 053руб/т) мероприятие останется рентабельным при дополнительной добыче нефти не менее 15,7 тонн, что заметно ниже показателей эффективности этого типа операций. Существенным риском остается неверный выбор реагента воздействия. При соблюдении алгоритма выбора реагента ожидается высокая рентабельность технологии.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2Б5Д	Глушкову Станиславу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавр	Направление/специальность	Нефтегазовое дело (21.03.01)

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки месторождения X (ХМАО).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Рассмотрение опасных и вредных факторов: Вредные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Повышенный уровень шума; • Повышенный уровень вибрации; • Недостаточный уровень освещенности; • Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Опасные факторы: <ul style="list-style-type: none"> • Повышенное напряжение в электрической цепи, замыкание которой может произойти через тело человека; • Острые кромки, выступающие детали технологических агрегатов и установок • Движущиеся машины и механизмы..
2. Экологическая безопасность	Оценка и анализ воздействия работ по выравниванию профиля приёмистости на гидросферу. Комплекс мер по минимизации воздействия на почвы и атмосферу.

3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.
4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом, требования к рабочему месту.

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

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б5Д	Глушков Станислав Юрьевич		

5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Основным способом разработки нефтяных месторождений в Российской Федерации на сегодняшний день является заводнение, при этом способе эффективность извлечения нефти зависит от полноты охвата пласта воздействием закачиваемой воды. Высокая неоднородность продуктивных пластов, связанная с наличием в них высокопроницаемых пропластков, приводит к быстрому прорыву воды в добывающие скважины и, как следствие, ухудшению технико-экономических показателей разработки месторождений и снижению нефтеотдачи пластов.

Дальнейшее совершенствование разработки нефтяных месторождений с применением заводнения связано с перераспределением потоков дренирующей воды в пласте путём выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Закачка химических композиций приводит к снижению проницаемости высокопроницаемых зон пласта и уменьшению фильтрации воды через них, при этом закачиваемая вода относительно равномерно поступает как в изолированные высокопроницаемые, так и в низкопроницаемые пропластки.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках нефтяного месторождения Х, которое расположено в центральной части Западно-Сибирской равнины. В административном отношении месторождение находится в Ханты-Мансийском автономном округе РФ.

Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Снежный покров устанавливается во второй половине октября и держится до конца апреля, а в лесных массивах до начала июня. Работы по ВПП ведутся круглогодично.

5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке

Обслуживание нагнетательных скважин производит оператор по поддержанию пластового давления (ППД). Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, блоков автоматики.

Работа оператора ППД, согласно должностной инструкции на рабочее место, включает в себя:

- осуществление обслуживания оборудования нагнетательных скважин;
- спуск конденсата из влагоотделителей, наблюдение за исправностью устьевого оборудования нагнетательных скважин;
- систематический обход магистральных и рабочих трубопроводов и нагнетательных скважин, наблюдение за исправностью их состояния и участие в их ремонте;
- участие в работах по повышению приемистости скважин;
- наблюдение за показаниями регистрирующих приборов и учет показаний;
- участие в работах по монтажу и демонтажу трубопроводов;
- отбор проб из нагнетательных скважин и водоводов;
- ведение вахтового журнала закачки рабочего агента в пласт.

Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015[12] (таблица 25).

Таблица 25 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при выполнении работ на кустовых площадках

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы: 1) обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений; 2) монтаж, демонтаж оборудования;		1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-2014[13]; Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-

Продолжение таблицы 23

3) обеспечение санитарного порядка на территории объектов; 4) работаоборудованием, работающим под высоким давлением; 5) работа в темное время суток.	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Превышение уровней шума и вибрации; 3. Недостаточная освещенность; 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.	аппарата, работающего под давлением).	2004[14]; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81[17]; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2016[16]; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ[19]; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ[20].
--	--	---------------------------------------	---

Вредные производственные факторы сводятся к следующим:

Отклонение показателей климата на открытом воздухе.

Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия работника. Нормирование параметров на открытых площадках не производится, но определяются конкретные мероприятия по снижению неблагоприятного воздействия их на организм рабочего. При отклонении показателей климата на открытом воздухе, рабочие должны быть обеспечены средствами индивидуальной защиты, которые предусмотрены отраслевыми нормами и соответствуют времени года.

Спецодежда должна быть хлопчатобумажной, из льна, грубошерстные сукна, иметь удобный крой для работы в экстремальных условиях (например, при пожаре) применяют специальные костюмы из металлизированной ткани. Для защиты головы от теплового облучения применяют алюминиевые, фибровые каски, войлочные и шляпы; глаз - очки (темные или с прозрачным слоем металла) лица - маски с откидным прозрачным экраном. Защита от

воздействия пониженной температуры достигается использованием теплой спецодежды, а при осадках – плащей.

Коллективная защита может быть обеспечена путём рационального размещения технологического оборудования, рационализации режимов труда и отдыха, применения теплоизоляции оборудования, автоматизации и дистанционного управления технологическими процессами.

При определенной температуре воздуха и скорости ветра в холодное время работы приостанавливаются (таблица 26).

Таблица 26 – Погодные условия, при которых работы на открытом воздухе приостанавливаются

Скорость ветра, м/с	Температура воздуха, °С
безветренная погода	-40
менее 5,0	-35
5,1–10,0	-25
10,1–15,0	-15
15,1–20,0	-5
более 20	0

Превышение уровней шума. В непосредственной близости от рабочего места оператора ППД могут находиться машины КРС (капитальный ремонт скважин) либо агрегаты для ОПЗ, которые создает уровень звука, не превышающий допустимый согласно ГОСТ 12.1.003-2014[13]. Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА. Доставка рабочих на месторождения осуществляется путем перелета на вертолетах, который создают уровень шума 95-100 дБА, превышающий допустимый. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противושумные вкладыши[13].

Превышение уровня вибрации. Согласно ГОСТ 12.1.012-2004 [14] технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ППД составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя,

поднимающего скребок из скважины. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя.[15]

Недостаточная освещённость рабочей зоны. При работе в темное время суток кустовая площадка должна быть освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2016) [16]. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются.

Повышенная запыленность рабочей зоны. Кустовая площадка огорожена насыпью песка со всех сторон с целью предотвращения разгорания лесного пожара. С учетом сильных ветров может происходить попадание песка в носовую область оператора ППД, что негативно влияет на его здоровье. Мероприятия для устранения попадания песка в носовую область: использование респираторов.

Опасные производственные факторы сводятся к следующим:

Электрический ток. Источником поражения электрическим током, при проведении работ на кустовых площадках, могут являться плохо изолированные токопроводящие части, металлические элементы, случайно оказавшиеся под напряжением. Известно, что поражение человека электрическим током возможно лишь при замыкании электрической цепи через тело человека, т.е. при прикосновении человека к сети не менее чем в двух точках. Опасное воздействие на людей электрического тока проявляется в виде электротравм (ожоги, металлизация кожи, механические повреждения), электрического удара и профессиональных заболеваний. Все применяемое электрооборудование и электроинструменты должны иметь заземление и подлежать занулению отдельной жилой кабеля с сечением жилы не менее сечения рабочих жил. Защитное заземление должно удовлетворять ряду требований, изложенных в ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» [17].

Для защиты персонала от поражения электрическим током при пробое изоляции электрифицированных механизмов и электроинструмента они должны быть оборудованы устройствами защитного отключения (УЗО). Одной из защитных мер является также ограничение напряжения до 12- 36 В для переносного электрооборудования, местного или ремонтного освещения.

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

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

Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки [18].

Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.

Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, при спуско-подъемных операциях. При неправильной эксплуатации или использования неисправного оборудования, инструментов, механизмов. При проведении работ также используется автомобильный транспорт различного назначения, в связи с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К их числу относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [20] ограждения выполняются в виде

различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается работа со снятым или неисправным ограждением.

В качестве профилактических мер планируется систематически производить проверку наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановую и внеплановую проверку пусковых и тормозных устройств; проверку состояния оборудования и своевременное устранение дефектов ГОСТ 12.2.003-91 [19].

При проведении работ на скважине необходимо соблюдать технику безопасности. Основная опасность заключается в том, что, зацепившись телом или одеждой за свободный конец движущегося механизма можно получить травму вплоть до смертельного исхода. Основными мерами предосторожности являются: соблюдение всех требований правил техники безопасности при работе с инструментами; соблюдение формы одежды (все пуговицы на одежде должны быть застегнуты, полы одежды не должны болтаться); периодическая проверка технического состояния используемых инструментов, повышенное внимание на рабочем месте.

Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением). Оборудование, в котором давление газа или жидкости превышает атмосферное, принято называть сосудами, работающими под давлением.

Любые сосуды, работающие под давлением, всегда представляют собой потенциальную опасность, которая при определенных условиях может повлечь тяжелые последствия. Для предупреждения подобных ситуаций разработаны Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением», утверждённые Приказом Ростехнадзора №116 от 25.03.2014 г.

Разгерметизация (потеря герметичности), достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей.

Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. При взрыве может произойти разрушение взрывной волной близко расположенного оборудования и техники, а также травмирование персонала разлетающимися осколками оборудования.

Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением. Но так как химические реагенты, применяемые для ВПП, не являются агрессивными (в большинстве технологий, применяемых в Западной Сибири, используется полиакриламид в качестве основного компонента), то влияние, оказываемое ими на организм человека и окружающую среду, не является негативным.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты (трещины, вмятины, дефекты сварки и др.), возникшие при изготовлении, хранении и транспортировке сосудов, работающих под давлением. Для своевременного обнаружения этих дефектов применяют различные методы контроля: внешний осмотр сосудов и аппаратов, работающих под давлением, гидравлические испытания сосудов, механические испытания материалов, из которых изготовлены сосуды, и др.

5.2. Экологическая безопасность

Операции ВПП сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты природной среды. С целью исключения или сведения к минимуму негативного воздействия работ данного вида на окружающую среду предусмотрен комплекс специальных мероприятий по охране окружающей среды.

В соответствии с нормами технологического проектирования для предотвращения попадания химических реагентов и технологических жидкостей в гидросферу, регламент должен предусматривать полную герметизацию всего оборудования, арматуры.

Загрязнение гидросферы

Вторичное вскрытие пласта скважин при определенных условиях может сопровождаться:

- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами (ГСМ), пластовыми флюидами.
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны;
- продуктами утечек скважины.

Организационные мероприятия по предупреждению загрязнения объектов природной среды.

В процессе освоения скважины продукты освоения (нефть, отработанная вода) должны собираться в передвижные металлические емкости по 25 м³ с последующей откачкой нефти и пластовой воды в нефтесборный коллектор.

После закачки химических реагентов или других вредных веществ до разборки нагнетательной системы агрегата должна прокачиваться инертная жидкость объемом, достаточным для промывки нагнетательной системы. Сброс жидкости после промывки должен производиться в сборную емкость. Остатки химических реагентов следует собирать и доставлять в специально отведенное место, оборудованное для утилизации или уничтожения твердых и жидких отходов.

5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке месторождения X при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости:

- нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;

- разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;
- нарушение электроснабжения или полное отключение подачи электроэнергии в электросети.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала.

Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;
- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [21].

Основные мероприятия по предотвращению опасностей, обусловленных повышением давления и нагрузками, включают в себя: осмотр и испытание установок, оборудования, механизмов; применение различных средств блокировки, исключающих аварии при неправильных действиях рабочих; автоматизация производственных процессов, позволяющая вывести людей из опасных зон, и осуществлять контроль показаний приборов дистанционно.

Из возможных чрезвычайных ситуаций наиболее опасными являются нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением и разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину. При возникновении подобных ситуаций необходимо немедленно прекратить работы, остановить и обесточить установки и агрегаты. Персонал должен будет покинуть опасную зону и сообщить ответственным лицам о происшествии. При наличии пострадавших им необходимо оказать доврачебную помощь.

При возникновении неисправности оборудования, рабочего инвентаря или инструмента, работник должен остановить работу и сообщить руководителю работ. При несчастном случае необходимо немедленно освободить пострадавшего от воздействия травмирующего фактора, оказать ему первую медицинскую помощь и сообщить о несчастном случае руководителю работ. Все работы, связанные с взрывоопасными и взрывопожароопасными объектами проводятся в дневное время, исключением являются только аварийные ситуации.

Руководитель работ в качестве предупредительных мер должен обеспечить бригаду средствами пожаротушения (огнетушителем, ящиком с песком и лопатой, ведром с водой) и средствами индивидуальной защиты.

5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Работы по ВПП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ [22]. 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.).

Рабочее место персонала при контроле и обслуживании оборудования, связанного с выравниванием профиля приемистости скважин расположено на кустовой площадке, вблизи применяемых технологических агрегатов. Персонал должен быть снабжен всеми необходимыми средствами индивидуальной и коллективной защиты, рабочее место должно быть хорошо освещено, опасная зона при проведении работ должна быть огорожена.

Вывод к разделу

Процесс выравнивания профиля приемистости скважины является операцией, сопряженной с риском для персонала по причине высоких рабочих давлений во время воздействия. Строгое соблюдение правил безопасности и охраны труда, верное обслуживание оборудования и соблюдение технологии

операции позволяют свести риски к минимуму. Для безопасности следует следить за состоянием оборудования, соблюдением правильного обеспечения персонала средствами индивидуальной защиты. Перед началом операции работники должны быть подробно инструктированы о технике безопасности.

Соблюдение всех положений правил безопасности сводит шанс возникновения чрезвычайной ситуации к минимуму

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные потокоотклоняющие технологии, применяемые для выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин на территории Западной Сибири.

Для всех рассматриваемых операций наблюдается положительный эффект от применения. Наибольшую удельную эффективность имеют следующие технологии: ЭДС и ЭСС (эмульсионные технологии), ВПДС, МПДС (полимер-дисперсно-волоконистонаполненные системы), "РИТИН", "ТЕМПОСКРИН" (полимерные технологии), ДООС (осадкообразующие), "ГАЛКА" (термотропные), СПГ (силикатные).. Средняя удельная эффективность по всем технологиям составляет 1532,7 тонн на 1 обработку. Установлено, что технологии с меньшими показателями эффективности могут иметь условия применения, не подходящие для технологий, с помощью которых можно получить большую добычу нефти.

Также были рассчитаны средние финансовые затраты на проведение 1 обработки нагнетательной скважины, которые составили 470950,2 рублей, и оценены затраты на оплату труда бригады рабочих, составившие 68114,5 рублей на одну обработку, длящуюся вместе с подготовительными и заключительными работами около 60 часов.

Рассмотрены меры производственной безопасности при выполнении работ на кустовой площадке, и в рамках этого вопроса проанализированы вредные и опасные производственные факторы и рекомендованы мероприятия по их устранению.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1) Сургучев, Михаил Леонтьевич. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучев. — Москва: Недра, 1985. — 308 с.: ил.. — Библиогр.: с. 165)
- 2) Варианты полимерного заводнения залежи с высоковязкой нефтью / В.А. Мордвинов, В.В. Поплыгин, И.С. Поплыгина // Геология. Нефтегазовое и горное дело. 2015. № 14, с. 39
- 3) www.cse-inc.ru/technologies/vpp
- 4) Соркин А.Я., Ступоченко В.Е., Кан В.А., Жданов С.А. Эффективность применения потокоотклоняющих технологий в нагнетательных скважинах // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 3. — С.67-69
- 5) Академический журнал Западной Сибири, 10.2014, с. 114
- 6) Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приёмистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.15. — Москва, 2013. — 24 с.
- 7) Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х., Фахретдинов Р.Н. [и др.] Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал. — 2003. — № 9. — С. 4-22.
- 8) Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях Нефть. Газ. Новации, 06.15, с. 11
- 9) ОБЗОР ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ОПЫТА ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ - К.О. Каширина, И.Н. Эпов, Научный форум. Сибирь Том 2, № 1 2016, с. 8

10) РЕАГЕНТ ”овп-1 — ПРИМЕНЕНИЕ В ТЕХНОЛОГИЯХ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОП И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ - А.В.

Макаревич, ВГ. Пысенков, И.В, Лымарь, В.В. Пирожков, ЕМ. Паркалова, А.В.

Мелькуй, Нефтепромысловое дело 2/2008, с. 26

11: ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. – М: Стандартиформ, 2014. – 23 с.

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

13: ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартиформ, 1999. – 25 с.

14: ГОСТ 12.1.012-2004 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартиформ, 1990. – 20 с.

15: СП 51.13330.2011. Защита от шума.

16: СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение

17: ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление».

18: ГОСТ Р 12.1.019-2009. Система стандартов безопасности труда. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

19: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

20: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.

21: Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

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

Приложение А

Таблица 2 – Краткая характеристика потокоотклоняющих технологий

Наименование группы Технологий	Технология	Примечание	Используемые реагенты
Эмульсионные	ЭС	Эмульсионный состав	Нефть (бензиновая фракция), вода, эмульгатор «Нефтенол», «Алдинол-10», CaCl ₂
	ВЭС	Вязкий эмульсионный состав	Нефть, вода, эмульгатор («Нефтенол»/«Синол»), загуститель
	ЭСС, ЭДС	Эмульсионно-суспензионный состав; эмульсионно-дисперсный состав	Нефть, вода, эмульгатор «Нефтенол», CaCl ₂ , глинопорошок
	ВЭДС	Вязкий эмульсионно-дисперсный состав	Нефть, вода, эмульгатор, глинопорошок
	ВЭПС	Вязкий эмульсионно-полимерный состав	Нефть, вода, эмульгатор, ПАА, глинопорошок
Полимерные	ГОС «МЕТКА», ГОС «РОМКА»	Гелеобразующие системы	Водный р-р; МЕТКА-метилцеллюлозы+карбамида; РОМКА-метилцеллюлозы, роданистого аммония и карбамида
	СПС, СПС+ПАВ	Сшитые полимерные системы с добавлением ПАВ	ПАА+сшиватель (ацетат хрома)
	СПС+Наполнитель	Сшитые полимерные системы с дисперсными наполнителями	ПАА+сшиватель+наполнитель (мелкодисперсный карбонат Са, водонабухающий полимер, белая сажа)
	ВУС, ВУС+ПАВ, ГОС, ГОС-1	Вязкоупругие составы; гелеобразующие системы	ПАА+сшиватель; ПАА+сшиватель+ПАВ
	ПГС, ППГС	Полимер-гелевый состав; полимер-ПАВ-содержащий гелевый состав	ПАА+сшиватель; ПАА+сшиватель+НПАВ

Продолжение таблицы 2

	ПГС «РИТИН»	Полимер-гелевая система	Модифицированный водонабухающий ПАА
	ПГС «Темпоскрин-Люкс»	Полимер-гелевая система	
	ОГС	Осадко-гелеобразующий состав	Биоактивный ил+ПАА+сшиватель
	БП-92	Биополимер	БП-92
Полимер-дисперсно-волокнистые	ПДС, СПДС	Полимер-дисперсная система; сшитая полимер-дисперсная система	ПАА+глинопорошок; ПАА+сшиватель+глинопорошок
	СС	Структурированный состав	Водный раствор КМЦ+глинопорошок
	ПДНС	Полимер-дисперсная наполненная система	ПАА+сшиватель+глинопорошок, древесная мука
	ДСК	Дисперсно-содержащая композиция	ПАА, глинопорошок, древесная мука
	ВДПС	Волокнисто-дисперсная полимерная система	ПАА+сшиватель+глинопорошок+древесная мука+НПАВ
	МДПС	Модифицированная полимер-дисперсная система	ПАА+сшиватель+активированная глина
Термотропные	ГОС «ГАЛКА»	—	Карбамид+алюмохлорид
	«ТЕРМ», «ТЕРМОГЕЛЬ-1»	—	Карбамид+оксилохлорид алюминия
Осадкообразующие	ССС, ССК	Сульфатно-содовая смесь; сульфатно-содовая композиция	Чередующаяся закачка водных растворов $\text{Na}_2\text{SO}_4 + \text{Na}_2\text{CO}_3$ и CaCl_2
	ДООС	Дисперсный осадкообразующий состав	Активированная глина+сульфатно-содовая смесь
	ООС	Осадкообразующий состав	Чередующаяся закачка водных растворов $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, CaCl_2 , Na_2CO_3 , NaOH , CaCO_3 , NH_4Cl , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$, Na_2SO_4

Продолжение таблицы 2

Силикатные	СГС	Силикатный гелеобразующий состав	Силикат Na+многоосновные кислоты
	ОГОС, ОГС	Осадко-гелеобразующий состав	Силикат Na+CaCl ₂
	СПГ	Силикатно-полимерный гель	Силикат Na+HCl+ПАА
	ГОС АСС-1	Гелеобразующий состав на основе алюмосиликатов	Техническая вода, реагент АСС-1(жидкая или сухая форма)+ HCl

Таблица 6 – Наиболее благоприятные ГФУ для применения полимер-дисперсно-волоконистонаполненных систем

ГФУ применения	Технологии					
	СС	ПДС, СПДС	ПДНС	ДСК	ВДПС	МПДС
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный			Терригенный, полимиктовый	Терригенный, карбонатный	
Вид коллектора	Поровый, порово- трещиноватый	Поровый, порово-трещиноватый, трещинный				
Стадия разработки	3-4	4		3-4		
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная					
Средняя обводненность доб. продукции, %	75-90	90-98		75-98	70-98	75-98
Проницаемость, мкм ²	0,10-1,00	0,20-2,00		0,10-1,00	0,20- 2,00	0,05- 0,50
Соотношение проницаемостей пропластков, K _{max} /K _{min} , раз	2-5		1,5-4	2-10	2-15	1,5-15
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз)	Не регламентируется					
Песчанистость, доли ед.	0,3-1,0		0,4-1,0		0,5-1,0	0,6- 0,75
Коэффициент расчлененности N	2 ≤ N ≤ 7			2 ≤ N ≤ 10	1 ≤ N ≤ 9	2 ≤ N ≤ 8

Продолжение таблицы 6

Пластовая температура, °С	40-100	40-80	40-90	40-90	15-85	40-95
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Не реглам.	Пресная			<50	Пресная
Выработка, % от НИЗ	50-90		60-90			50-80
Приёмистость нагнетательной скважины, м³/сут	250-1000	250-2000		250-1500	500-800	300-1800
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м³	15-25	20-45	5-10	20-40	20-60	30-50
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	$3 \leq H \leq 40$				$3 \leq H \leq 50$	
Доп. добыча нефти, т на 1 скв.-обр.	890-490	1900-580	2100-640	1020-730	2600-700	2600-540

Таблица 7– Наиболее благоприятные ГФУ для применения полимерных технологий ВПП

ГФУ применения	Технологии							
	ГОС «МЕТКА », ГОС «РОМКА »	СПС, СПС+ ПАВ	СПС+ На- полнит ель	ВУ С, ВУ С +ПА В, ГОС	ПГ С, ПП ГС	ОГ С	ПГС «РИТ ИН»	ПГС «Темпоск рин»
Тип коллектора	Терриген ный, полимикт овый	Терригенный, карбонатный						
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый						Поровый, порово-трещиноватый, трещинный	
Стадия разработки	2-4	Не реглам.	3-4					
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная						Любая	
Средняяобводн енность доб. продукции, %	40-95	50-98	60-98	60- 90	50- 90	70- 98	75-98	40-99
Проницаемость , мкм ²	0,03-0,50		0,05- 2,00	0,03-0,50		0,2 0- 1,5 0	0,10- 1,50	0,08-5,00

Продолжение таблицы 7

Соотношение проницаемостей пропластков, K_{\max}/K_{\min} , раз	2-15	2-10	2-15	2-10	2-10	2-15	3-20	
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз)	до 20	Не регламентируется					> 10	Не реглам.
Песчанистость, доли ед.	Не реглам.	0,2-0,5	0,3-0,7	0,3-1,0			0,3-0,7	Не реглам.
Коэффициент расчлененности N	> 2	$2 \leq N \leq 7$	$2 \leq N \leq 5$			> 2	> 2	$2 \leq N \leq 15$
Пластовая температура, °С	45-100	40-80	40-80	40-90			до 100	до 90
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Не регламентируется		< 150	Не регламентируется			< 230	Пресная
Выработка, % от НИЗ	40-80	20-70	40-80	20-70	20-70	40-90	70-90	70-90
Приёмистость нагнетательной скважины, м³/сут	150-500	200-500	300-800	250-800	200-700	300-1000	300-1500	100-1500
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м³	3-50	10-60	20-100	15-30	12-20	10-100	15-150	5-50
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	$3 \leq H \leq 25$	$3 \leq H \leq 30$		$4 \leq H \leq 30$		$3 \leq H \leq 40$	$2 \leq H \leq 70$	$3 \leq H \leq 40$
Доп. добыча нефти, т на 1 скв.-обр.	590-380	3200-500	1400-400	1300-800	1300-490	1500-160	2900-550	3300-490

Таблица 9 – Наиболее благоприятные ГФУ для применения силикатных технологий

ГФУ применения	Силикатные технологии			
	СГС	ОГОС, ОГС	СПГ	ГОС АСС-1
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный	Терригенный		Карбонатный
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый			
Стадия разработки	2-4	3-4		
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная			
Средняя обводненностьдоб. прод., %	20-98	85-95	70-98	75-90
Проницаемость, мкм ²	0,08-2,00	0,05- 0,40	0,10- 1,00	0,05-1,00
Соотношение проницаемостей пропластков, K _{max} /K _{min} , раз	2-15	1,5-5	2-15	1,5-20
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз)	Не регламентируется			
Песчанистость, доли ед.	0,3-1,0	0,3-0,7	0,2- 0,5	0,3-1,0
Коэффициент расчлененности N	2 ≤ N ≤ 7	2 ≤ N ≤ 9	3 ≤ N ≤ 7	3 ≤ N ≤ 7
Пластовая температура, °С	40-200	40-150	40-95	Не реглам.
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Пресная			Не регламентируется
Выработка, % от НИЗ	40-80			50-80
Приёмистость нагн. скважины, м³/сут	250-750	250-800	600- 1000	250-750
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м³	5-40	6-35	20-30	5-20
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	3 ≤ Н ≤ 30	4 ≤ Н ≤ 30	3 ≤ Н ≤ 30	
Доп. добыча нефти, т на 1 скв.-обработ.	2100-470	2080- 470	3700- 400	1440-580