

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**Федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«Национальный исследовательский Томский политехнический университет»



<b>Инженерная школа</b>	Природных ресурсов
<b>Отделение</b>	Нефтегазовое дело
<b>Направление</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело
<b>Профиль</b>	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА****ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ  
ПРИЁМНОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НА НЕФТЯНЫХ  
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

УДК 622.276.432-047.44(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Полякова Наталия Игоревна		

Руководитель

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

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018

**Министерство образования и науки Российской Федерации**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

**Инженерная школа** Природных ресурсов  
**Отделение** Нефтегазовое дело  
**Направление** 21.03.01 Нефтегазовое дело  
**Профиль** Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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
2Б4П	Поляковой Наталии Игоревне

Тема работы:

Оценка эффективности методов выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1751/с от 14.03.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:	16.06.2018
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Технологическая схема разработки ЮЛТ П... месторождения, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий; обобщенное современное представление о методах и технологиях выравнивания профиля приёмистости; геолого-физические параметры залежи нефти, определяющие эффективное применение технологии выравнивания профиля приёмистости; влияние неравновесных явлений при фильтрации жидкости в неоднородных пластах на режим работы нагнетательных скважин; прогнозирование приёмистости нагнетательных скважин; определение наиболее благоприятных геолого-

	физических условий для применения технологии выравнивания профиля приёмистости; особенности процесса проведения работ по выравниванию профиля приёмистости; обзор наиболее распространенных химических реагентов, применяемых для выравнивания профиля приёмистости; определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания приёмистости нагнетательных скважин; критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приёмистости пласта в условиях разработки П... месторождения.
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы:**

Раздел	Консультант
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	Доцент, к.х.н. Глызина Татьяна Святославовна
«Социальная ответственность»	Доцент, к.х.н. Вторушина Анна Николаевна

**Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:**

Методы и технологии выравнивания профиля приемистости на нагнетательных скважинах
Технология выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин нефтяных месторождений Западной Сибири
Оптимальное решение по выбору технологии выравнивания профиля приемистости скважин (выводы и рекомендации)
Социальная ответственность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	18.02.2018
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			18.02.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б4П	Полякова Наталия Игоревна		18.02.2018

## **Обозначения, определения и сокращения**

**АСПО** – асфальтосмолопарафиновые отложения;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ВПП** – выравнивание профиля приёмистости;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**НФС** – низкое фильтрационное сопротивление;

**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;

**КНС** – кустовая насосная станция;

**ГФУ** – геолого-физические условия геолого-физических условий;

**ОЭ** – обратная эмульсия;

**ЩПСК** – щелочная полимерсуспензионная композиция;

**ОПР** – опытно-промышленные работы;

**ИНФП** – изменение направления фильтрационных потоков;

**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 80 страниц, в том числе 12 рисунков, 17 таблиц. Список литературы включает 22 источника. Работа содержит 1 приложение.

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

Объектом исследования являются нагнетательные скважины, на которых применяются технологии по выравниванию 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, а так же алгоритм оценки технологической эффективности, в том числе на основе проведения работ на П... месторождении.

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 проводят с использованием сшитых гелей и поверхностно активных веществ, закачиваемых в скважину.

Область применения: данные технологии целесообразно применять на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, и характеризующихся высокой обводнённостью добываемой продукции.

## Оглавление

ВВЕДЕНИЕ .....	8
1. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ .....	10
1.1. Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий .....	10
1.2. Обобщенное современное представление о методах и технологиях выравнивания профиля приёмистости .....	11
1.2.1. Эмульсионные технологии выравнивания профиля приёмистости .....	13
1.2.2. Полимерные технологии выравнивания профиля приёмистости .....	14
1.2.3. Полимер-дисперсно-волокнистые технологии выравнивания профиля приёмистости .....	15
1.2.4. Термотропные технологии выравнивания профиля приёмистости .....	16
1.2.5. Осадкообразующие технологи выравнивания профиля приёмистости .....	17
1.2.6. Силикатные технологии выравнивания профиля приёмистости .....	18
1.2.7. Нефтеотмывающие технологии выравнивания профиля приёмистости .....	18
1.3. Геолого-физические параметры залежи нефти, определяющие эффективное применение технологии выравнивания профиля приёмистости .....	19
1.4. Влияние неравновесных явлений при фильтрации жидкости в неоднородных пластах на режим работы нагнетательных скважин .....	22
1.5. Прогнозирование приёмистости нагнетательных скважин .....	24
2. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ .....	26
2.1. Определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии выравнивания профиля приёмистости .....	26
2.2. Особенности процесса проведения работ по выравниванию профиля приёмистости .....	29
2.3. Обзор наиболее распространенных химических реагентов, применяемых для выравнивания профиля приёмистости .....	35
2.4. Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания приёмистости нагнетательных скважин .....	41
2.5. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приёмистости пласта в условиях разработки П... месторождения .....	45

2.5.1. Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости .....	46
2.5.2. Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия .....	47
2.5.3. Анализ текущего состояния разработки участка воздействия .....	48
2.5.4. Анализ истории применения технологий выравнивания профиля приемистости на участке .....	499
2.5.5. Технологическая эффективность выравнивания профиля приемистости на основе проведения работ на П... месторождении .....	50
<b>3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ) .....</b>	<b>54</b>
<b>4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>57</b>
4.1. Расчёт нормативной продолжительности выполнения работ по выравниванию профиля приемистости скважин.....	57
4.2. Нормативная база для расчёта сметы на выполняемые работы.....	58
4.3. Расчёт сметной стоимости работ .....	59
<b>5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>66</b>
5.1. Производственная безопасность при выполнении работ на кустовой площадке.....	67
5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	68
5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	70
5.2. Экологическая безопасность.....	73
5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	74
5.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	76
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>78</b>
<b>Источники информации: .....</b>	<b>79</b>

## 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. Однако при закачке пресных подрусловых вод, вод открытых водоемов, сточных вод нефтепромыслов, применяемых в системе заводнения, может происходить заиливание поверхности фильтрации вносимыми с водами взвешенными веществами, нефтепродуктами и др., что приводит к снижению, а иногда и полной потере приемистости. Кроме того, на высокую и устойчивую приемистость оказывает влияние и подготовка призабойной зоны нагнетательных скважин, вводимых под закачку из бурения или переводимых из эксплуатационного фонда. Подготовка призабойной зоны пласта включает в себя очистку от глинистого раствора, асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), других механических примесей, отлагавшихся в процессе эксплуатации скважин, причем не всегда применяемые методы воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП) обеспечивают необходимые темпы закачки.

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. По этой причине основной объем закачиваемой воды фильтруется по высокопроницаемым промытым каналам, оставляя невыработанными менее проницаемые объемы продуктивного пласта.

В связи с этим необходимо применять эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик в ПЗП, позволяющие



качественно и количественно восстановить ее и увеличить охват пластов заводнением.

Поэтому вопрос предупреждения потери приемистости и выявление основных причин ее ухудшения в настоящее время остается актуальным в связи с постоянно меняющимися во времени пластовыми условиями, экономическими затратами и ужесточением экологических требований.

Данную задачу можно решить применением технологий выравнивания профиля приемистости (ВПП), 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. МЕТОДЫ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НА НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ**

### **1.1. Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий**

Широкомасштабное внедрение потокоотклоняющих технологий на месторождениях, вступивших в заключительную стадию разработки, является одним из наиболее перспективных методов стабилизации добычи нефти и снижения себестоимости продукции. На основании большого количества экспериментов установлено, что наиболее надежным вариантом в серии потокоотклоняющих технологий являются закачки полимерных составов.

Наибольший эффект от применения закачки полимерных составов достигается при воздействии на обводнившиеся в процессе разработки залежи с высокой зональной и послойной неоднородностью, а также трещиноватые пласты. При разработке таких объектов прорыв воды в добывающие скважины происходит по высокопроницаемой части коллектора. Для увеличения охвата воздействием менее проницаемой части продуктивного пласта при прогрессирующем обводнении применяются технологии, основанные на ограничении фильтрации нефтewытесняющего агента по промытым зонам коллектора. Это приводит к перераспределению энергии закачиваемой в пласт воды и извлечению нефти из невыработанных зон, обеспечивая тем самым регулирование заводнения и повышение конечной нефтеотдачи. На поздней стадии разработки месторождения, при наличии обширных зон, промытых водой, технологии, направленные на ограничение движения нефтewытесняющего агента, являются одними из основных способов регулирования заводнения и повышения нефтеотдачи пласта.

Одной из таких технологий является технология выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин. Она эффективно решает задачу повышения коэффициента извлечения нефти и увеличения охвата залежи процессами вытеснения при:

- больших значениях обводненности добываемой продукции (от 75%) или более высоком темпе обводнения по сравнению с плановым при текущей выработке запасов;
- наличии внутриконтурной системы поддержания пластового давления (ППД), что исключает потери реагента;
- соотношении вязкостей нефти и воды в пластовых условиях более 3–5 единиц;
- наличии невырабатываемых зон и интервалов;
- наличии суперколлекторов или развитой системы трещин, подтвержденном индикаторными исследованиями [2].

На сегодняшний день технологии по ВПП 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 сшивателей, растворы которых способны проникать вглубь пласта и создавать в пластовых условиях потокоотклоняющие 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].

## **1.2. Обобщенное современное представление о методах и технологиях выравнивания профиля приёмистости**

Работы по выравниванию профиля приёмистости (расхода вытесняющего агента) в нагнетательных скважинах направлены на регулирование процесса разработки нефтяных залежей 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 отдельные интервалы (зоны) по толщине пласта или пропластка проводят обработки с применением временно изолирующих материалов (суспензии или эмульсии, осадкообразующие растворы, гелеобразующие или твердеющие материалы на органической или неорганической основе) [3].

Цели и задачи технологий выравнивания профиля приемистости:

- увеличение коэффициента охвата пласта воздействием за счет изменения направлений фильтрационных потоков закачиваемого агента в пласт, снижения проницаемости каналов низких фильтрационных сопротивлений (НФС);
- получение дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта;
- снижение эксплуатационных затрат на добычу попутнодобываемой воды.

Объектом применения является нагнетательная скважина как очаг заводнения участка продуктивного пласта, ограниченного первым рядом сетки реагирующих эксплуатационных скважин [4].

Большое распространение получили технологии увеличения нефтеотдачи за счет увеличения коэффициента охвата пласта вытеснением посредством блокирования высокопроницаемых водопромытых каналов фильтрации, т.е. создания водоотклоняющих барьеров. Существуют различные технологии создания отклоняющих барьеров. Если барьер создается вблизи призабойной зоны пласта, технологии классифицируются как ВПП, если барьер образуется в межскважинном пространстве пласта, – такие методы относятся к потокоотклоняющим технологиям (ПОТ). 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 м<sup>3</sup>. То есть это технологии, которые относятся к ВПП.

К настоящему времени разработано, запатентовано и предложено к использованию несколько сотен различных реагентов и композиций, а также способов их применения для ВПП, которые могут классифицироваться по различным принципам. Наиболее популярна упрощенная классификация: 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-волоконистые, термотропные, осадкообразующие, силикатные, нефтеотмывающие. Краткая характеристика технологий приведена в таблице 1 приложения А. Рассмотрим каждую технологию подробнее.

### **1.2.1. Эмульсионные технологии выравнивания профиля приёмистости**

Обратные эмульсии (вода в масле) достаточно широко используются для изоляции высокопроводящих водопромытых зон фильтрации как в добывающих, так и в нагнетательных скважинах, в том числе и на месторождениях Западной Сибири. Физика процесса снижения проводимости таких участков (пропластков) заключается в снижении скорости фильтрации эмульсии из-за высокой вязкости этой системы и образования четочного течения эмульсии, дисперсной фазы (в случае наполнения эмульсии каким-либо дисперсным материалом: мел, глина) и дисперсионной среды.

Эмульсионные технологии относятся к наиболее «мягким», поскольку не тампонируют каналы фильтрации на все последующее время. При движении обратной эмульсии в пористой структуре происходит выделение водной фазы и слияние капель воды, т.е. по мере удаления от ствола скважины происходит разрушение состава. Также общеизвестно, что стабильность эмульсий зависит от температуры: чем выше температура, тем быстрее разрушается эмульсия.

Пластовые температуры месторождений Западной Сибири достаточно высоки: 60–105°C и выше, и время жизни эмульсий в таких условиях довольно ограничено.

### **1.2.2. Полимерные технологии выравнивания профиля приёмистости**

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

- метилцеллюлозы («РОМКА», «МЕТКА»);
- полиакриламидов различного строения, молекулярной массы и степени гидролиза: 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.

Самое широкое промышленное распространение в Западной Сибири нашли различные модификации сшивающихся полиакриламидов. В качестве сшивателя чаще всего используется ацетат хрома, реже – бихроматы калия или натрия с введением в систему реагентов, восстанавливающих шестивалентный хром до трехвалентного.

Физика процесса снижения проводимости наиболее проницаемых водопромытых пропластков при ВПП сшитыми полиакриламидными системами заключается в заполнении этих зон и участков первоначально маловязким раствором полимера и сшивателя и полной или весьма существенной их закупоркой образующимся при сшивке трехмерным пространственным

полимером, обладающим высоким фактором сопротивления при фильтрации воды.

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.

Общеизвестно, что сшитые ПАА подвержены термоокислительной деструкции. В пластовых условиях, особенно при повышенных температурах (более 75–80°C), они довольно быстро деградируют и, разлагаясь на низкомолекулярные «обрывки» пространственных макромолекул, утрачивают способность сдерживать поток нагнетаемой в пласт воды. Как правило, проницаемость обработанных зон практически полностью восстанавливается через 4-6 месяцев, и участок требует повторной обработки.

Механизм действия водонабухающих полимеров отличен от описанного выше. Физика ВПП в данном случае имеет закупоривающий кольматирующий характер: полимер-гелевые частицы закачиваемого раствора, а точнее суспензии, попадая в водопроводящие высокопроницаемые каналы и трещиноватые пропластки, закупоривает их при разбухании полимеров.

Следует отметить, что полимеры «Темпоскрин» и «Ритин» практически не подвержены термоокислительной деструкции. С учетом данного обстоятельства технологии, основанные на их применении, следует характеризовать как весьма «жесткие».

### **1.2.3. Полимер-дисперсно-волоконистые технологии выравнивания профиля приёмистости**

Полимер-дисперсно-волоконисто наполненные системы отнесены к самостоятельной группе технологий, которые объединяет один присущий им признак: 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 волокнистого материала – древесная мука. Подбором типа и концентраций полимера и глины в полимер-дисперсных системах создают условия полного связывания (флоккуляции) полимером частиц глины с образованием устойчивых полимерно-глинистых глобул значительных размеров, движение которых в пористой среде затруднено или даже практически невозможно. Древесная мука, во-первых, набухает и «распушается» при введении ее в воду, что само по себе резко увеличивает вязкость раствора, а во-вторых, вступает в межмолекулярное взаимодействие с полимером за счет действия электрофизических сил – водородных связей, тем самым 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-волокнустых систем в разряд наиболее «жестких».

#### **1.2.4. Термотропные технологии выравнивания профиля приёмистости**



Термотропные технологии характеризуются и отличаются тем, что фактором, обуславливающим образование из применяемых реагентов блокирующего воду экрана, является температура, точнее тепловая энергия пласта. Маловязкие при низких температурах растворы в условиях высоких пластовых температур превращаются в гели. Отметим, что вязкость исходных растворов сопоставима с вязкостью, закачиваемой или пластовой воды, требуемая для инициации гелеобразования температура составляет 70–120°C. Физика использования термотропных реагентов в технологиях ВПП аналогична таковой в сшитых полимерных системах: заполнение высокопроницаемых зон и участков первоначально маловязким раствором и их закупорка образующимся гелем.

#### **1.2.5. Осадкообразующие технологии выравнивания профиля приёмистости**

Осадкообразующие технологии имеют, пожалуй, 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  $\text{CaCl}_2$  и сульфата натрия  $\text{Na}_2\text{SO}_4$  приводит к образованию нерастворимого осадка сульфата кальция  $\text{CaSO}_4$ , способного достаточно эффективно закупорить поровое пространство породы.

Таким образом, физика процесса снижения проводимости водопромытых пропластков в данном случае заключается в их закупорке образующимся нерастворимым осадком. 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.

### **1.2.6. Силикатные технологии выравнивания профиля приёмистости**

Силикатные технологии основаны на использовании 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.

В роли инициаторов гелеобразования могут выступать соединения различной природы: кислоты, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения. Находит применение также технология с использованием алюмосиликата, инициатором гелирования в которой выступает соляная кислот.

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.

### **1.2.7. Нефтеотмывающие технологии выравнивания профиля приёмистости**

Нефтеотмывающие технологии направлены в первую очередь на увеличение нефтеотдачи за счет доотмыва остаточной нефти. Отмыв

производится с помощью ПАВ, снижающих поверхностное натяжение на границе раздела вода/нефть. В последнее время в Западной Сибири находят применение закачки в нагнетательные скважины малообъемных оторочек ПАВ: 10–20 м<sup>3</sup> на 1 погонный метр интервала перфорации.

Зачастую, особенно при низкой приемистости скважин в зонах низкопроницаемого коллектора (10–20 мД), такому воздействию предшествует кислотная обработка призабойной зоны (ОПЗ). Например, в призабойную зону закачивается (1,5–7,5 м<sup>3</sup> на 1 м интервала перфорации) реагент «Алдинол-20», представляющий собой водный раствор соляной кислоты, смеси многоатомных спиртов, катионных и неионогенных ПАВ, и продавливается в пласт оторочкой (10–15 м<sup>3</sup> на 1 м интервала перфорации) композицией «ПолиПАВ» – водогликолевым раствором анионных и неионогенных ПАВ. Применяется также комплексное потокоотклоняющее и нефтеотмывающее воздействие, включающее работы по ВПП, например, СПС или СПС+дисперсный наполнитель, и закачку «ПолиПАВ». Стоит отметить, что «доотмыв» нефти в рассмотренных случаях происходит только в непосредственной близости от ствола нагнетательной скважины – в радиусе не более 4–6 м. То есть доотмыв нефти играет здесь положительную роль, которая заключается прежде всего в снижении нефтенасыщенности призабойной зоны пласта (ПЗП) и, соответственно, увеличении фазовой проницаемости для закачиваемой воды, т.е. приемистости скважины. В этом, собственно, и заключается физика процесса воздействия [5].

### **1.3. Геолого-физические параметры залежи нефти, определяющие эффективное применение технологии выравнивания профиля приёмистости**

Как правило, общими основными критериями для подбора участков/скважин для проведения технологии ВПП 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 [4].

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

- залежи нефти характеризуются высокой зональной и послойной неоднородностью пластов, вызывающей преимущественную выработку высокопроницаемых зон и участков пласта;
- имеется 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, вызванное как геологическими особенностями строения коллекторов (значительная расчлененность), так и технологическими аспектами процесса разработки (не всегда обоснованное проведение гидроразрыва пласта (ГРП), форсированный отбор и т.д.).

В настоящее время отработан широкий комплекс технологий ВПП. По каждой технологии получение максимального технологического эффекта укладывается в довольно узкий интервал геолого-физических характеристик пластов. Неправильный выбор технологии не только снижает технологическую эффективность обработки, но и иногда приводит к получению отрицательных результатов, которые часто носят необратимый характер и для своего устранения требуют больших материальных затрат. Поэтому правильный выбор технологии воздействия для конкретного объекта является основным этапом работ при применении методов воздействия на пласт и увеличения добычи нефти [6].

Обобщение многолетнего опыта и анализ литературных данных позволили создать «матрицу» применимости данных технологий в Западной Сибири в зависимости от основных наиболее значимых геолого-физических и промысловых параметров, а именно: 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. Разработанная матрица приведена в таблице 1.

Таблица 1 – Матрица применимости технологий ВПП с учетом основных геолого-физических и промысловых условий

Параметры	Технологии						
	Эмульсионные	Полимерные	Полимер-дисперсно-волоконистые	Термотропные	Осадкообразующие	Силикатные	Нефтеотмывающие
Пластовая температура, °С	40-85	40-90	40-95	70-125	0-200	40-200	0-90
Степень выработки, % от НИЗ	30-80	30-90	50-90	40-80	30-80	40-80	30-90
Обводненность продукции по участку, %	40-90	40-95	70-100	40-95	40-100	60-95	30-90
Проницаемость, мД	50-1000	до 1500	150-1500	до 750	до 500	50-1000	до 1500
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	0-20
Приёмистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут	150-900	200-1500	250-1500	150-500	200-1500	250-1100	50-1500

На основании методов математической статистики был проведен анализ ряда геолого-физических параметров, который позволил для каждой из технологий обосновать оптимальный диапазон геолого-физических параметров пластов, обеспечивающий максимально возможную технологическую эффективность. Не останавливаясь подробно на детальном анализе, можно сделать следующие выводы:

- на эффективность применения рассмотренных технологий основное влияние оказывают проницаемость коллекторов пласта и нефтенасыщенная толщина. Наибольшая эффективность применения анализируемых технологий наблюдается в низкопроницаемых зонах пласта;
- относительно остальных геологических параметров, таких как начальная нефтенасыщенность порового пространства коллекторов и пористость, сделать однозначные заключения не представляется возможным, т.к. они являются либо статистически не значащими, либо обладают значительной мультиколлинеарностью.

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

#### **1.4. Влияние неравновесных явлений при фильтрации жидкости в неоднородных пластах на режим работы нагнетательных скважин**

Для технологического решения вопросов разработки и эксплуатации нефтяных месторождений целесообразно более подробно рассмотреть неоднородность коллекторских свойств внутри единого пласта или морфологическую неоднородность.

При классификации морфологической неоднородности выделяют следующие ее разновидности:

- неоднородность, связанная с расслаиванием горизонта на несколько пластов и пропластков, широко развитых по площади;
- неоднородность, вызванная частичным замещением коллекторов глинами, в связи с чем уменьшается суммарная толщина продуктивного

пласта;

- неоднородность, выраженная изменением свойств горизонта по толщине в связи с фациальной изменчивостью (наличие участков линз, полулинз непроницаемых пород).

Наибольший интерес представляет литологическая неоднородность нефтеносных горизонтов, т.е. неоднородность, связанная с фильтрационными процессами в трещиновато-пористых коллекторах, в песчаниках с беспорядочными включениями глины. Как известно, такие коллектора представляются в виде сред с двойной пористостью, где имеются высокопроницаемые (трещины, песок) и малопроницаемые участки (блоки, глины).

При фильтрации жидкости в таких неоднородных пластах имеют место неравновесные эффекты. Поскольку давление жидкости в высоко и малопроницаемых зонах различно, между ними начинаются обменные процессы - переток жидкости. Причем эти внутренние процессы системы (перетоки жидкости) идут со временем релаксации, соизмеримым с временем действия внешнего нестационарного поля давления, т.е. имеет место неравновесность потока. Многочисленные исследования показывают, что неравновесность потока положительным образом сказывается на коэффициенте охвата пласта заводнением. Во время повышения давления нагнетания жидкость внедряется в труднодоступные малопроницаемые участки. При снижении давления нагнетания первым уменьшается давление в высокопроницаемых зонах и нефть перемещается из застойных малопроницаемых нефтенасыщенных блоков в участки активного дренирования, откуда основным фильтрационным потоком может быть извлечена на поверхность. В случае равновесного состояния системы (давления в высоко и малопроницаемых участках равны и потому обменные процессы отсутствуют), значительная часть запасов нефти в малопроницаемых слоях остается неохваченной нагнетаемой водой.

Таким образом, целенаправленное использование неравновесных

эффектов при фильтрации в неоднородных пластах способствует более полному охвату заводнением малопроницаемых гидродинамически взаимосвязанных нефтенасыщенных участков. К технологическим условиям разработки, в которых проявляется неравновесность потока, относится периодическое нагнетание воды. В условиях резко неоднородного по проницаемости коллектора периодическая работа нагнетательных скважин повышает эффективность заводнения за счет увеличения коэффициента охвата пласта воздействием.

### **1.5. Прогнозирование приемистости нагнетательных скважин**

Прогнозирование приемистости нагнетательных скважин может быть полезным в вопросах текущего планирования периодического заводнения, в определении оптимальной схемы распределения рабочего времени кустовых насосных станций (КНС). Режим работы нагнетательных скважин и КНС при периодическом воздействии на залежь имеет ряд особенностей: нагнетательные скважины работают при полностью открытых задвижках; насосные агрегаты включены на полную мощность, функционируют без дросселирования потока.

В этом случае плановое количество нагнетаемой воды регулируется только периодичностью и суммарным временем работы скважины. Однако в пределах нескольких или даже одного цикла уровень установленного расхода нагнетаемой воды существенно колеблется.

Многочисленные случайные факторы (нарушение режимов работы добывающих скважин, аварии в системе поддержания пластового давления), изменение фильтрационных свойств пласта способствуют этому. Поэтому целесообразно рассмотреть вопрос определения будущих значений приемистости нагнетательной скважины по имеющимся замерам расходов, интерферирующих с ней скважин.

Модель прогноза позволит определить будущие значения расхода для тех нагнетательных скважин, которые к моменту рассмотрения процесса временно



остановлены; позволит контролировать ход заводнения на месторождениях, где замеры по тем или иным причинам затруднены [7].

## **2. ТЕХНОЛОГИЯ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ**

### **2.1. Определение наиболее благоприятных геолого-физических условий для применения технологии выравнивания профиля приёмности**

В идеальном варианте для оптимального подбора технологии и реагента, воздействующего на пласт, необходимо провести лабораторные исследования керна. Но они являются достаточно дорогостоящими, поэтому на сегодняшний день выбор технологии осуществляется исходя из представления о геологическом строении месторождения, истории его разработки и изучении опыта применения подобного рода технологий на месторождениях с аналогичным строением пластов. Имея достаточно большой набор информации о физико-химическом воздействии на пласт можно определить область применения той или иной технологии ВПП.

Проанализировав таблицы 2 – 6 (приложение А), в которых отражены благоприятные геолого-физические условия для каждой из групп технологий ВПП, в качестве общих рекомендаций по применению данных технологий можно отметить наличие терригенных и карбонатных, поровых и трещинно-поровых нефтегазоносных пластов-коллекторов с выраженной емкостной и фильтрационной неоднородностью по мощности, характеризующихся высоко и низкопроницаемыми, а также среднепроницаемыми интервалами. Обязательно наличие системы заводнения (площадная, рядная, очагово-избирательная, приконтурная) и начальной приемности не менее 150 м<sup>3</sup>/сут. Стадия разработки месторождения не регламентируется.

Одной из наиболее ёмких производственных характеристик, отражающих оптимальное сочетание факторов производства, применяемых для получения максимально возможного результата, является технологическая эффективность. Технологическая эффективность эмульсионных технологий ВПП, внедренных в Западной Сибири, лежит в пределах 350 – 1900 т дополнительно добытой нефти

на 1 обработанную нагнетательную скважину и в наибольшей мере зависит от степени выработки объекта, а также таких геолого-физических параметров, как расчлененность, степень неоднородности по проницаемости, эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, пластовая температура. Геолого-физические условия для применения эмульсионных составов отражены в таблице 2 (приложение А).

Технологическая эффективность ВПП сшитыми полимерными системами в Западной Сибири лежит в пределах 400 – 3200 тонн на скважино-операцию дополнительно добытой нефти, при этом стоит отметить, что более эффективны обработки участков с невысоким обводнением, примерно 60 – 80 % и невысокой выработкой – 20 – 40 % от НИЗ. С увеличением выработки запасов эффективность существенно снижается.

Технологическая эффективность применения рассматриваемых водонабухающих полимеров определяется приемистостью обрабатываемых скважин, которая, в свою очередь, зависит от проницаемости пласта (предпочтительно 1000 – 5000 мД) и его природной или техногенной трещиноватости, и составляет 490 – 3300 тонн на скважино-операцию. Важную роль при этом играет расчлененность и степень неоднородности пласта по проницаемости слагающих пропластков: предпочтительное соотношение проницаемостей пропластков составляет  $5 \leq K_{\max}/K_{\min} \leq 20$ . Более подробная информация о благоприятных ГФУ для применения полимерных технологий ВПП приведена в таблице 4 (Приложение А).

Полимер-дисперсно-волокнисто наполненные системы применяют на более поздних стадиях выработки объектов: при обводнённости 80 – 98 % и отборах от НИЗ 80 % и более. Технологическая эффективность рассматриваемых методов ВПП составляет 500 – 2600 тонн на скважино-операцию и, как у других технологий, снижается по мере увеличения выработки запасов. Благоприятные геолого-физические условия для применения данных систем отражены в таблице 3 (Приложение А).

Термотропные технологии нашли довольно широкое применение, в первую очередь на юрских пластах, характеризующихся высокими температурами 85 – 110 °С и, как правило, низкой проницаемостью – до 30 мД. И их технологическая эффективность составляет 390 – 1450 тонн на скважино-операцию. Более подробная информация о благоприятных ГФУ для применения отмеченных термотропных технологий ВПП приведена в таблице 5 (Приложение А).

Осадкообразующие технологии также довольно широко используются в Западной Сибири, эффективность их применения колеблется в пределах 400 – 2900 тонн на скважино-операцию. Наиболее благоприятные геолого-физические условия их применения приведены в таблице 5 (Приложение А).

Эффективность силикатов для ВПП в Западной Сибири является одной из самых больших и составляет 400 – 3700 тонн на скважино-операцию. Рекомендуемые области геолого-физических условий применения данных технологий приведены в таблице 6 (Приложение А).

Эффективность применения отмеченных в таблице 1 (Приложение А) нефтеотмывающих технологий в условиях Западной Сибири колеблется на уровне 160 – 860 тонн на скважино-операцию и определяется в основном степенью выработки пласта (предпочтительно не более 40 – 50 % от НИЗ), песчаностью (до 60 %) и расчлененностью участков воздействия (не менее 6 – 8 пропластков). Наиболее благоприятные и рекомендуемые области геолого-физических условий применения данных технологий приведены в таблице 6 (Приложение А).

В качестве общей рекомендации можно отметить, что на второй и третьей стадиях разработки при невысокой выработке (30 – 40 % НИЗ) и невысокой обводнённости участков (40 – 70 %) следует применять «мягкие» технологии: эмульсионные, сшитые полимерные системы. По мере увеличения выработки и обводнённости предпочтение следует отдавать более «жестким» технологиям: эмульсионно-суспензионным, полимер-дисперсным, осадкообразующим, силикатным. В конце третьей и на четвертой стадии разработки при выработке

70 – 90 % НИЗ и обводнении 80 – 98 % следует использовать максимально «жесткие» технологии: вязкие эмульсионно-дисперсионные, полимер-дисперсионно-волокнуто наполненные системы, водонабухающие полимеры. Нефтеотмывающие технологии могут применяться на любой стадии разработки и выработки пласта.

Выбор оптимального метода обеспечит максимальную эффективность, возможную в данных ГФУ.

## 2.2. Особенности процесса проведения работ по выравниванию профиля приёмистости

Механизм ВПП направлен на увеличение коэффициента охвата за счет блокирования промытых пропластков, вовлечения в разработку ранее не дренируемых участков и перераспределения фильтрационных потоков в вертикальной и латеральной плоскостях.

Применение технологий возможно в том числе при наличии гидродинамической связи между пропластками. Растворы (гелеобразующие компоненты с применением различных сшивателей) заполняют пропластки и тем самым создают гидроизоляцию в пласте, что помогает направить потоки воды к добывающей скважине и тем самым увеличить дополнительный приток нефти.

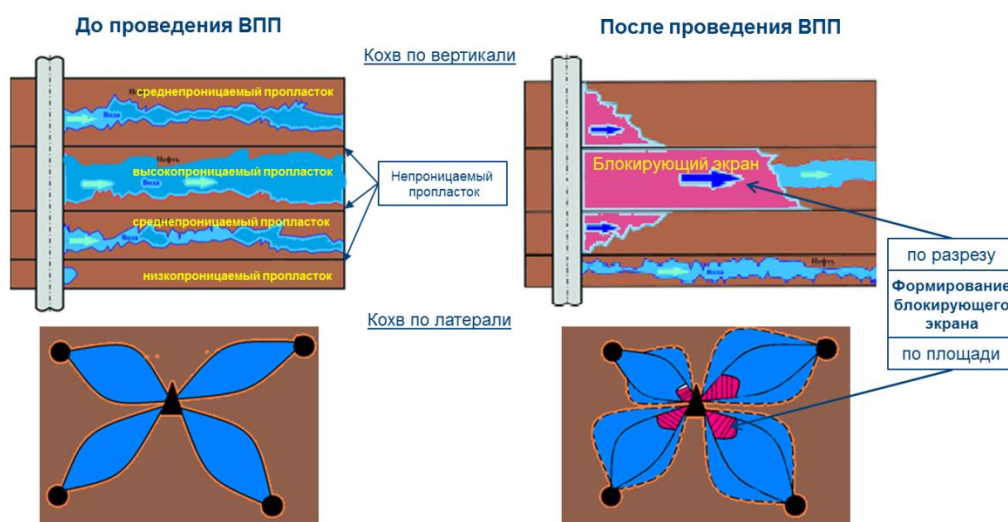


Рисунок 1 – Механизм технологии выравнивания профиля приемистости

Создание водоизолирующего экрана решается с помощью химических реагентов, которые в течение определенного времени формируют в поровом (или трещинном) пространстве ПЗП водоизолирующую массу, которая образуется селективно лишь в пространстве, занятом водной или преимущественно водной фазой (рисунок 1).

Для образования изолирующего материала необходимо как минимум наличие двух компонентов: основного компонента, называемого водоизолирующим реагентом, и вспомогательного. Рассмотрено значительное число химических реагентов, для каждого из которых уточнена область наиболее эффективного применения, а также их преимущества и недостатки. В зависимости от химической природы реагента и способа приготовления процесс образования изолирующей массы может идти по следующим механизмам:

- осадкообразование,
- гелеобразование,
- затвердевание,
- коагуляция и т.д.

Объем закачиваемой жидкости определяется структурой и особенностью пород и составляет от 200 до 5000 м<sup>3</sup>.

Непосредственно работы по ВПП начинаются с составления геолого-технической характеристики скважины, на которой проводятся данные работы.

Затем начинается подготовительный этап, который включает в себя подготовку нагнетательной скважины (схема обвязки устья представлена на рисунке 2) к проведению работ по закачке химических реагентов:

- проверить исправность задвижек и арматуры;
- обеспечить наличие рабочей площадки;
- определить начальную приемистость скважины;
- установить заглушки на низлежащие пласты;
- остановить скважину, определить и предоставить место забора воды для проведения работ;

- обеспечить проведение работ постоянным давлением на водоводе и необходимым количеством воды для приготовления химических композиций (в случае планируемого отключения подачи воды или снижения давления на водоводе поставить в известность мастера бригады не менее чем за сутки до отключения);
- завезти на куст химические реагенты в необходимом количестве (концентрация реагентов, технология и объем закачки может изменяться в зависимости от фактической приемистости);
- специальная техника должна быть установлена на расстоянии не менее 10 м от скважины.

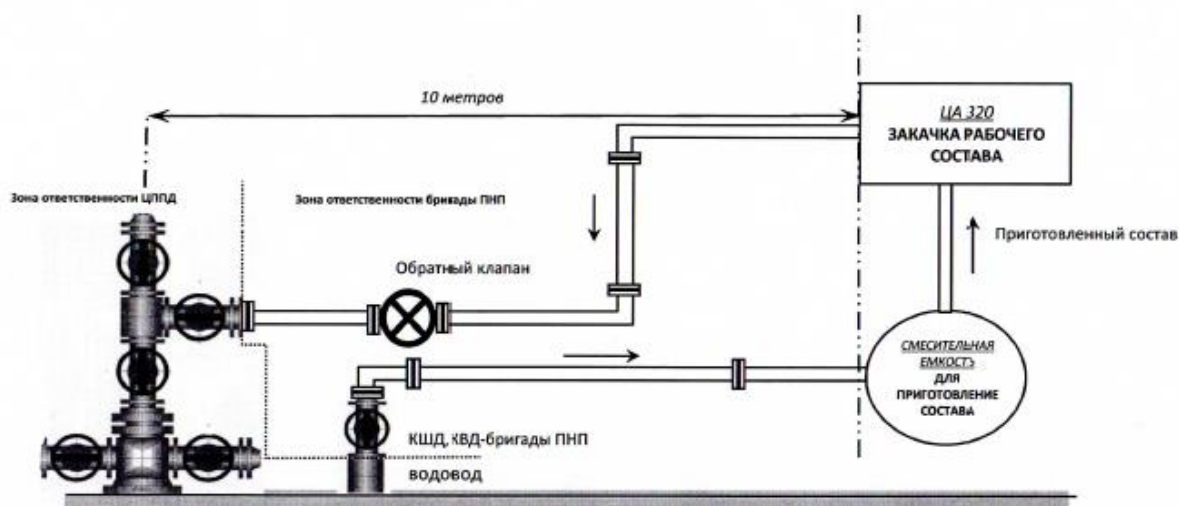


Рисунок 2 – Схема обвязки устья нагнетательной скважины при выполнении работ по выравниванию профиля приемистости

Закачка химического реагента в скважину производится при помощи передвижной установки по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32 (рисунок 3). Предназначена для приготовления и закачки в скважину полимерных и других растворов из сыпучих химических реагентов с заданным расходом в пределах возможной производительности с целью повышения нефтеотдачи пластов. Включает в себя систему дозирования сухого реагента, систему приготовления полимерного раствора, систему загрузки и дозирования полимерного сшивателя, систему нагнетательного насоса высокого давления и систему управления и контроля.

Таблица 2 – Технические характеристики установки УДР-32М

Производительность насоса высокого давления		Максимальное давление закачки, атм	Производительность дозирующих устройств		Обеспечиваемый диапазон концентраций реагента % от объема воды	
м <sup>3</sup> /час	м <sup>3</sup> /сут		Шнек дозатор порошка полимера, кг/час	Дозировочный насос подачи раствора сшивателя, м <sup>3</sup> /час	Полимер	Сшиватель
2-12,5	48-300	170	2-120	0,007-0,063	0,012-1	1,5*10 <sup>-3</sup> -0,1

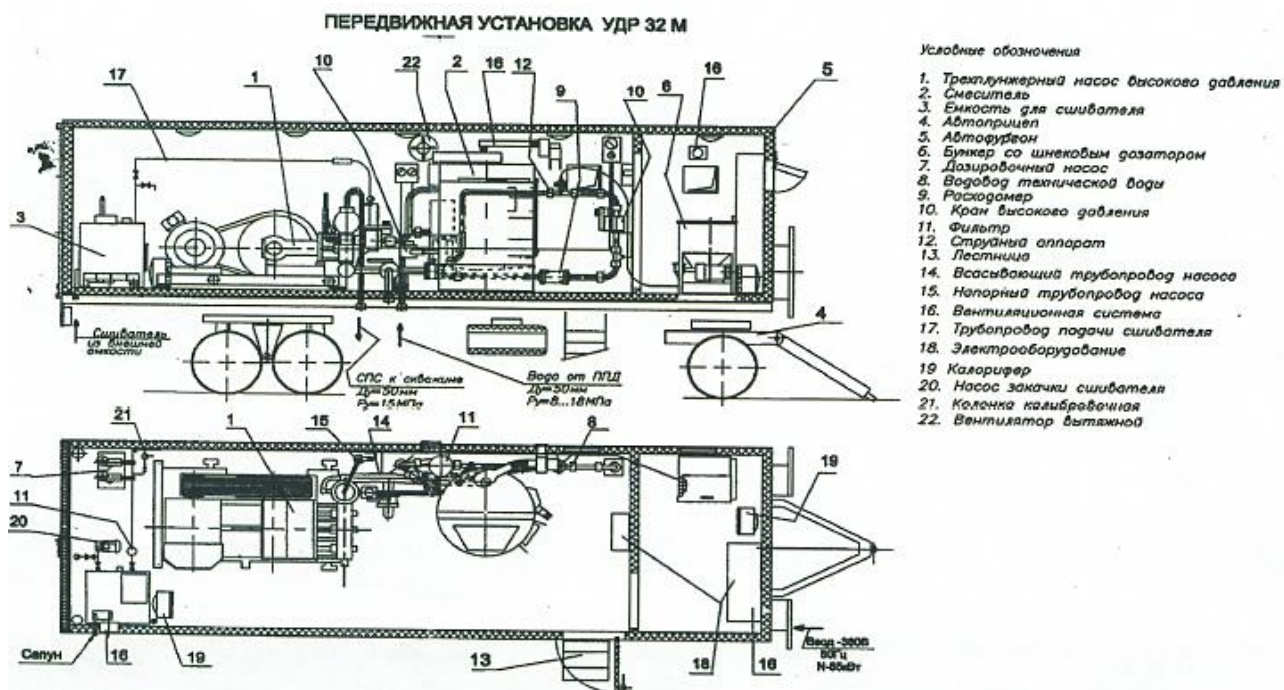


Рисунок 3 – Схема установки УДР-32М

Комплект оборудования для обвязки арматуры скважины и водовода с установкой представлен в таблице 3.

Таблица 3 – Комплект оборудования для обвязки с арматурой скважины

Наименование	Предназначение
Фланец с БРС	Обвязка буфера арматуры скважины с нагнетательной линией
Трубы с рукавом высокого давления с БРС	Компоновка нагнетательной линии и линии отбора воды



Продолжение таблицы 3.

Шарнирное колено	Соединение труб нагнетательной линии с арматурой устья скважины, труб линии отбора воды, УДР-32М, насосным агрегатом
Обратный клапан	Предотвращение обратного движения закачиваемого состава при остановках в закачке
Кран высокого давления	Регулирование подачи воды из системы ППД
Задвижка шиберная типа ЗМС1-65Х210	Включение, отключение подачи воды из системы ППД

Технологический процесс закачки состоит из последовательно сменяющих друг друга стадий. Первым делом выполняются подготовительные работы на скважине и прилегающей территории, расставляется оборудование и производится выгрузка химических реагентов. Далее скважину запускают под насыщение до стабилизации давления закачки, и определяют начальную приемистость накладным расходомером. По результатам данного фактического замера при необходимости корректируют технологию и объем закачки. Далее закачивают буферную жидкость и раствор соляной кислоты в необходимых объемах, закачивают продавочную жидкость – техническую воду – в необходимом объеме и в течение некоторого времени происходит реагирование. Проводят повторное насыщение скважины от водовода до стабилизации давления закачки и определение приемистости накладным расходомером после кислотной обработки. С данного этапа начинаются основные работы, непосредственно связанные с технологией ВПП. Заранее подготовленный раствор композиции закачивается в скважину в необходимом объеме, продавливается технической водой, и скважина закрывается на структурное упрочнение в течение необходимого времени. Последним этапом проводят пуск скважины под закачку для насыщения пласта, определяют конечную приемистость, и сдают скважину после заключительных работ.

Требования к проведению технологического процесса:

- При проведении работ соблюдать требования инструкций по ОТ и ПБ при работах с химическими реагентами, присутствующими на скважине.
- Выполнять экспресс-анализ, с отбором проб - после вывода на режим, изменения в работе оборудования для определения соответствия закачиваемых композиций.
- При резком повышении давления от рабочего давления закачки на 30 %, закачку прекратить и произвести продавку в объеме 20 м<sup>3</sup> не превышая давление выше допустимого давления опрессовки скважины, а в случае наличия пакера, давления опрессовки пакера.
- Установить защиту отключения установки по высокому давлению +10% от предельно допустимого давления закачки.
- В случае непредвиденных остановок, произвести продавку композиции технической водой в объеме 20 м<sup>3</sup>:
  - при отключении электроэнергии продавку произвести от водовода;
  - при давлении закачки больше давления водовода продавку произвести аварийным цементирующим агрегатом.

По результатам анализа, продолжительность эффекта ВПП резко падает в течение года после проведения мероприятия. Это зависит от объемов закачки колюматизирующих материалов и, прежде всего, качества выполнения ремонта и правильного выбора вида ВПП. Часто из-за того, что не выдерживается технология проведения ВПП, составы в пласт закачиваются не полностью, а остаются в стволе скважины. Помимо этого, все технологии ВПП подвержены деструкции и требуется повторное проведение ВПП (рисунок 4).



Рисунок 4 – Деструкция блокирующего экрана

Как правило, выделяют три разновидности деструкции:

- механическая деструкция происходит в момент закачки при прохождении раствора через разно размерное оборудование и в меньшей степени в пласте после закачки;
- химическая деструкция происходит при взаимодействии полимерного экрана с Fe, Mn, H<sub>2</sub>S, O<sub>2</sub> в момент закачки и в процессе закачки нагнетаемой воды;
- термическая деструкция полимерного экрана происходит при температуре выше или ниже оптимума для каждого вида полимера.

### **2.3. Обзор наиболее распространенных химических реагентов, применяемых для выравнивания профиля приёмистости**

Один из подходов к решению проблемы неравномерной фильтрации - снижение фильтрационных характеристик высокопроницаемых и промытых зон пласта. На этом принципе основывается действие гелеобразующих, осадкообразующих и эмульсионных составов, применяемых в технологиях ВПП. Все эти реагенты должны соответствовать особым условиям их применения:

- должны быть легкоприготовимы в промышленных условиях;
- легко фильтроваться в пласт, иметь вязкость, близкую к вязкости пластовой воды;
- иметь регулируемые в широком диапазоне сроки геле- или осадкообразования для возможности формирования изоляционной оторочки в глубине пласта;

Изоляционные оторочки, формируемые этими составами должны:

- обладать определенной водоизолирующей способностью;
- сохранять изоляционные свойства в условиях циклического воздействия жидкости заводнения, в том числе с высокой степенью минерализации;
- выдерживать высокие внутрипластовые температуры и разницу давлений в призабойной зоне пласта;

- обладать сдвиговой устойчивостью.

Наиболее распространенными методами для выравнивания профиля приемистости скважин и увеличения охвата пластов заводнением являются способы с использованием композиций, обладающих повышенной вязкостью, в основном, растворов полимеров. Достаточно широко в качестве полимера используют различные полиакриламиды.

Полиакриламид является полимером, который образуется из акриламидных субъединиц ( $-\text{CH}_2\text{CHCONH}_2-$ ). Существует в виде белых гранул или порошка. Полиакриламид не токсичен, хотя неполимерный акриламид является нейротоксином. Очень гигроскопичный, образует мягкий гель при гидратации, который применяется в электрофорезе в полиакриламидном геле и в производстве контактных линз. Неразветвленные формы также используются в качестве загустителя и суспендирующего агента.

Применение композиций на основе ПАА имеет ряд технологических преимуществ по сравнению с другими технологиями:

1. Технология, основанная на использовании порошкообразного ПАА, всесезонна, что является одним из наиболее важных преимуществ для сложных климатических условий большинства нефтеносных провинций России.
2. Технология не требует использования нестандартного, дорогостоящего оборудования, все процессы растворения и закачки реагента проводятся на серийном оборудовании. Применяемые ПАА экологически безопасны, биоразлагаемы, класс опасности IV. Класс опасности сшивателей III.
3. Реагенты на основе ПАА не влияют отрицательно на процессы сбора и подготовки нефти. Многолетняя отечественная практика полимерного заводнения позволяет сделать выводы, что полиакриламид может только способствовать улучшению разделения нефти и воды, содержащей механические примеси.

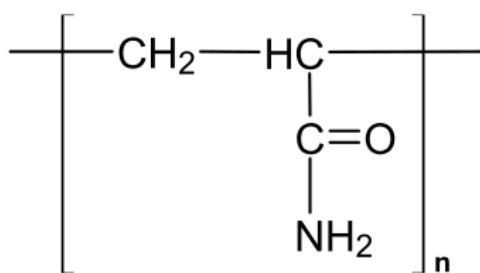


Рисунок 5 – Элементарное звено макромолекулы полиакриламида

Основным недостатком применения растворов на основе ПАА является механическая и термическая деструкция полимера при повышенной температуре, а также незначительное время действия водоизоляции (2 – 3 месяца).

В качестве сшивателей широко применяются соли трехвалентных хрома и алюминия, как правило, ацетата хрома и цитрата алюминия. Пространственная сшивка макромолекул ПАА ионами переменной валентности происходит через ионную связь с карбоксильной группой: ионы алюминия (рисунок 6).

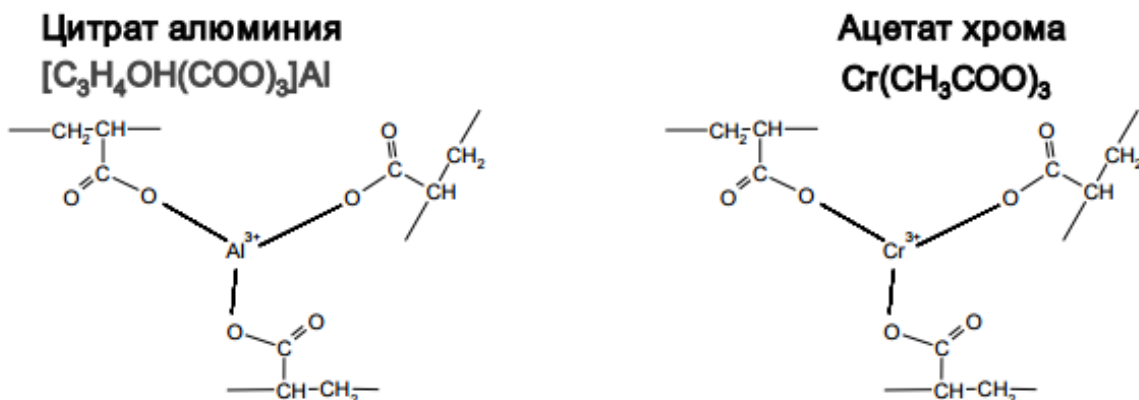


Рисунок 6 – Химизм сшивки полиакриламида ионами металлов переменной валентности

В качестве сшивающих агентов из ионных комплексообразователей наибольший интерес представляют соли Cr(III), проявляющие максимальную сшивающую активность и в меньшей степени катализирующие окислительную деструкцию полимера. Соли Cr(III) отлично зарекомендовали себя в технологиях увеличения нефтеотдачи благодаря получению композиций с регулируемым

временем гелеобразования, что позволяет повысить селективность обработки наиболее проницаемых интервалов пласта.

Наиболее широко применяются ацетат хрома  $\text{Cr}(\text{CH}_3\text{COO})_3$ , хромокалиевые квасцы  $\text{KCr}(\text{SO}_4)_2 \cdot 12\text{H}_2\text{O}$  или универсальный хромовый сшиватель. В качестве сшивателей также используются бихромат натрия, нитрат хрома, соли  $\text{Al}^{3+}$ . Используемые в качестве сшивателей ионы трехвалентного хрома образуют гели достаточно быстро за 4-24 ч в зависимости от концентрации реагентов. Однако из-за такой быстрой сшивки в условиях поровых не трещиноватых коллекторов обработке подвергается только ПЗП нагнетательной скважины.

Лабораторные исследования образцов ПАА для определения их пригодности к получению СПС для конкретных условий включают в себя определение следующих параметров:

- молекулярных характеристик – характеристической вязкости, молекулярной массы, степени гидролиза;
- времени растворения в закачиваемых водах;
- концентрационной и градиентной зависимости вязкости методом ротационной вискозиметрии;
- реологических параметров растворов ПАА.

Скорость сшивания ПАА зависит от концентрации сшивателя и температуры (рисунок 7). С увеличением температуры время гелеобразования уменьшается, т.е. процесс сшивки геля будет протекать быстрее [8].

В настоящее время для ВПП нагнетательных скважин широко применяется закачка обратных эмульсий (ОЭ). Перспективность и эффективность их использования обусловлена способностью фильтроваться в высокопроницаемые каналы пласта и трещины, структурироваться при перемешивании с пластовой водой, гидрофобизировать скелет коллектора с увеличением его фазовой проницаемости для нефти. Основным недостатком ОЭ является их термодинамическая нестабильность.

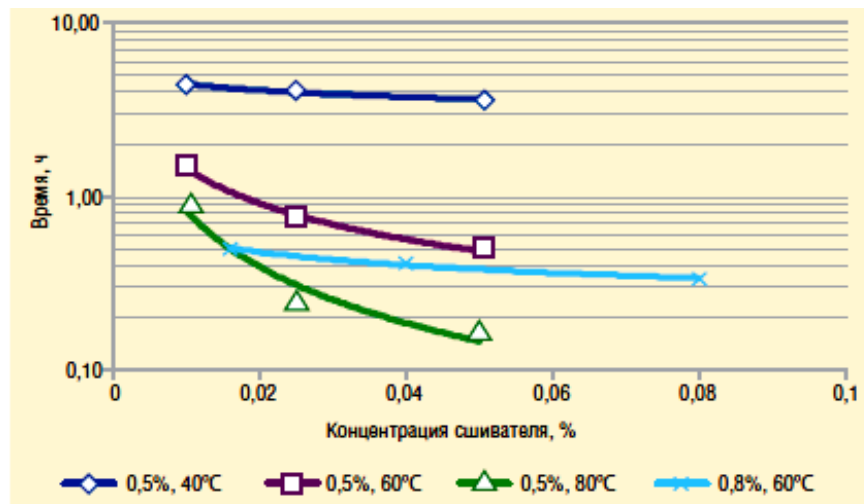


Рисунок 7 – Зависимость времени гелеобразования полиакриламида от концентрации сшивателя и температуры

Силикатный гель применяется в нефтяной промышленности с 1935 года как добавка к цементным растворам, связывающим веществам, защитным покрытиям и др. Силикат натрия ( $\text{Na}_2\text{SiO}_3$ ) является дешевым и экологически безопасным реагентом, поэтому идея его использования для изоляции пластов высказывалась давно. В 1949-54 гг. на Туймазинском месторождении были проведены опытные испытания технологии с применением силикатных гелей для изоляции подошвенной воды.

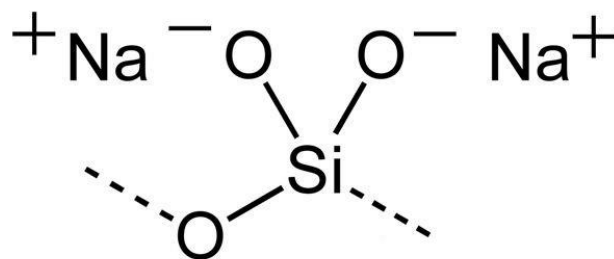


Рисунок 8 – Структурная формула силиката натрия

Основные свойства растворов на основе силиката натрия:

- гели на основе силикатов сохраняют технологические свойства при температуре выше 250 °С;

- растворы обладают небольшой динамической вязкостью (менее 10 сПз) и высокой селективностью фильтрации преимущественно в более проницаемые и промытые пропластки;
- высокая проникающая способность растворов позволяет проводить работы на низкопроницаемых объектах;
- в отличие от гелеобразующих растворов на основе полиакриламидов, растворы на основе силиката натрия не чувствительны к механической деструкции (способу приготовления и скорости закачки) и не подвержены биологической деструкции.

Была также предложена технология, основанная на последовательной закачке двух оторочек растворов (силиката натрия и кислого агента), которые при смешении в пласте образуют гель. Но эта технология имеет существенный недостаток: в пористой среде растворы плохо перемешиваются, в результате гель не образуется или образуется не во всем объеме.

Результаты проведенных лабораторных исследований фильтрационных и изолирующих свойств гелей на основе силиката натрия, промышленные испытания технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей позволяют сделать следующие выводы:

1. Применение композиций на основе силиката натрия является одним из наиболее эффективных методов выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин и увеличением охвата пласта заводнением за счет полной или частичной изоляции уже промытых высокопроницаемых зон пласта.
2. Комплекс фильтрационных исследований на насыпных моделях пористой среды и на керновом материале различных нефтяных месторождений показал, что применение силикатно-полимерных гелей позволяет снизить проницаемость промытых водой нефтяных пропластков до 10000 раз и практически не влияет на проницаемость нефтенасыщенных.



3. Результаты испытания технологии выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин с применением силикатных гелей на нефтяных месторождениях с терригенным и карбонатным типом коллектора показали, что данная технология эффективна для любого типа коллектора [9].

#### **2.4. Определение эффективного объема закачки химических композиций технологий выравнивания приемистости нагнетательных скважин**

Объем закачиваемой химической композиции для каждой технологии ВПП является одним из главных параметров реализации технологии. Верно подобранному объему закачки соответствует максимально возможная эффективность применяемой технологии.

Существует несколько методик расчета объемов закачки химических композиций, рассмотрим две наиболее популярные: базирующуюся на зависимости объема закачки от размера и толщины кольцевой зоны осадка и базирующуюся на зависимости от условия сдвигового сопротивления величине депрессии.

Рассмотрим данные методики на примере конкретных технологий ЩПСК и AS CSE.

Первая методика расчета включает в себя определение объемов оторочек раствора и буфера, толщины кольцевой зоны осадка и водопроводящей толщины пласта.

Объемы оторочек буфера и раствора определяются по формуле:

$$V_{p_i} = V_{b_i} = 2\pi\lambda^{0,5}r_i^{1,5}h_b \cdot m \cdot K_{\text{выт}}, \text{ м}^3 \quad (2.4.1)$$

где  $V_{p_i}$  – необходимый объем раствора,  $\text{м}^3$ ;

$V_{b_i}$  – необходимый объем буфера,  $\text{м}^3$ ;

$\lambda$  – коэффициент рассеивания, м;

$r_i$  – расстояние от нагнетательной скважины до  $i$ -той зоны осадка, м;

$h_b$  – водонасыщенная (водопроводящая) толщина пласта, м;

$m$  – пористость пласта, доли ед.;

$K_{\text{выт}}$  – коэффициент вытеснения нефти, доли ед.

Толщина кольцевой зоны осадка  $\Delta r_i$  определяется по формуле:

$$\Delta r_i = 2\sqrt{\lambda r_i}, \text{ м} \quad (2.4.2)$$

Водонасыщенная (водопроводящая) толщина пласта  $h_B$  определяется по формуле:

$$h_B = \frac{h}{K_{\text{выт}}} H, \text{ м} \quad (2.4.3)$$

где  $h$  – текущий коэффициент нефтеотдачи, доли ед.;

$H$  – вскрытая толщина пласта, м.

Расстояние  $r_i$  определяется по формуле:

$$r_i = r_{i-1} + \text{ш} \cdot \Delta r_i, \text{ м} \quad (2.4.4)$$

где  $\text{ш}$  – шаг между соседними кольцевыми зонами осадка (выбирают от 2 до 8 в зависимости от степени снижения проницаемости). Оптимальный интервал расстояний  $r_i$  должен быть больше радиуса призабойной зоны нагнетательных скважин, но меньше 80 – 120 м. Это обуславливается тем, что на расстоянии меньше радиуса ПЗП образование осадков нецелесообразно из-за резкого снижения приемистости нагнетательной скважины. А на расстоянии 80 – 120 м влияние образующихся зон осадка становится пренебрежимо малым по отношению к приемистости скважины, и резко возрастают объемы закачиваемых оторочек. Рассмотрим расчёт необходимого объема химических реагентов на примере щелочной полимерсуспензионной композиции (ЩПСК), в состав которой входят едкий натр, ПАА и жидкое стекло.

Объем товарного едкого натрия определяется по формуле:

$$V_{\text{NaOH}} = \frac{V_{\text{Pi}} \cdot \rho \cdot C_{\text{NaOH}}}{C_{\text{TNaOH}} \rho_{\text{NaOH}}}, \text{ м}^3 \quad (2.4.5)$$

где  $\rho$  – плотность рабочего раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$C_{\text{NaOH}}$  – массовая концентрация гидроксида натрия в рабочем растворе, %;

$C_{\text{TNaOH}}$  – массовая концентрация гидроксида натрия в товарном продукте, %;

$\rho_{\text{NaOH}}$  – плотность гидроксида натрия, кг/м<sup>3</sup>.

Объем товарного жидкого стекла определяется по формуле аналогичной предыдущей:

$$V_{\text{Na}_2\text{SiO}_3} = \frac{V_{\text{рi}} \cdot \rho \cdot C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}{C_{\text{TNa}_2\text{SiO}_3} \rho_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}}, \text{ м}^3 \quad (2.4.6)$$

где  $\rho$  – плотность рабочего раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$C_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$  – массовая концентрация силиката натрия в рабочем растворе, %;

$C_{\text{TNa}_2\text{SiO}_3}$  – массовая концентрация силиката натрия в товарном продукте, %;

$\rho_{\text{Na}_2\text{SiO}_3}$  – плотность силиката натрия, кг/м<sup>3</sup>.

Масса необходимого ПАА определяется по формуле:

$$M_{\text{ПАА}} = \frac{V_{\text{рi}} \cdot \rho \cdot C_{\text{ПАА}}}{C_{\text{TПАА}}}, \text{ кг} \quad (2.4.7)$$

где  $\rho$  – плотность рабочего раствора, кг/м<sup>3</sup>;

$C_{\text{ПАА}}$  – массовая концентрация ПАА в рабочем растворе, %;

$C_{\text{TПАА}}$  – массовая концентрация ПАА в товарном продукте, %.

Объем или массу других химических реагентов можно рассчитать аналогичным образом. Воду для образования буферных оторочек закачивают аналогично закачке раствора, но без добавки реагентов.

Во второй методике объем закачки основного реагента АС-CSE-1313 должен рассчитываться исходя из условия сдвигового сопротивления величине депрессии:

$$L \geq (\Delta P / S), \quad (2.4.8)$$

где  $L$  – глубина установки экрана, м;  $S$  – градиент сдвига, атм/м;  $\Delta P$  – репрессия на пласт.

Состав АС-CSE после гелирования обладает высокой вязкостью (1000 и более мПа\*с) и высоким градиентом сдвига 60-90 атм/м., таким образом прием градиент сдвига экрана  $S$  равным значению 60 атм/м.

Расчет репрессии нагнетательных скважин производится на основе устьевого давления закачки, глубины перфорации, удлинения на кровлю продуктивного пласта и текущего пластового давления по формуле:

$$\Delta P_{\text{репрессия}} = P_{\text{устьевое}} + \rho \cdot g \cdot (H_{\text{глуб.перф.}} - H_{\text{удлин}}) - P_{\text{пласт}}, \quad (2.4.9)$$

либо оценить репрессию по фактическому забойному давлению.

Таблица 4 – Репрессия на пласт

Скважина	$P_{уст},$ атм	$H_{перф},$ м	Удл., м	$P_{пласт},$ атм	$\Delta P$ расчет, атм	$P_{заб}$ факт, атм	$\Delta P$ факт, атм
15798	205	2818	371,85	345	100	469	124
15821	170	2638	192,78	342	68	412	70
15838	171	2600	151,3	332	79	411	79
15857	150	2534	89,67	338	52	416	78
15887	199	2892	455,02	360	78	444	84

Минимально необходимый объем закачки рабочего раствора рассчитывается по формуле

$$V_{мин} = (\Pi \cdot L^2 \cdot H_{перф.нефт.}) \cdot m, \quad (2.4.10)$$

где  $L$ - глубина (радиус) проникновения раствора АС-CSE-1313, м;

$H_{перф.нефт.}$  – перфорированная нефтенасыщенная толщина, м;

$m$  – пористость, %.

Таблица 5 – Расчет минимального необходимого объема закачки

Скважина	$P_{пласт},$ атм	$P_{заб}$ факт, атм	$\Delta P$ факт, атм	$L,$ м	$H_{перф.нефт.},$ м	$m$	$V_{мин},$ м <sup>3</sup>
15798	345	469	124	2,1	12,6	0,174	29,5
15821	342	412	70	1,2	33	0,163	22,7
15838	332	411	79	1,3	21,4	0,173	20,3
15857	338	416	78	1,3	19,4	0,156	16,2
15887	360	444	84	1,4	14,2	0,164	14,3

Таким образом, для пласта со средней репрессией 87 атм и средней толщиной продуктивного перфорированного интервала 20,12 м – минимальный объем закачки в среднем составляет 20,6 м<sup>3</sup> на скважину. Минимальный объем закачки не учитывает потерь при закачке, расчлененность пласта, текущую продуктивность скважин, и в связи с этим при расчете объема закачки немаловажную роль играет опыт проведения работ на объекте.

## **2.5. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки П... месторождения**

Анализ технологической эффективности применения любой технологии основывается на сравнении данных, в том или ином виде характеризующих процесс разработки участка пласта (месторождения), в период до организации работ по воздействию на пласт, либо призабойные зоны скважин, с данными, описывающими характер добычи нефти и жидкости после применения какой-то конкретной технологии воздействия.

Критерии применимости методов ВПП определены на основе анализа показателей их реализации, обобщения опыта внедрения технологий в различных геолого-физических условиях, использования теоретических и лабораторных исследований. Наиболее важными и определяющими являются геолого-физические критерии, в соответствии с которыми в свою очередь выбираются технологические критерии (размер оторочки ПАВ, концентрация реагентов, давление нагнетания). Оборудование для закачки принято относить к материально-техническим критериям, которые являются независимыми, но оказывают влияние на эффективное применение метода.

Результат обработки водонагнетательных скважин оценивается по результатам геофизических исследований в скважине и по изменению режимов работы близрасположенных нефтяных скважин (дебит нефти, обводненность, динамические уровни для насосных скважин, забойные давления в фонтанных и газлифтных скважинах).

Общий результат обработок скважин на участке залежи оценивается по изменению на стандартных характеристиках вытеснения, применяемых при анализе разработки нефтяных месторождений. Учитывая, что в настоящее время в отрасли используется несколько методик оценки технологической эффективности работ по ВПП, допускается определять эффект от проведенных обработок нагнетательных скважин как среднеарифметическое эффектов рассчитанных по нескольким методикам.

На примере П... месторождения рассмотрим основные этапы выбора участков и технологий с целью проведения технологически эффективных операций по ВПП. При выборе опытных участков необходимо выполнить анализ геолого-физической характеристики пласта, состояния разработки участка, результатов, ранее проведенных на участке и объекте разработки ВПП, обоснование конкретной технологии ВПП, дизайн скважино-операции и расчет прогнозных показателей технологической эффективности. Особенности каждого из этих этапов должны быть учтены в итоговом плане работ.

### **2.5.1. Выбор участка для применения технологии выравнивания профиля приемистости**

Данный этап является одним из наиболее важных, поскольку при выборе скважин-кандидатов, пригодных для применения технологии, остается только примерно 20 % от рассмотренного числа скважин. На это оказывают влияние такие факторы, как наличие сформированной системы разработки, стадийность проведения работ, техническая пригодность нагнетательных скважин, возможность проведения работ в строго определенное время года. Одним из критериев применимости технологий ВПП является наличие на одну нагнетательную минимум трех реагирующих добывающих скважин. Реагирующие скважины определяются по результатам трассерных исследований.

Стадийность выполнения работ по ВПП определяется масштабностью охвата участков воздействием. Так, при проведении опытно-промышленных работ (ОПР) по применению новых технологий подбираются участки с 1–2 нагнетательными скважинами, наиболее обособленные от других участков, где также проводятся аналогичные работы по изменению направления фильтрационных потоков (ИНФП), например, ВПП, смена режимов работы скважин, циклическое заводнение. На стадии промышленного внедрения технологий участки расширяют до блоков, которые могут содержать от 5 до 10 нагнетательных скважин. Сформированная система разработки на участке или

блоке является необходимым требованием повышения эффективности реализации технологий ВПП.

Наличие или отсутствие заколонных перетоков определяет техническую пригодность для применения технологии ВПП нагнетательной скважины. Несмотря на то, что в скважинах с наличием технических проблем проведение работ по ВПП теоретически возможно, однако увеличение объемов закачки составов, связанное с учетом потерь, существенно снижает рентабельность проекта.

Другим фактором, определяющим выбор участка, является проведение работ по ВПП в строго определенное время года. Доступ к некоторым скважинам возможен только в холодное время года по временным переправам. В другое время года необходимо создавать на скважине запас химических реагентов, а возникновение внештатных ситуаций может снизить эффективность работ до нуля.

### **2.5.2. Анализ геолого-физической характеристики объекта воздействия**

По выбранным участкам необходимо проанализировать геологическую информацию. Наиболее полным является следующий набор данных: описание керна и его литологического состава, результаты геофизических исследований скважин, физико-химические свойства пластовых флюидов, фильтрационно-емкостные характеристики горной породы. Представленная геолого-физическая характеристика позволяет оценить возможность реализации различных технологий ВПП на данных объектах разработки.

Проведение работ по ВПП связано с изоляцией высокопроницаемых промытых водой прослоев и вовлечением в работу низкопроницаемых участков разреза нагнетательной скважины, что снижает ее приемистость на 10–20 %. Эффективность ВПП будет существенно выше в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев, с большим разбросом коэффициента проницаемости.

Анализ геофизических характеристик опытного участка позволяет приступить к выбору технологии ВПП и по аналогии с подобными объектами предварительно оценить объемы закачки реагентов.

### **2.5.3. Анализ текущего состояния разработки участка воздействия**

Анализ показателей разработки участка выполняется для определения остаточных извлекаемых запасов участка и их локализации по площади. На начальных этапах геологические запасы нефти рассчитываются объемным способом на основе материалов геофизического каротажа. Далее для оценки остаточных извлекаемых запасов используют утвержденный коэффициент извлечения нефти (КИН) для данного эксплуатационного объекта, что применимо для 1–3 стадий разработки. При величине остаточных извлекаемых запасов от 40 до 80 % от начальных, ошибка в расчетах незначительна. Для объектов, находящихся на 4 стадии разработки, КИН по участку определяют с использованием зависимости коэффициента вытеснения от пористости или проницаемости.

Зная коэффициент заводнения, коэффициент плотности сетки скважин и коэффициент охвата пласта вытеснением, утвержденный для данного объекта разработки в проектном документе, получают КИН для определенного участка. Далее оценивают (остаточные) извлекаемые запасы участка. На основе опыта работ, выполненных по ВПП, остаточные извлекаемые запасы на одну нагнетательную скважину участка должны составлять не менее 60 тыс. т.

Следовательно, анализ разработки опытного участка позволяет оценить потенциал очага воздействия по приросту дополнительной добычи нефти, а также определить реагирующие добывающие скважины, по которым ожидается эффект от применения технологии.



#### **2.5.4. Анализ истории применения технологий выравнивания профиля приемистости на участке**

Информация данного раздела (стр. 49 – 50) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

#### **2.5.5. Технологическая эффективность выравнивания профиля приемистости на основе проведения работ на П... месторождении**

Информация данного раздела (стр. 50 – 53) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

### **3. ОПТИМАЛЬНОЕ РЕШЕНИЕ ПО ВЫБОРУ ТЕХНОЛОГИИ ВЫРАВНИВАНИЯ ПРОФИЛЯ ПРИЕМИСТОСТИ СКВАЖИН (ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ)**

В связи с переходом большого числа месторождений на завершающую стадию разработки, особое внимание уделяется методам регулирования процессов заводнения с целью повышения охвата пластов вытеснением, и, в конечном итоге, повышения их нефтеотдачи. К таким методам относятся комплексные обработки призабойных зон добывающих и нагнетательных скважин реагентами, вызывающими формирование потокоотклоняющего экрана. Цель обработки нагнетательных скважин заключается в выравнивании профиля приемистости, т.е. в направлении потоков воды в слабодренируемые нефтяные зоны и пропластки.

К настоящему времени разработаны десятки технологий ВПП, критерии применимости которых укладываются в довольно узкие интервалы геолого-физических и промысловых параметров. Из них наиболее значимыми при выборе участка воздействия считаются: пластовая температура 40 – 200°С, нефтенасыщенная толщина 5 – 30 м, степень выработки от НИЗ 30 – 90 %, обводненность продукции 40 – 100 %, проницаемость пласта 40 – 100 мД и приёмистость нагнетательной скважины 150 – 1500 м<sup>3</sup>/сут. Подбор технологии осуществляется с обязательным учетом данных показателей, оказывающих сильное влияние на эффективность воздействия.

Исследования так же показали, что эффективность воздействия зависит и от количества закаченного полимера на метр эффективной мощности пласта. Существует оптимальный объём оторочки, обеспечивающий максимальную, рентабельную добычу дополнительной нефти на участке воздействия. Но учитывая, что нестационарные воздействия повышают эффективность разработки залежей, можно и нужно делить оптимальную оторочку на несколько частей, или проводить повторные операции по ВПП через определенный промежуток времени.

Результат обработки водонагнетательных скважин оценивается по результатам геофизических исследований в скважине и по изменению режимов работы близрасположенных нефтяных скважин (дебит нефти, обводненность, динамические уровни для насосных скважин, забойные давления в фонтанных и газлифтных скважинах).

Данный абзац удален, так как относится к категории конфиденциальной информации.

Таким образом, анализ наиболее популярных применяемых технологий ВПП подтверждает способность данных технологий:

- уменьшать обводненность добываемой продукции;
- изменять направление фильтрационных потоков жидкости;
- повышать нефтеотдачу высокообводненных пластов на поздней стадии разработки;
- вводить в разработку ранее не работавшие пласты и прослои;
- увеличивать коэффициент охвата пластов заводнением;
- выравнивать профиль приемистости нагнетательной скважины.

Перспектива повышения технологической эффективности применения технологий ВПП связана с увеличением количества их проведения, совершенствованием самих технологий применительно к условиям конкретных пластов, переходом на большие объемы закачиваемых композиций, и разработкой методов совершенствования их состава или способов закачки, которые обеспечат длительный эффект и возможно снизят затраты на проведение операций ВПП.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Поляковой Наталии Игоревне

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет сметной стоимости работ на проведение одной скважино-операции по ВПП
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Нормы амортизации, страховые взносы, районный коэффициент

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведены расчеты продолжительности работ, материальных затрат, численности персонала, амортизационных отчислений.
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Отчисления бюджета проводятся на научные исследования.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет экономической эффективности операций ВПП.

**Перечень графического материала**

Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	29.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к.х.н.		29.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Полякова Наталия Игоревна		29.03.2018

#### **4. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ**

Информация данного раздела (стр. 57 – 63) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА**  
**«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б4П	Полякова Наталия Игоревна

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

<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
1. Характеристика объекта исследования и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки П... месторождения (ХМАО).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<b>1. Производственная безопасность</b> 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 источников опасных и вредных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>• обследование элементов конструкций на целостность и отсутствие видимых повреждений;</li> <li>• монтаж, демонтаж оборудования;</li> <li>• обеспечение санитарного порядка на территории объектов;</li> <li>• работа оборудованием, работающим под высоким давлением;</li> <li>• работа в темное время суток. Выяснение мер по обеспечению безопасности работы персонала.</li> </ul>
<b>2. Экологическая безопасность</b>	Оценка и анализ воздействия работ по выравниванию профиля приёмистости на гидросферу. Комплекс мер по охране окружающей среды.
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях</b>	Оценка возможных чрезвычайных ситуаций. Описание наиболее вероятной ЧС – взрыва, его источников, комплекса мер по обеспечению безопасности.

<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности</b>	Особенности регулирования труда лиц, работающих вахтовым методом.
---	---

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	30.03.2018
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОКД ИШНКБ	Вторушина Анна Николаевна	к.х.н.		30.03.2018

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б4П	Полякова Наталия Игоревна		30.032018

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Социальная ответственность (social responsibility) - ответственность организации за воздействие ее решений и деятельности на общество и окружающую среду через прозрачное и этичное поведение, которое:

- содействует устойчивому развитию, включая здоровье и благосостояние общества;
- учитывает ожидания заинтересованных сторон;
- соответствует применяемому законодательству и согласуется с международными нормами поведения;
- интегрировано в деятельность всей организации и применяется в ее взаимоотношениях [11].

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 П... нефтяного месторождения, 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 16).

Таблица 16 – 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; 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.	1. Электрический ток; 2. Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования; 3. Давление (разрушение аппарата, работающего под давлением).	Требования безопасности к уровню шума: ГОСТ 12.1.003-83 (1999); Требования безопасности к уровню вибрации: ГОСТ 12.1.012-90; Защитное заземление, зануление: ГОСТ 12.1.030-81; Естественное и искусственное освещение: СП 52.13330.2011; Оборудование производственное. Общие требования безопасности: ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ; Оборудование производственное. Ограждения защитные: ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ.

### 5.1.1. Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

*Отклонение показателей климата на открытом воздухе.* Отклонение показателей климата может привести к ухудшению общего самочувствия рабочего. 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, изо 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 17).

Таблица 17 – 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 12.1.003-83 (1999) [12]. 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 противошумные вкладыши [13].

**Превышение уровня вибрации.** Согласно ГОСТ 12.1.012-90 [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.

**Недостаточная освещённость рабочей зоны.** При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 люксов (СП 52.13330.2011) [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.

### **5.1.2. Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению**

**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 числу которых относятся: проверка наличия

защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

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 на П... месторождении, 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 м<sup>3</sup> 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.

### **5.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**



Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке П... месторождения при проведении работ по выравниванию профиля приёмности:

- 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 приёмности 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.

#### **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 междуменного 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.).

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные технологии по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин. Разобран подход к оценке технологической эффективности проведенных операций ВПП. Данная методика позволила оценить с эффект от ВПП на П... нефтяном месторождении.

На всех рассматриваемых скважинах наблюдался положительный эффект от ВПП, который составил 1161 тысячу тонн дополнительно добытой нефти за период с 2012 по 2017 год. Также рассмотрено месторождение в целом по обработкам ВПП. Наибольшую удельную эффективность имеют следующие технологии: ПСК+ПАВ и ППС+ВУС+ПАВ, относящиеся к гелеобразующим. Средняя удельная эффективность по всем технологиям составляет 601,6 тонн на 1 обработку.

Также были рассчитаны средние финансовые затраты на проведение 1 обработки нагнетательной скважины, которые составили 351 587,5 рублей, и оценена стоимость бригады рабочих в месяц при норме выработки в 330 часов, и она равна 306 673 рублей.

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.

## Источники информации:

1. Галимов Р.И. Технология полимерного заводнения на поздней стадии разработки месторождений // Молодой ученый. — 2017. — №40. — С. 4-6.
2. Фирсов В.В. Эффективная разработка месторождений с применением полимерных технологий // Нефтегазовая вертикаль. — 2010. — №23-24. — С. 41-43.
3. РД 153-39-023-97. Правила ведения ремонтных работ в скважинах / ОАО НПО Бурение. – Краснодар, 1997. – 92 с.
4. [www.cse-inc.ru/technologies/vpp](http://www.cse-inc.ru/technologies/vpp)
5. Земцов Ю.В., Баранов А.В., Гордеев А.О. Обзор физико-химических МУН, применяемых в Западной Сибири, и эффективности их использования в различных геолого-физических условиях // Нефть. Газ. Новации. — 2015. — №7. — С. 11-21.
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. Бочкарёва Т.Ю. Регулирование работы нагнетательных скважин в условиях проявления неравновесности с целью повышения эффективности заводнения: Дис. ... канд. техн. наук: 05.15.06. – Баку, 1984. – 119 с.
8. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2017. — №2.
9. Рогова Т.С. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приёмистости нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях композициями на основе щелочных силикатно-полимерных гелей: Автореф. дис ... канд. техн. наук: 25.00.17. – Москва, 20007. – 26 с.

10. Гималетдинов Р.А. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. — 2015. — №5. — С. 78-83.
11. ГОСТ Р ИСО 26000-2012. Руководство по социальной ответственности. — М: Стандартинформ, 2014. — 23 с.
12. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.
13. ГОСТ 12.1.003-83 (1999) ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. Стандартинформ, 1999. — 25 с.
14. СП 51.13330.2011. Защита от шума.
15. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования. Стандартинформ, 1990. — 20 с.
16. СП 52.13330.2011 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 1 – Краткая характеристика технологий ВПП

№ п/п	Наименование группы технологий	Технология	Примечание	Используемые реагенты
1	Эмульсионные	ЭС	Эмульсионный состав	Нефть (бензиновая фракция), вода, эмульгатор «Нефтенол», «Алдинол-10», CaCl <sub>2</sub>
		ВЭС	Вязкий эмульсионный состав	Нефть, вода, эмульгатор («Нефтенол»/«Синол»), загуститель
		ЭСС, ЭДС	Эмульсионно-суспензионный состав; эмульсионно-дисперсный состав	Нефть, вода, эмульгатор «Нефтенол», CaCl <sub>2</sub> , глинопорошок
		ВЭДС	Вязкий эмульсионно-дисперсный состав	Нефть, вода, эмульгатор, глинопорошок
		ВЭПС	Вязкий эмульсионно-полимерный состав	Нефть, вода, ПАА, глинопорошок
2	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)

Продолжение таблицы 1

		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
		ПГС «РИТИН»	Полимер-гелевая система	Модифицированный водонабухающий ПАА
		ПГС «Темпоскри н-Люкс»	Полимер-гелевая система	
		ОГС	Осадко- гелеобразующий состав	Биоактивный ил+ПАА+сшиватель
		БП-92	Биополимер	БП-92
3	Полимер- дисперсно- волокнистые	ПДС, СПДС	Полимер- дисперсная система; сшитая полимер- дисперсная система	ПАА+глинопорошок; ПАА+сшиватель+глино порошок
		СС	Структурированн ый состав	Водный раствор КМЦ+глинопорошок
		ПДНС	Полимер- дисперсная наполненная система	ПАА+сшиватель+глино порошок, древесная мука
		ДСК	Дисперсно- содержащая композиция	ПАА, глинопорошок, древесная мука
		ВДПС	Волокнисто- дисперсная полимерная система	ПАА+сшиватель+глино порошок+древесная мука+НПАВ
		МДПС	Модифицированн ая полимер- дисперсная система	ПАА+сшиватель+актив ированная глина
4	Термотропные	ГОС «ГАЛКА»	—	Карбамид+алюмохлори д
		«ТЕРМ», «ТЕРМОГЕ ЛЬ-1»	—	Карбамид+оксилохлори д алюминия



Продолжение таблицы 1

5	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 $\text{CaCl}_2$
		ДООС	Дисперсный осадкообразующий состав	Активированная глина+сульфатно-содовая смесь
		ООС	Осадкообразующий состав	Чередующаяся закачка водных растворов $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ , $\text{CaCl}_2$ , $\text{Na}_2\text{CO}_3$ , $\text{NaOH}$ , $\text{CaCO}_3$ , $\text{NH}_4\text{Cl}$ , $\text{Al}_2(\text{SO}_4)_3$ , $\text{Na}_2\text{SO}_4$
6	Силикатные	СГС	Силикатный гелеобразующий состав	Силикат Na+многоосновные кислоты
		ОГОС, ОГС	Осадко-гелеобразующий состав	Силикат Na+ $\text{CaCl}_2$
		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
7	Нефтеотмывающие	«Алдинол-20»	—	HCl+многоатомные спирты+НПАВ
		ПАВ V-3	ПАВ-обработка	Водный раствор различных ПАВ

Таблица 2 – Наиболее благоприятные ГФУ для применения различных эмульсионных технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений Западной Сибири

ГФУ применения	Технологии				
	ЭС	ЭСС, ЭДС	ВЭС	ВЭДС	ВЭПС
Тип коллектора	Терригенный, полимиктовый		Терригенный, карбонатный		
Вид коллектора	Поровый	Поровый, порово-трещиноватый			
Стадия разработки	2-3	3-4	2-4	3-4	
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная				
Средняя обводненность доб. продукции, %	40-90	70-90	50-90	70-95	70-98
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,05-0,20	0,05-0,70	0,05-0,50	0,05-0,70	0,10-1,00
Соотношение проницаемостей пропластков, $K_{max}/K_{min}$ , раз	2-5	3-20	2-10	3-20	4-20
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз)	Не регламентируется, предпочтительно выше 5				
Песчанистость, доли ед.	0,5-1,0	0,7-1,0	0,5-1,0		
Коэффициент расчлененности N	$2 \leq N \leq 7$	$3 \leq N \leq 5$	$2 \leq N \leq 5$	$3 \leq N \leq 5$	
Пластовая температура, °С	40-80				
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Не регламентируется				
Выработка, % от НИЗ	20-70	20-80			40-80
Приёмистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут	150-400	200-700	200-500	300-700	300-1000
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	$4 \leq H \leq 30$	$5 \leq H \leq 30$			
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м <sup>3</sup>	10-80	10-20	10-40	10-25	10-20
Дополнительная добыча нефти, т на 1 скв.-обработ.	650-400	1900-700	780-500	1000-840	680-600

Таблица 3 – 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, 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 <sup>2</sup>	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					
Песчаность, доли ед.	0,3-1,0		0,4-1,0		0,5-1,0	0,6-0,75
Коэффициент расчлененности N	$2 \leq N \leq 7$			$2 \leq N \leq 10$	$1 \leq N \leq 9$	$2 \leq N \leq 8$
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, м <sup>3</sup> /сут	250-1000	250-2000		250-1500	500-800	300-1800
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м <sup>3</sup>	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 4– Наиболее благоприятные ГФУ для применения полимерных технологий ВПП

ГФУ применения	Технологии								
	ГОС «МЕТКА», ГОС «РОМКА»	СПС, СПС+ПАВ	СПС+На-полнитель	ВУС, ВУС+ПАВ, ГОС	ПГС, ППГС	ОГС	ПГС «РИТИН»	ПГС «Темпоскрин»	
Тип коллектора	Терригенный, полимиктовый	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		
Средняя обводненность доб. продукции, %	40-95	50-98	60-98	60-90	50-90	70-98	75-98	40-99	
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,03-0,50		0,05-2,00	0,03-0,50		0,20-1,50	0,10-1,50	0,08-5,00	
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	

Продолжение таблицы 4

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, м <sup>3</sup> /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.), м <sup>3</sup>	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 5 – Наиболее благоприятные ГФУ для применения термотропных и осадкообразующих технологий ВПП

ГФУ применения	Технологии				
	Термотропные		Осадкообразующие		
	ГОС «ГАЛКА»	«ТЕРМ»	ССС, ССК	ДООС	ООС
Тип коллектора	Терригенный, полимиктовый		Терригенный, карбонатный		
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый				
Стадия разработки	Не регламентируется		3-4		
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная				
Средняя обводненность доб. продукции, %	40-95		60-97	40-97	70-95
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,04-0,30	0,02-10	0,02-0,30	0,02-0,50	0,15-1,00
Соотношение проницаемостей пропластков, $K_{max}/K_{min}$ , раз	1,5-10	2-10	1,5-7	3-15	3-11
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз)	Не регламентируется				
Песчанистость, доли ед.	0,5-1,0	0,1-0,8	0,5-0,9	0,5-0,7	Не реглам.
Коэффициент расчлененности N	$2 \leq N \leq 5$	$4 \leq N \leq 6$	$2 \leq N \leq 10$	$3 \leq N \leq 8$	$3 \leq N \leq 10$
Пластовая температура, °С	70-100	60-95	Не реглам.		20-100
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Не регламентируется		Пресная		
Выработка, % от НИЗ	40-80		20-80	40-80	
Приёмистость нагнетательной скважины, м <sup>3</sup> /сут	> 150	100-500	200-400	250-1500	200-800
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м <sup>3</sup>	5-60	3-10	10-25	30-50	10-20
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	$3 \leq H \leq 20$	$2 \leq H \leq 15$	$2 \leq H \leq 20$	$6 \leq H \leq 20$	$3 \leq H \leq 20$
Доп. добыча нефти, т на 1 скв.-обrab.	540-320	520-200	1480-400	2900-1080	1500-500

Таблица 6– Наиболее благоприятные ГФУ для применения силикатных и нефтеотмывающих технологий

ГФУ применения	Технологии					
	Силикатные				Нефтеотмывающие	
	СГС	ОГОС, ОГС	СПГ	ГОС АСС-1	«Алдинол»	ПАВ V-3
Тип коллектора	Терригенный, карбонатный	Терригенный		Карбонатный	Терригенный, карбонатный	
Вид коллектора	Поровый, порово-трещиноватый					
Стадия разработки	2-4	3-4			Любая	
Система заводнения	Площадная, очагово-избирательная, рядная				Не регламентируется	
Средняя обводненность доб. прод., %	20-98	85-95	70-98	75-90	0-75	0-90
Проницаемость, мкм <sup>2</sup>	0,08-2,00	0,05-0,40	0,10-1,00	0,05-1,00	0,01-0,15	0,01-1,50
Соотношение проницаемостей пропластков, $K_{max}/K_{min}$ , раз	2-15	1,5-5	2-15	1,5-20	до 5	Не реглам.
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с (сПз)	Не регламентируется				Предпочтительно до 50	
Песчанистость, доли ед.	0,3-1,0	0,3-0,7	0,2-0,5	0,3-1,0	0,3-0,6	Не реглам.
Коэффициент расчлененности N	$2 \leq N \leq 7$	$2 \leq N \leq 9$	$3 \leq N \leq 7$	$3 \leq N \leq 7$	$N \geq 6$	Не реглам.
Пластовая температура, °С	40-200	40-150	40-95	Не реглам.	до 90	
Минерализация пластовой (закачиваемой для ППД) воды, г/л	Пресная			Не регламентируется		< 50
Выработка, % от НИЗ	40-80			50-80	30-80	30-90
Приёмистость нагн. скважины, м <sup>3</sup> /сут	250-750	250-800	600-1000	250-750	50-180	100-1500
Объем закачки (из расчета на 1 м интервала перф.), м <sup>3</sup>	5-40	6-35	20-30	5-20	1,8-7,2+ ПАВ 10-15	10-20
Эффективная нефтенасыщенная толщина пласта, м	$3 \leq H \leq 30$	$4 \leq H \leq 30$	$3 \leq H \leq 30$			$5 \leq H \leq 30$
Доп. добыча нефти, т на 1скв.-обrab.	2100-470	2080-470	3700-400	1440-580	720-160	860-750