



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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело  
Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Обоснование применения потокоотклоняющих технологий на Западно-Катыльгинском нефтяном месторождении (Томская область)</b>

УДК 622.276.43(571.16)

#### Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Алдохин Владимир Сергеевич		

#### Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

#### Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

#### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Якимова Татьяна Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

#### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2020 г.

## Планируемые результаты обучения прикладного бакалавра

№	Результаты обучения	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
1	2	3
<b>Р1</b>	Применять <i>базовые</i> естественнонаучные, математические, инженерные и специальные технические знания для решения прикладных инженерных задач, соответствующих профилю подготовки (в нефтегазовом секторе экономики)	ОК-1, ОК-3, ОК-8, ОК-9, ОК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-11
<b>Р2</b>	Применять <i>базовые профессиональные знания</i> в области современных нефтегазовых технологий для решения <i>междисциплинарных инженерных задач</i> нефтегазовой отрасли	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОК-1, ППК-3, ППК-4, ППК-6
<b>Р3</b>	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные <i>исследования</i> с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в <i>сложных и неопределённых условиях</i> ;	ОК-6, ОК-8, ОПК-2, ППК-4, ППК-6
<b>Р4</b>	Проявлять <i>осведомленность о передовых знаниях и открытиях</i> в области нефтегазовых технологий с учетом <i>передового отечественного и зарубежного опыта</i> , уметь <i>использовать новые знания при обучении сотрудников</i>	ОК-1, ОК-3, ОПК-1, ОПК-3 ППК-4, ППК-6,
<b>Р5</b>	Внедрять в практическую деятельность <i>инновационные подходы</i> для достижения конкретных результатов	ОК-4 ОПК-6, ППК-4, ППК-5, ППК-6, ППК-11
<b>Р6</b>	Управлять <i>технологическими процессами</i> , эксплуатировать и обслуживать <i>оборудование нефтегазовых объектов</i> , обеспечивать их <i>высокую эффективность</i> , соблюдать правила <i>охраны здоровья и безопасности труда</i> , выполнять требования по <i>защите окружающей среды</i>	ОК-3, ОК-4, ОК-9, ОПК-5, ППК-1, ППК-2, ППК-3, ППК-5, ППК-6, ППК-7, ППК-8, ППК-9, ППК-11
<b>Р7</b>	Быстро ориентироваться и выбирать <i>оптимальные решения в многофакторных ситуациях</i> , владеть методами и средствами <i>математического моделирования</i> технологических процессов и объектов	ОК-5, ОК-6, ОК-5, ОПК-4, ППК-3, ППК-4, ППК-7, ППК-10
<b>Р8</b>	Эффективно использовать любой имеющийся арсенал технических средств для максимального приближения к поставленным производственным целям при <i>разработке и реализации проектов</i>	ОПК-5, ППК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-8, ППК-9
<b>Р9</b>	Эффективно работать <i>индивидуально</i> , в качестве <i>члена и руководителя команды</i> , умение формировать задания и <i>оперативные планы</i> всех видов деятельности, распределять обязанности <i>членов команды</i> , готовность нести <i>ответственность за результаты работы</i>	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-8, ОПК-6, ППК-2, ППК-5, ППК-7, ППК-10, ППК-11
<b>Р10</b>	Самостоятельно учиться и непрерывно <i>повышать квалификацию</i> в течение всего периода профессиональной деятельности	ОК-1, ОК-3, ОК-6, ОК-7, ОПК-2, ППК-3, ППК-4, ППК-6, ППК-8, ППК-10

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

<b>Бакалаврской работы</b> <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
---

Студенту:

Группа	ФИО
2Б6П	Алдохину Владимиру Сергеевичу

Тема работы:

Обоснование применения потокоотклоняющих технологий на Западно-Катыльгинском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	59-120/с от 28.02.2020

Срок сдачи студентом выполненной работы:	20.06.2020
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Катыльгинского 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>	Назначение и область применения потокоотклоняющих технологий, их преимущества и недостатки. Оценка применения потокоотклоняющих технологий как метода увеличения нефтеотдачи. Рассмотрение критериев применимости потокоотклоняющих технологий. Анализ предпосылок для применения потокоотклоняющих технологий на Западно-Катыльгинском месторождении. Сравнительный анализ наиболее распространенных технологий и химических реагентов. Выбор базовой

	технологии потокоотклонения. Особенности процесса проведения работ по закачке потокоотклоняющих технологий. Определения необходимого объема реагента для реализации технологии на опытном участке.
--	--

**Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы**

*(с указанием разделов)*

Раздел	Консультант
Обзор опыта применения потокоотклоняющих технологий	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Потокоотклоняющие технологии на Западно-Катыльгинском месторождении	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Выводы и рекомендации	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Якимова Татьяна Борисовна
Социальная ответственность	Ассистент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

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

Обзор опыта применения потокоотклоняющих технологий
Потокоотклоняющие технологии на Западно-Катыльгинском месторождении
Выводы и рекомендации
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	02.03.2020
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Алдохин Владимир Сергеевич		

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2019 /2020 учебного года  
 Форма представления работы:

Бакалаврская работа
---------------------

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
06.03.2020	Особенности применения потокоотклоняющих технологий	25
20.03.2020	Потокоотклоняющие технологии на Западно-Катильгинском месторождении	25
01.04.2020	Выводы и рекомендации	30
30.04.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
05.06.2020	Социальная ответственность	10

**СОСТАВИЛ:**

**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Орлова Юлия Николаевна	к.ф.-м.н.		

**Консультант**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			

**СОГЛАСОВАНО:**

**Руководитель ООП**

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

## **Обозначения, определения и сокращения**

**ПОТ** – потокоотклоняющие технологии;

**ППД** – поддержание пластового давления;

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**ФХМУН** – физико-химические методы увеличения нефтеотдачи;

**ВПП** – выравнивание профиля приемистости;

**ДДН** – дополнительная добыча нефти;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ПГИ** – промыслово-геофизические исследования;

**ОПР** – опытно-промышленные работы;

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;

**ЗПВ** – залежь с подстилающей водой;

**ЗКЦ** – заколонная циркуляция воды;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**СКО** – солянокислотная обработка;

**ГРП** – гидравлический разрыв пласта;

**ОВП** – ограничение водопритоков;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПАА** – полиакриламид

**СПС** – сшитые полимерные составы

**КОС** – кремнийорганические соединения

**ПАВ** – поверхностно-активные вещества

**ГОС** – гелеобразующие композиции

**АЦН** – автоцистерна нефтепромысловая

**ПЗС** – призабойная зона пласта

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**АЦН** – автоцистерна нефтепромысловая

**СИЗ** – средства индивидуальной защиты

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа имеет объём 86 страницы, в том числе 29 рисунков, 16 таблиц. Список литературы включает 49 источников. Работа содержит одно приложение.

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

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

Цель работы – обосновать применение потокоотклоняющих технологий на нефтяном месторождении, оценить возможность применения различных составов для выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин.

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

В результате исследования подтверждена необходимость применения ПОТ на месторождении, проведен анализ наиболее подходящего к применению состава, рассмотрена технология проведения закачки, даны рекомендации для получения наилучшего эффекта.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: операции по применению ПОТ необходимо проводить с использованием термогелеобразующей композиции РВ-ЗП-1 для закачки в скважину.

Область применения: данную композицию целесообразно применять на месторождениях, характеризующихся высокой обводнёностью добываемой продукции с высокотемпературными, низкопроницаемыми продуктивными пластами.

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	10
1. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ .....	11
1.1 Назначение и область применения потокоотклоняющих технологий .....	11
1.2 Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи ....	12
1.3 Критерии применимости потокоотклоняющих технологий в различных геологических условиях.....	19
1.4 Характеристика Западно-Катыльгинского месторождения .....	23
2. ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ЗАПАДНО-КАТЫЛЬГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ .....	28
2.1 Предпосылки применения потокоотклоняющих технологий на Западно-Катыльгинском месторождении .....	28
2.2 Обзор современных потокоотклоняющих технологий, применяемых на нефтяных месторождениях.....	30
2.2.1 Технологии на основе полимеров акриламида.....	32
2.2.2 Технологии на основе соединений кремния .....	34
2.2.3 Технологии на основе водорастворимых полиэлектролитов.....	37
2.2.4 Технологии на основе термогелеобразующих композиций.....	39
2.2.5 Технологии на основе силикатов щелочных металлов .....	41
2.3 Выбор базовой технологии потокоотклонения .....	43
2.4 Анализ термотропного состава РВ-3П-1 и опыта его применения .....	46
2.5 Оборудование необходимое для проведения закачки гелевых составов..	51
2.6 Особенности проведения закачек потокоотклоняющих технологий в нагнетательные скважины .....	55

2.7	Определение эффективного объёма закачки композиции на опытном участке .....	59
3.	ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ .....	63
4.	ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	66
4.1	SWOT-анализ .....	66
4.2	Расчёт продолжительности выполнения работ .....	68
4.3	Расчёт сметной стоимости работ .....	70
4.4	Определение экономической эффективности .....	73
5.	СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	76
5.1	Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	76
5.2	Производственная безопасность при выравнивании профиля приемистости .....	78
5.2.1	Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	78
5.2.2	Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов.....	81
5.3	Экологическая безопасность .....	82
5.4	Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	84
	ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	86
	СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	87
	Приложение А.....	93

## ВВЕДЕНИЕ

В данный момент большинство месторождений нефти в России эксплуатируются с применением заводнения, обеспечивающего поддержание пластового давления (ППД) и высокий темп извлечения нефти.

Выполнение проектных показателей нефтяных месторождений при заводнении зависит в значительной мере от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости. Существенным недостатком технологии ППД является неуклонно растущая обводненность скважинной продукции и неравномерная выработка запасов в неоднородных, сложно построенных коллекторах. В связи с этим необходимо применять эффективные методы регулирования фильтрационно-емкостных характеристик, позволяющие качественно и количественно восстановить эффективность и увеличить охват пластов заводнением.

Актуальность выполняемой работы обусловлена преждевременным обводнением добываемой жидкости и падением добычи нефти, недостижением добываемого потенциала ряда скважин.

Данные проблемы можно решить использованием одного из методов увеличения нефтеотдачи (МУН), такого, как применение потокоотклоняющих технологий (ПОТ) выравнивания профиля приемистости. Выбранный способ изменяет потоки фильтрации нагнетаемого агента при помощи направленного тампонирующего физико-химическими составами. В свою очередь, они должны подбираться по геолого-физическим условиям на месторождении, что применимо к Западно-Катыльгинскому нефтяному месторождению, и быть направленными на увеличение охвата продуктивного пласта заводнением, ограничения попутно-добываемой воды.

# 1. ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ

## 1.1 Назначение и область применения потокоотклоняющих технологий

Из многообразия физико-химических методов увеличения нефтеотдачи - (ФХМУН) наиболее часто применяются потокоотклоняющие технологии. Изменение или выравнивания профиля приемистости (ВПП) нагнетательных скважин называют потокоотклоняющими технологиями. В настоящее время данные технологии становятся основным элементом системы разработки нефтяных месторождений с применением заводнения, позволяющим существенно снизить недостатки такого мощного и массового метода разработки [1].

Потокоотклоняющие технологии (ПОТ) основаны на закачке при помощи насосных агрегатов в нагнетательные скважины ограниченных объемов специальных химических реагентов, предназначенных для снижения проницаемости высокопроницаемых прослоев пласта (рисунок 1). Основной целью данной операции является выравнивание приемистости скважины по разрезу пласта и, тем самым, создания более равномерного фронта вытеснения, получение дополнительной добычи нефти из ранее не дренируемых зон пласта и уменьшения прорывов воды в добывающие скважины [2].

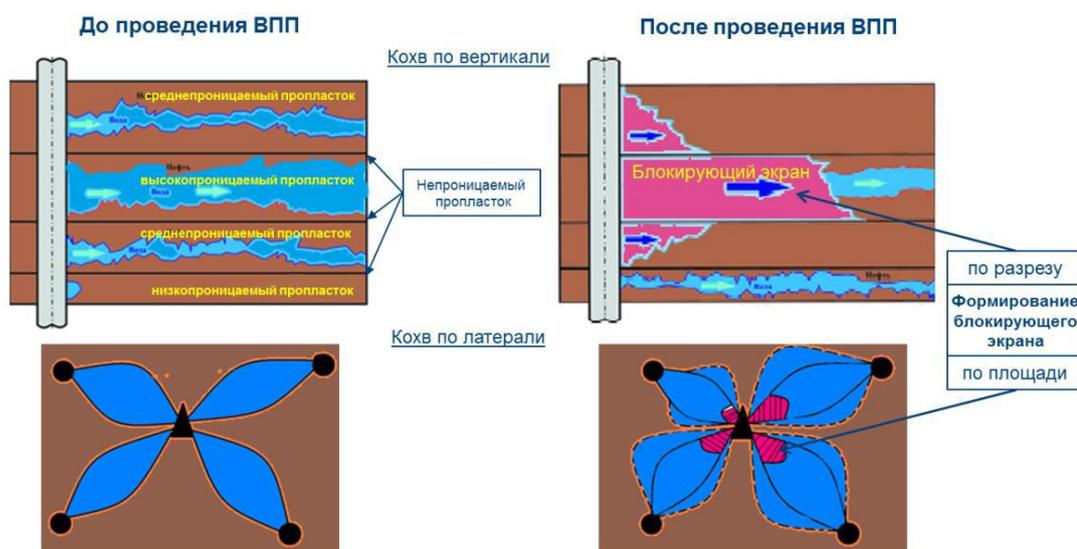


Рисунок 1 – Механизм выравнивания профиля приемистости

Размеры молекул специально подобранных химических соединений сравнимы с размерами каналов высокой проницаемости пласта. Под действием температуры и взаимодействием с поверхностью поровых каналов они образуют достаточно вязкую неподвижную, малоподвижную субстанцию, которая при повышении давления на забое нагнетательной скважины почти не движется и не позволяет перемещаться по ним воде. В низкопроницаемые каналы этот раствор не проникает. Далее при проведении закачки вода начинает поступать в пласт с низкими фильтрационными свойствами, начинается вытеснение нефти из прослоев, ранее не охваченных заводнением. Из-за этого происходит увеличение коэффициента охвата пласта заводнением и, соответственно, нефтеотдача [1].

К настоящему времени предложено и запатентовано несколько сотен реагентов и композиций для водоизоляции, которые могут быть классифицированы по химической природе реагента, по их физико-химическим свойствам [3]. Наиболее упрощенная классификация потокоотклоняющих технологий это – реагенты и композиции объединены в отдельные группы по наиболее существенным характеризующим их признакам:

- геле- и осадкообразующие композиции;
- полимер-дисперсные и волокнисто-дисперсные системы;
- микроэмульсионные системы.

Данные методы увеличения нефтеотдачи активно используются в России с 80-х годов прошлого века, и в настоящее время значительная часть способов химического заводнения в России связана именно с этими технологиями. В стране применяется около 100 разновидностей ПОТ [4]. Довольно успешно эти технологии использовались в ООО «РН-Юганскнефтегаз» на Мамонтовском месторождении, ОАО «Сургутнефтегаз» на Лянторском месторождении, ООО «РН-Ванкор» на Ванкорском месторождении.

## **1.2 Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи**

Химические или физико-химические методы повышения нефтеотдачи - одно из перспективных направлений в процессах разработки нефтяных

месторождений. Они предназначаются в основном для нефтей малой и средней вязкости. Несмотря на то, что доля использования ФХМУН в мире сравнительно невелика, следует ожидать увеличения уровня добычи в будущем.

Физико-химические методы в разные годы применялись в США, Канаде, КНР, Франции, Германии, Индии, Индонезии, Бразилии. После падения цен на нефть в 1986 г. количество проектов применения физико-химических МУН резко сократилось из-за высокой стоимости хим. реагентов и большой доли затрат на них в общих расходах. В США, например, в середине 80-х годов на долю этих методов приходилось наибольшее число всех действующих проектов – 206 (40 %) от общего числа действующих проектов МУН, в 2004 г. было только 4 действующих проекта. Тем не менее, количество действующих проектов во всем мире стабильно сохраняется на уровне 24-26 проектов, причем в настоящее время 90 % из них реализуется в Китае. Динамики добычи нефти за счет применения физико-химических МУН в КНР и России представлены на рисунке 2 [5].

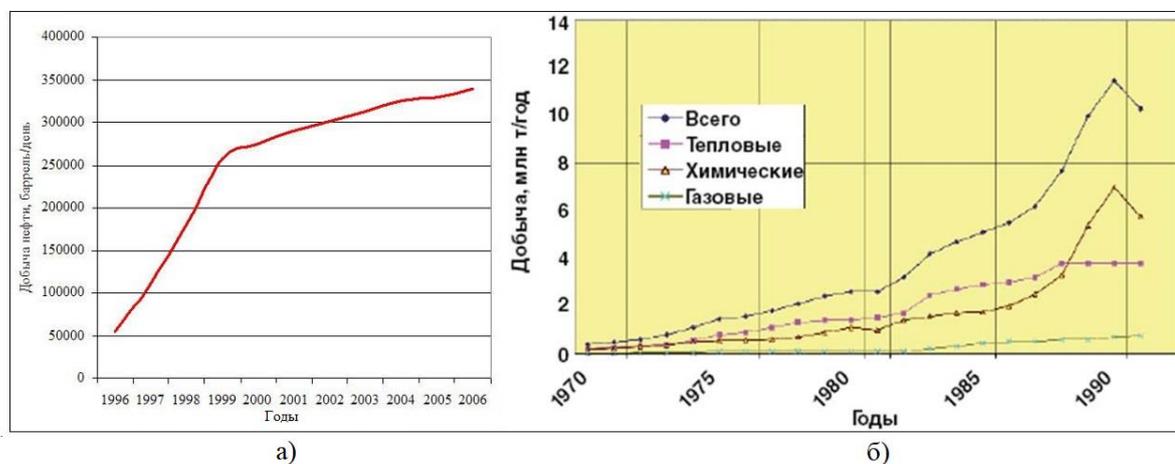


Рисунок 2 – Динамика добычи нефти за счет применения физико-химических МУН в а) КНР и б) России

На нефтяных месторождениях РФ из физико-химических методов увеличения охвата нефтяного пласта заводнением наиболее широкое применение получили потокоотклоняющие технологии с целью выравнивания профилей приемистости нагнетательных скважин. Однако число реализуемых процессов заводнения пластов с использованием химических реагентов в

последние 20 лет резко сократилось и сейчас под химическими МУН компании подразумевают потокоотклоняющие технологии. Число проектов с реализацией эффективных МУН, таких как закачка газа, водогазовое воздействие, термические методы нефтеизвлечения в последнее время снижалось, а объем дополнительной добычи нефти от их применения в общей добыче нефти практически незаметен [6].

Только за счёт применения ПОТ в период с 2006 по 2010 г., на российских месторождениях, проведено более 35 тысяч операций, что позволило получить дополнительно 53 млн. т. нефти. Так за 2010 г. было выполнено около 7 тыс. операций при этом дополнительная добыча нефти (ДДН) на скважину составила от 0,3 до 1,6 тыс. т и было добыто свыше 9,5 млн. тонн нефти. В таблице 1 представлена характеристика результатов применения потокоотклоняющих технологий на месторождениях России [7].

Таблица 1 – Результаты применения потокоотклоняющих технологий

Показатели	Россия
Успешность работ, %	69-86
Дополнительная добыча нефти на одну скважинно-операцию, тыс. т	0,6-5,7
Средний прирост дебита нефти на одну реагирующую скважину, т/сут.	0,3-3,0
Длительность эффекта, месяц	6-24
Средний прирост отборов нефти на одну скважинно-операцию, т/мес.	60-230

Используемые технологии сокращения притока вод в скважины в зависимости от характера воздействия закачиваемой водоизолирующей массы на проницаемость нефтенасыщенной части пласта, вскрытого перфорацией, делятся на селективные и неселективные [13].

К селективным методам водоизоляции относят методы изоляции продуктивных интервалов пласта с помощью химических реагентов, которые в призабойной зоне пласта образуют изолирующую массу лишь в

водонасыщенной зоне пласта. Образование изолирующего экрана происходит при наличии основного водоизолирующего реагента и дополнительного реагента, приводящего к загеливанию. Перекрытие фильтрационных каналов может происходить за счет осадка или геля, образующегося из компонентов исходного реагента [13].

К неселективным методам относятся материалы, которые способны образовывать стойкий изолирующий экран в независимости от насыщенности среды водой или нефтью, не разрушающийся со временем в пластовых условиях. Как правило, использование неселективных методов изоляции приводит к ухудшению условий поступления нефти в скважину. Доставка реагента осуществляется с применением пакера или специальных перекрывающих устройств.

Потокоотклоняющие технологии осуществляются путем воздействия через нагнетательные скважины двумя подходами:

1) закачка сравнительно небольших объемов рабочих растворов хим. реагентов от сотен до нескольких тысяч кубических метров с охватом сравнительно большого фонда нагнетательных скважин и залежей;

2) закачка больших объемов рабочих растворов в обособленные участки месторождений, где работы ведутся долгосрочно по специальному разработанному проекту.

В зарубежной практике под методами увеличения нефтеотдачи понимается именно «проектный» вариант, тогда как в России в последнее десятилетие нефтяные компании практически полностью перешли на малообъемный вариант применения физико-химических МУН. В каждом из этих подходов имеются свои достоинства и недостатки. В первом случае (малообъемные закачки) к достоинствам можно отнести следующие моменты:

- возможность охвата большого количества месторождений и скважин на различных стадиях разработки и различными технологиями;
- малые затраты на внедрение, отсутствие капитальных затрат, использование передвижной мобильной техники;

- возможность оперативной реакции на конъюнктуру рынка, в частности, на цены на нефть: при снижении цен объем работ можно легко снижать, а при повышении наоборот, увеличивать;

- выполнение проектных требований по внедрению физико-химических МУН по количеству скважинно-операций, охвату фонда;

К недостаткам первого подхода относятся:

- кратковременность действия, быстрое восстановление уровня обводненности продукции;

- малые технологические эффекты, а в ряде случаев неоднозначность и сомнительность результатов;

- увеличение только текущего коэффициента охвата, коэффициент вытеснения при этом, как правило, не увеличивается.

Достоинствами «проектного» подхода к внедрению МУН являются:

- внедрение надежных оправдывающих себя технологий;

- обеспечение в случае успеха большого прироста нефтеотдачи, вовлечение в разработку не извлекаемых при традиционном методе разработки запасов нефти за счет увеличения не только коэффициента охвата, но и коэффициента вытеснения;

- получение значительного технологического и экономического эффекта.

Проектный подход имеет также свои недостатки:

- необходимость капитальных затрат, использование дорогостоящих стационарных установок и значительного количества химреагентов;

- трудоемкость подготовительных работ, большие сроки реализации, отсутствие возможности оперативной реакции на конъюнктуру рынка;

- наличие риска получения отрицательных результатов и серьезного убытка;

- невозможность охвата воздействием большого количества месторождений и всего фонда скважин [9].

В России выполнены десятки тысяч обработок скважин с использованием потокоотклоняющих технологий. На крупных месторождениях число их может достигать сотен в год. Наряду с многочисленными примерами высокой эффективности реализации ПОТ имеется и немало результатов с явно завышенным расчетным эффектом. Консолидированная оценка эффективности применения различных потокоотклоняющих технологий определяется значительным разнообразием строения и характеристик месторождений, на которых они применялись. Анализ результатов использования ПОТ в России представлен на рисунках 3 и 4. Следует отметить значительную разницу в полученных результатах.

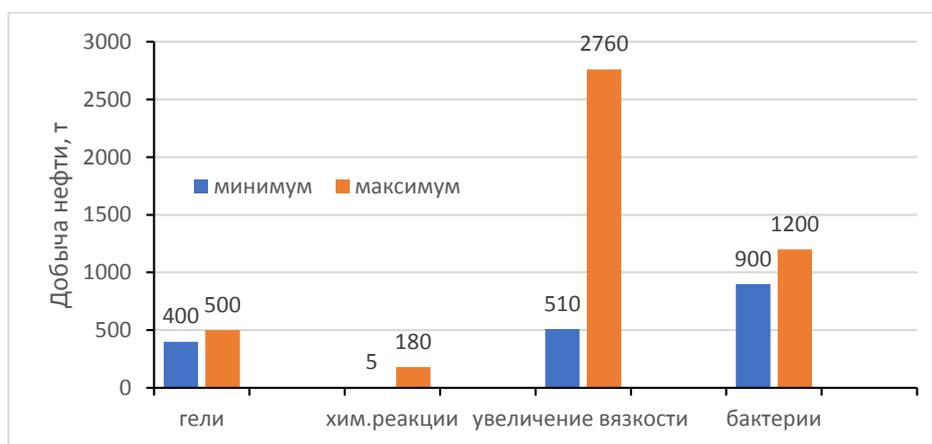


Рисунок 3 – Дополнительная добыча нефти на 1 тонну используемого агента

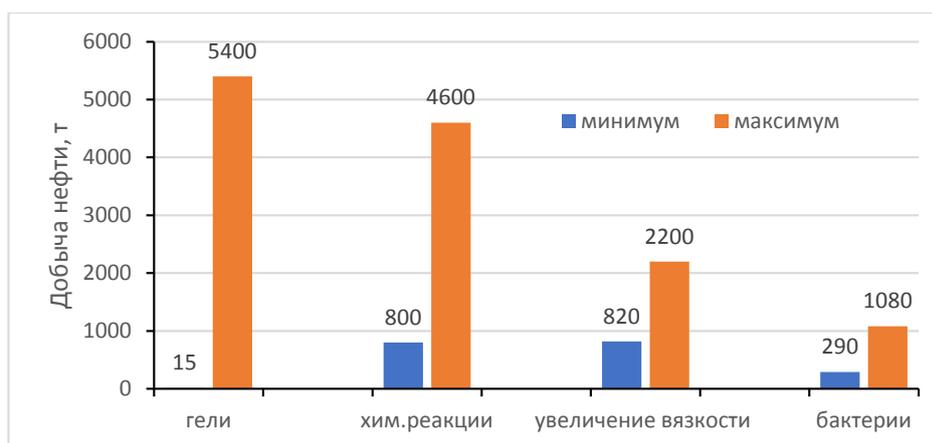


Рисунок 4 – Дополнительная добыча нефти на одну обработанную скважину

Из приведенных данных видно, что эффективность применения ПОТ оценивается в виде или удельной добычи нефти на тонну используемого реагента, или в виде дополнительной добычи нефти на одну обработанную скважину. Это связано с тем, что они используются локально на отдельных

участках месторождения и очень редко производится оценка изменения коэффициента извлечения нефти (КИН) по таким участкам воздействия. Однако, оценка, даже для замкнутых участков, представляется завышенной вследствие влияния иных технологических факторов, способных вызвать изменения в показателях работы скважин, гораздо более существенные, чем воздействие от проведенных ПОТ, а также незначительных объемов воздействия на пласт [6].

Кроме того, в подавляющем большинстве случаев в качестве основного метода оценки эффекта от применения указанных технологий воздействия на пласт, используется характеристики вытеснения, которые имеют ограниченность в результатах оценки эффекта.

К плюсам данной технологий стоит отнести то, что ПОТ позволяют увеличить КИН на 2-5% и сократить издержки по себестоимости добычи нефти в 1,2-2 раза. Что ещё немало важно, ПОТ позволяют воздействовать на коэффициент охвата пласта, тем самым приобщая в разработку не охваченные фильтрацией участки продуктивного пласта.

Но, так же, у ПОТ есть свои минусы. К ним стоит отнести то, что некоторые химические составы обладают низкой проникающей способностью в матрицу пласта, отсутствие возможности управлять временем загеливания, недостаточно высокие прочностные характеристики в пластовых условиях, большая чувствительность к пластовым флюидам и температуре, токсичность некоторых хим. реагентов, высокая стоимость и т.д. Также немаловажным является то, что отрицательный эффект обработки зачастую необратим, либо требует значительных материальных затрат для ликвидации последствий [8]. Поэтому правильный выбор технологии воздействия для конкретного объекта является важнейшей задачей при применении методов воздействия на пласт и увеличения добычи нефти.

В связи с этим возникает необходимость в разработке новых композиций лишенных указанных недостатков на основе доступных и недорогих химических реагентов.

### **1.3 Критерии применимости потокоотклоняющих технологий в различных геологических условиях**

Анализируя наиболее проблемные зоны объектов разработки, можно выделить, что основными критериями подбора участков/скважин для проведения технологии ПОТ являются:

- вертикальная и площадная неоднородность пласта;
- неоднородный профиль приемистости по промыслово-геофизическим исследованиям (ПГИ);
- гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами;
- опережающее обводнение продукции скважин, вызванное как геологическими особенностями строения коллекторов, так и технологическими аспектами процесса разработки;
- средняя и высокая обводненность основной части реагирующих скважин;
- наличие большого процента трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым коллекторам [10].

Подбор технологии определяется также из дополнительных условий геолого-физической характеристики пласта и технологических показателей эксплуатации скважины/участка.

Критерием применимости технологий ПОТ является наличие минимум трех реагирующих добывающих скважин на одну нагнетательную. Реагирующие скважины определяются по коэффициентам корреляции взаимовлияния скважин, либо по результатам трассерных исследований, которые заключается в закачке раствора индикатора в нагнетательные скважины вместе с нагнетаемой водой, отборе проб жидкости по окружающим добывающим скважинам с заданной периодичностью, определении в пробах отбираемой жидкости наличия концентрации индикаторов. В качестве индикаторов используют различные хим. элементы: флуоресцентные (флуоресцеин натрия, родамин С), ионные

(карбамид, натрий), органические (спирты, органические кислоты). Для оценки влияния соседних нагнетательных скважин на одни и те же добывающие скважины выполняются полииндикаторные методы, основанные на закачивании в нагнетательные скважины растворов различных индикаторов [11].

В настоящее время программы по трассированию фильтрационных потоков включают два этапа: трассирование до и после работ. Трассирование перед работами позволяет осуществить обоснованный выбор объектов воздействия, видов и объемов потокоотклоняющих составов. Трассирование после работ дает возможность оценить степень и эффективность воздействия на залежь, а также, при необходимости, аргументировать повторное проведение мероприятий по данной технологии [12].

При планировании ФХМУН на объектах, содержащих химически несвязанную водонасыщенность или чередование перфорированных нефтенасыщенных и водонасыщенных пропластков, необходимо убедиться, что обводнение продукции добывающих скважин в основном происходит закачиваемой водой за счёт анализа трассерных, геофизических и гидродинамических исследований. Техническая пригодность нагнетательных скважин для применения технологии опытно-промышленных работ (ОПР) определяется наличием или отсутствием заколонных перетоков или непроизводительного ухода жидкости закачки из продуктивного разреза [11].

Основные геологические критерии применимости потокоотклоняющих технологий:

- проницаемость коллектора – 5 до 500 мД (более 500 мД для отдельных технологий); с учетом природной и техногенной трещиноватости, а также с ограничениями для конкретных технологических составов;
- пластовая температура в широких пределах с ограничениями для конкретных технологических составов (температура пласта – не ниже 70 °С для термотропных составов);
- коэффициент расчлененности – не менее 1,4;

- минерализация пластовой воды в широких пределах с ограничениями для конкретных технологических составов;
- отсутствие газовой шапки, способствующей нецелевому уходу химических реагентов в кровельную часть продуктивного пласта;
- отсутствие подошвенной воды;
- пластовое давление без ограничений;
- нефтенасыщенная толщина не менее 3 м;
- глинистость не более 20% [13].

Указанный диапазон изменения проницаемости обуславливает значение приемистости нагнетательных скважин. При проницаемости коллектора менее 0,05 мкм<sup>2</sup> приемистость нагнетательных скважин низкая и процесс закачки происходит при высоких устьевых давлениях. Проницаемость ниже 0,05 мкм<sup>2</sup> снижает приемистость нагнетательной скважины на 10–20 %. Верхняя граница применимости технологий ПОТ по проницаемости обусловлена имеющейся линейкой применяемых технологий, например, при высокой проницаемости приемистость нагнетательных скважин может составлять 700 м<sup>3</sup>/сут и более, что требует применения различных модификаций технологий с крупными мелкофракционными наполнителями. Также приемистость скважины должна быть не менее 150 м<sup>3</sup>/сут или 100 м<sup>3</sup>/сут для низкопроницаемых коллекторов. Это необходимо для обеспечения возможности проведения закачки хим. реагентов, обладающих, как правило, большей вязкостью по сравнению с вязкостью закачиваемой воды. Также, согласно опыту практических работ, присутствие подошвенных вод в разрезе пласта отрицательно влияет на эффективность ПОТ. Вместе с тем, опыт отмечает и случаи эффективного применения ПОТ на залежах с подстилающей водой (ЗПВ) с разделяющей глинистой перемычкой. По результатам ПГИ в таких случаях часто отмечается снижение или устранение заколонной циркуляции воды (ЗКЦ) в нагнетательных скважинах [14].

Расчлененность пласта и коэффициент проницаемости должны рассматриваться в комплексе, необходимо определить наличие недренируемых

или слабодренлируемых прослоев в разрезе нагнетательной скважины. Если ее разрез представлен равномерным чередованием прослоев с малым разбросом коэффициента проницаемости, то эффективность ВПП в такой скважине будет существенно ниже, чем в скважине с наличием неработающих интервалов либо прослоев. Однако при этом обязательно выполнение анализа результатов промысловых геофизических работ, проведенных в закрытом стволе, с целью определения профиля приемистости скважины. Анализ геофизических характеристик пилотного участка позволяет приступить к выбору технологии ВПП и на начальном этапе оценить объемы закачки реагентов по аналогии с подобными объектами [11].

Из опыта применения ВПП нагнетательных скважин на нефтяных месторождениях известна тенденция снижения их эффективности с ростом выработанности приходящихся запасов нефти. В частности, отмечено, что при величине выработанности приходящихся начальных извлекаемых запасов (НИЗ) нефти участка воздействия выше 0,9 д.ед. эффект от проведения ВПП нагнетательных скважин незначителен [14]. На рисунке 5 представлена диаграмма, построенная по результатам анализа эффективности практических работ на месторождениях Ноябрьского региона Западной Сибири, зависимость среднего относительного прироста добычи нефти после проведения ВПП от выработанности приходящихся НИЗ нефти.

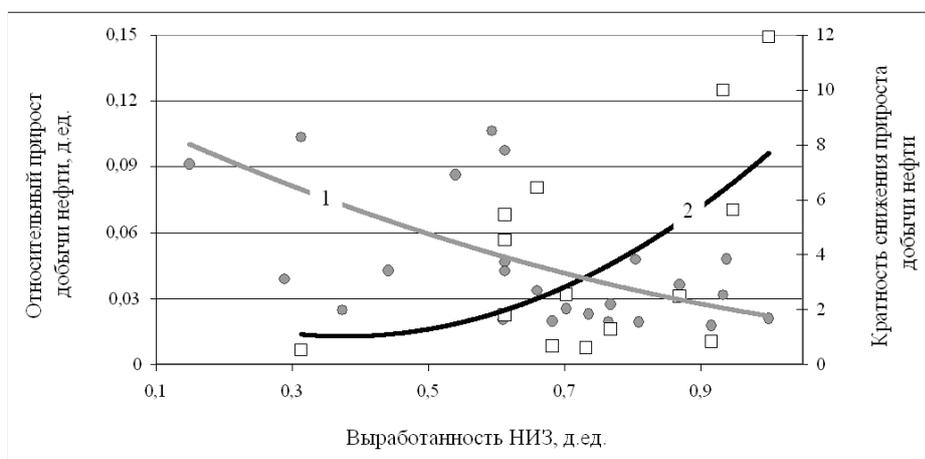


Рисунок 5 – Влияние степени выработанности НИЗ нефти участка воздействия на эффективность ВПП в нагнетательных скважинах согласно результатам

анализа практических работ, на месторождениях Ноябрьского региона Западной Сибири: 1 – относительный прирост добычи нефти, 2 – кратность снижения эффективности повторных обработок

#### **1.4 Характеристика Западно-Катыльгинского месторождения**

Информация данного раздела (стр. 23 – 26) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2. ПОТОКООТКЛОНЯЮЩИЕ ТЕХНОЛОГИИ НА ЗАПАДНО-КАТЫЛЬГИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ**

### **2.1 Предпосылки применения потокоотклоняющих технологий на Западно-Катыльгинском месторождении**

Информация данного раздела (стр. 27 – 30) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2.2 Обзор современных потокоотклоняющих технологий, применяемых на нефтяных месторождениях**

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.

На основании упрощенной классификация потокоотклоняющих технологий, составы, используемые для проведения работ в области водоизоляции, должны отвечать ключевым требованиям:

- технологические процессы должны проводиться на стандартном нефтепромысловом оборудовании, быть простыми и надежными;
- легко фильтроваться в пласт;
- иметь регулируемые в широком диапазоне сроки геле- или осадкообразования для возможности формирования изоляционной оторочки в глубине пласта;
- обладать определенной водоизолирующей способностью;
- быть устойчивыми к действию пластовых флюидов и технологических жидкостей, пластовых температур и давлений [13].

На первом этапе подбора основной технологии и реагента для применения на Западно-Катыльгинском месторождении производится анализ граничных параметров применения ПОТ, на основе: геле- и осадкообразующих композиций; полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем; микроэмульсионных систем, приведенных в таблице 1 (Приложение А), откуда следует, что для геолого-физических условий продуктивных пластов

подходящим является только метод геле- и осадкообразующих композиций. Два остальных метода не подходят по температурным параметрам и проницаемости.

Технологии на основе полимер-дисперсных и волокнисто-дисперсных систем. К данной группе относятся технологии, основанные на использовании различных дисперсных наполнителей (бентонит, древесная мука, угольная пыль), стабилизированных полимерами-флокулянтами, поверхностно-активными веществами, эмульгаторами (закачка полимер-дисперсной системы, волокнисто-дисперсной системы, эмульсионно-полимердисперсного состава). Данная технология не применима на месторождении по причине того, что при температуре выше 80 °С системы подвергаются обращению (расслаиваются).

Технологии на основе микроэмульсионных систем. Данная группа технологий основана на использовании в качестве основных реагентов эмульгаторов (Нефтехим, Нефтенол–НЗ, Неонол, Синол ЭМ и др.) с добавками наполнителей - нефти, бентонитовой глины для регулирования свойств эмульсионных систем [15]. Эмульсии при фильтрации через пористую среду практически полностью разрушаются из-за хроматографического разделения компонентов и характеризуются незначительной продолжительностью «жизни» в пласте. В связи с этим их в основном применяют при пониженных температурах при отсутствии трещин и суперколлекторов с тем, чтобы избежать необратимого тампонирувания коллекторов.

На втором этапе среди потокоотклоняющих технологий на основе геле- и осадкообразующих композиций выделен ряд базовых технологий. Базовые технологии – это группа определенных составов химических реагентов, различающихся по механизму геле- и осадкообразования.

Выделены следующие базовые технологии:

- на основе полимеров акриламида;
- на основе соединений кремния;
- на основе водорастворимых полиэлектролитов (полианионитов и поликатионитов);
- на основе неорганических термогелеобразующих реагентов;

- на основе силикатов щелочных металлов.

При выборе базовых технологий учитывались главные особенности продуктивных пластов - такие как значения проницаемости пород-коллекторов и высокая пластовая температура (93 °С).

### **2.2.1 Технологии на основе полимеров акриламида**

Составы, используемые в данных технологиях, являются гелеобразующими с низкой исходной вязкостью, обуславливающей высокую селективность проникновения в высокопроницаемые пропластки проницаемостно-неоднородного пласта, а образовавшийся там гель имеет высокую вязкость с начальным напряжением сдвига. Полиакриламид (ПАА) используется для установки гелевых экранов в обводненных пропластках, в том числе гидролизованной, и его производные. В СССР еще в конце 70-х и начале 80-х годов начали разрабатываться модифицированные технологии применения полимеров. ПАА существует в виде белых гранул или порошка. Полиакриламид не токсичен, хотя неполимерный акриламид является нейротоксином.

На месторождениях с относительно невысокой пластовой температурой распространена технология экранирования промытых пропластков гелем сшитого полимерного состава (СПС). Технология основана на способности водных растворов частично гидролизованного ПАА (5,0 – 20,0 %) к образованию пространственно-сшитых структур при взаимодействии с ионами поливалентных металлов (Cr, Fe, Zr) [19]. СПС формирует в промытых высокопроницаемых пропластках нефтяного пласта гелевые экраны, тормозящие холостую фильтрацию через них закачиваемой воды. Недостатками СПС являются: трудность управления процессом гелеобразования; неравномерность образования геля по объему.

Полимерные системы способны в значительной степени снижать проницаемость водопроводящих высокопроницаемых и трещиноватых пропластков [20]. Однако степень набухания быстро снижается по мере роста минерализации раствора.

Скорость сшивания ПАА зависит от концентрации сшивателя и температуры. С увеличением температуры время гелеобразования уменьшается, т.е. процесс сшивки геля будет протекать быстрее [21].

Селективности экранирования промытых высокопроницаемых пропластков при проведении ВПП нагнетательных скважин способствует такая важная особенность СПС, как рост остаточного фактора сопротивления при фильтрации с ростом проницаемости пористой среды [22].

Применимость ПАА ограничивается рядом параметров:

- при температуре выше 80 °С многие марки ПАА подвержены термодеструкции;
- высокая минерализация воды ухудшает реологические и вязкостные характеристики полимерного раствора;
- при низкой проницаемости пористой среды полимеры могут разрушаться в ходе фильтрации из-за механической деструкции.

Одной из модификаций СПС на основе ПАА является реагент Темпоскрин [23]. Он представляет собой полиакриламид, подвергнутый радиационной обработке, которая существенно изменяет реологические свойства полимера в водном растворе (рисунок 9). Основное отличие реагента от других СПС, что он является однокомпонентным и при смешении с водой образует гидрогели с практически другой природой "сшивки" и, вследствие этого, другой пространственной структурой.

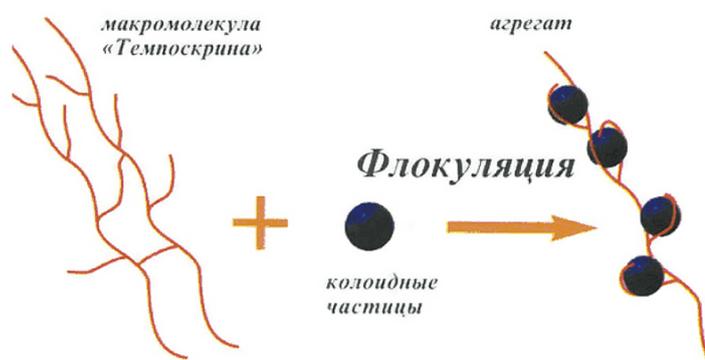


Рисунок 9 – Схема проявления флокулирующих свойств Темпоскрин

Темпоскрин предназначен для получения ДДН и снижения обводненности добываемой продукции на месторождениях сложного

геологического строения с неоднородными песчано-глинистыми коллекторами. Их эксплуатируют с применением методов заводнения на поздней стадии разработки с высоким процентом обводненности добываемой продукции (от 60 до 98%). Состав готовится на скважине путем смешивания однокомпонентного состава с водой (пресной или минерализованной) и закачивается обычным насосным агрегатом (рисунок 10).

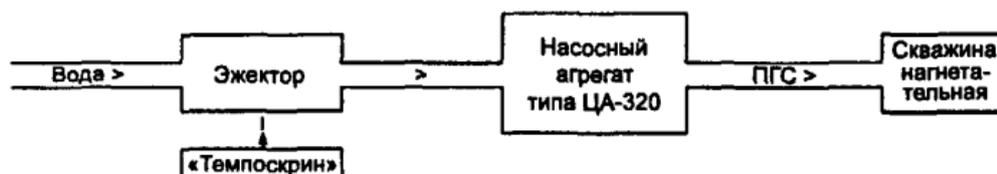


Рисунок 10 – Схема обвязки оборудования для приготовления и закачки в нагнетательную скважину реагента Темпоскрин

Для обработки одной скважины требуется от 0,2 до 1 тонны сухого реагента. Одна тонна сухого реагента Темпоскрин дает возможность получить от 2 до 8 тыс. тонн ДДН в зависимости от геологического строения пласта и величины его остаточных запасов. Темпоскрин ограничено набухает в воде, его растворы имеют вязкопластичные свойства и практически не деструктируют в пластовых условиях.

Внедрение и опытно-промышленные испытания технологии Темпоскрин были проведены на месторождениях: Мамонтовское, Ромашкинское, Ачинское. Продолжительность действия 10-17 месяцев.

### 2.2.2 Технологии на основе соединений кремния

В качестве селективных водоизолирующих агентов широко применяются элементарорганические соединения [24], в частности соединения кремния, чему способствует их свойство вступать на контакте с водой в реакцию с образованием полимеров т.е. вода является отвердителем для данных реагентов.

Наиболее полно требованиям, предъявляемым к селективным водоизолирующим агентам, удовлетворяют кремнийорганические соединения (КОС), в частности состав АКОР. В технологиях увеличения нефтеотдачи и ограничения водопитока используется целый ряд кремнийорганических

реагентов: эфиры ортокремниевой кислоты (АКОР, продукт 119-126), гликолевые эфиры (ВТС) и др.

Тампонажные составы на основе кремнийорганических соединений обладают селективностью по отношению к нефте- и водонасыщенным горным породам. Физико-химические свойства реагентов, а также способы доставки и закачки в зону изоляции обуславливают преимущественную их фильтрацию в водонасыщенную зону и тампонирующее данное участка пласта [24]. Внедрение кремнийорганических соединений не приводит к понижению фильтрационных характеристик этих объектов, если содержания остаточной воды в продуктивных пластах до 45 %. В США кремнийорганические соединения используются и в качестве поверхностно-активных веществ (ПАВ) и в качестве гелеобразующих композиций (ГОС). Первые патенты по применению кремнийорганических соединений для изоляции водопритока появились за рубежом в сороковые годы двадцатого века.

Состав АКОР - тампонажный материал, предназначенный для ограничения прорыва подошвенных вод, поступления воды из близко расположенных к продуктивной зоне водонасыщенных пластов, ликвидации заколонной циркуляции в терригенных и карбонатных коллекторах (рисунок 11). Он был разработан во ВНИИКРнефть и широко применяется при водоизоляционных работах с 1986 г. до сегодняшнего времени.

Эти составы претерпели изменения от моментально отверждающихся хлорсиланов с уменьшенным содержанием активного хлора на основе кремнийорганических эфиров (АКОР-1, 2), до водонаполненных композиций, много - и однокомпонентных (АКОР-4, 5, Б100, БН).



Рисунок 11 – Образование геля при смешивании АКОР с водой

АКОР надежно изолирует водопритоки, не разрушаясь при депрессии на пласт до 20 Мпа, состав имеет высокие прочностные характеристики. В тоже время, при наличии в пласте трещин с раскрытием более 0,1 мм, радиус водоизолирующего экрана может превышать десятки метров. Не имеет набухания глинистых частиц, поэтому проницаемость пласта и продуктивность скважины не снизятся. Высокая дифильность составов АКОР придает им высокие селективные свойства.

Преждевременное гелеобразование (отверждение состава на поверхности в емкости и технологических линиях) может иметь место при нарушении рекомендаций по приготовлению водонаполненных составов (значительное уменьшение первоначально вводимого количества воды, особенно при высоких температурах окружающего воздуха, применение воды или растворов с  $pH > 6,5$ ). В этом случае необходимо разбавить состав водой в 2-3 раза и вымыть состав из НКТ, технологических линий и емкостей [25]. Также недостатками могут являться высокая стоимость реагента, коррозионная активность.

Для предотвращения преждевременного отверждения водоизолирующего реагента в колонне труб вследствие контакта с водой или солевым раствором, заполняющим скважину, в процессе доставки его до интервала перфорации необходимо использовать разделительный буфер. В качестве буферной жидкости необходимо применять безводную водорастворимую гигроскопичную жидкость, например, гликоли, неол,

низшие спирты (этиловый, изопропиловый, изобутановый) и тому подобные [25].

С 2000 года материал АКОР, успешно применяется на месторождениях ПАО "Сургутнефтегаз", "Роснефть", "ЛУКОЙЛ", "Славнефть-Мегионнефтегаз". Опытно-промышленные испытания проводились на Злодаревском месторождении Пермского края. На сегодняшний день этим материалом уже выполнено более 750 скважино-операций. Дополнительная добыча в среднем составляет от 0,8 до 3 тыс. тонн на скважино-операцию. Средняя продолжительность эффекта превысила 12 месяцев.

### **2.2.3 Технологии на основе водорастворимых полиэлектролитов**

Одной из разновидностей селективной изоляции водопритоков с помощью двухкомпонентных систем является использование водорастворимых термостойких синтетических полиэлектролитов. Вторым компонентом композиции (реагентом сшивателем), может быть раствор солей поливалентных металлов  $\text{Ca}^{+2}$  и  $\text{Mg}^{+2}$ , минерализованная вода, приводящие при достаточной их концентрации к обратимой коагуляции зольей - выделению высокомолекулярного вещества. Широко известен метод закачки в пласт полианионита Гипан (гидролизованного полиакрилонитрила) [13], относящегося к числу высаливающихся при контакте с пластовой водой полимеров, применяющийся с конца восьмидесятых годов двадцатого века. Селективный характер закупорки водонасыщенных пор продуктивного пласта полианионитами основан на их коагуляции под действием ионов поливалентных металлов солей пластовых вод и сохранении жидкого состояния в углеводородной среде. Гипан может применяться для отключения обводнившихся интервалов пласта в качестве рабочего раствора, а также в качестве тампонажного материала при восстановлении герметичности обсадных колонн.

Характер образующейся при этом эластичной массы зависит от природы и концентрации полимера, концентрации и природы ионов полиэлектролита, проницаемости пород, объема закачки реагентов и температуры. Применение Гипана и его аналогов наиболее эффективно на месторождениях с высокой

степенью минерализации пластовых вод, когда, во-первых, необходимость закачки реагента-сшивателя отпадает, и, во-вторых, равновесие смещается в сторону осадкообразования, а не его растворения. Для изоляции Гипаном в условиях слабоминерализованных пластовых вод используются гелеобразователи. Чаще всего для этой цели применяют раствор хлористого кальция, но могут использоваться и другие реагенты, например: азотнокислый свинец, хлористое железо и др. Использование этих добавок может повысить эффективность применения Гипана, улучшить его структурирование.

Основными преимуществами данной композиции являются: регулируемое время гелеобразования; гидродинамическая избирательность воздействия; реагент не токсичен, не нарушает экологию окружающей среды и товарные качества нефти, применим при обводнении продукции до 100%. Недостатком указанного состава являются его низкая водоизолирующая способность в неоднородных по проницаемости пластах и низкая адгезия образующегося осадка к породам пласта. Это объясняется тем, что Гипан мгновенно коагулирует в высокоминерализованной воде. Недостатками Гипана также являются высокая стоимость, повышенная исходная вязкость (300-350 мПа\*с) и вынос из пласта в процессе освоения и при эксплуатации скважины.

Внедрение и опытно-промышленные испытания технологии были проведены на месторождениях: Бавлинске, Ромашкинске. Средняя продолжительность эффекта составила до 20 месяцев.

По физико-химическим основам воздействия близка к Гипан и гелеобразующая композиция поликатионита ВПК-402 в сочетании с жидким стеклом. Указанные полимеры в отличие от ПАА характеризуются повышенной термостойкостью до 120-160 °С. Перспективным направлением составов является применение водорастворимых полиэлектролитов катионного типа [13], прежде всего полидиметилдиаллиламмонийхлорида (ВПК-402) и его модифицированных производных, способных к гелеобразованию при взаимодействии в определенных условиях со сшивателями (рисунок 12).

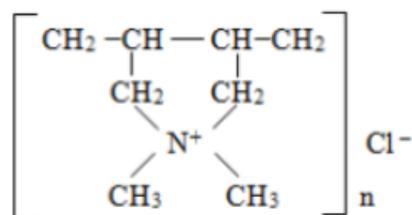


Рисунок 12 – Структурная формула ВПК-402

Водорастворимые поликатиониты отличаются высокой термической, химической и микробиологической стабильностью, а пространственно сшитые силикатом натрия полимерные комплексы на их основе обладают высоким экранирующим эффектом. ВПК-402 является эффективным флокулянт, в то же время обладает по сравнению с ПАА более низкими адсорбционными свойствами, что позволяет рекомендовать его как компонент полимер-дисперсных систем, применяемых для воздействия на более отдаленные от нагнетательных скважин участки продуктивного пласта.

Технология внедрена на Киенгопском и Амангельдинском месторождении.

#### **2.2.4 Технологии на основе термогелеобразующих композиций**

К данному классу можно отнести составы, отверждение или полимеризация которых протекает в пласте за счет температуры. Они способны избирательно фильтроваться в обводненные интервалы высокопроницаемых пластов, промытые водой участки, создавая искусственные экраны, противостоящие движению закачиваемых вод (рисунок 13). Термогелевые композиции могут быть закачаны и в добывающие скважины для образования барьеров на пути фильтрации воды и ограничения добычи попутной воды. Гели образуются из зелей при их коагуляции в результате молекулярного сцепления частиц дисперсной фазы. Радиусы создаваемых экранов и барьеров зависят от удельных объемов закачиваемых водных растворов гелеобразующих реагентов на единицу толщины пласта, а также технологии их нагнетания. Объемы растворов и технологии их закачки необходимо выбирать на основе тщательного изучения характера неоднородности пластов, их гидродинамической связи и степени промывки отдельных прослоев, и т.д. В России и за рубежом уже

применялись или находятся на стадии промышленных испытаний множество технологий увеличения нефтеотдачи пластов, основанных на использовании гелеобразующих составов. Первые результаты этих экспериментов показывают перспективность применения гелеобразующих систем на поздней стадии разработки нефтяных месторождений с целью улучшения выработки остаточных запасов нефти.

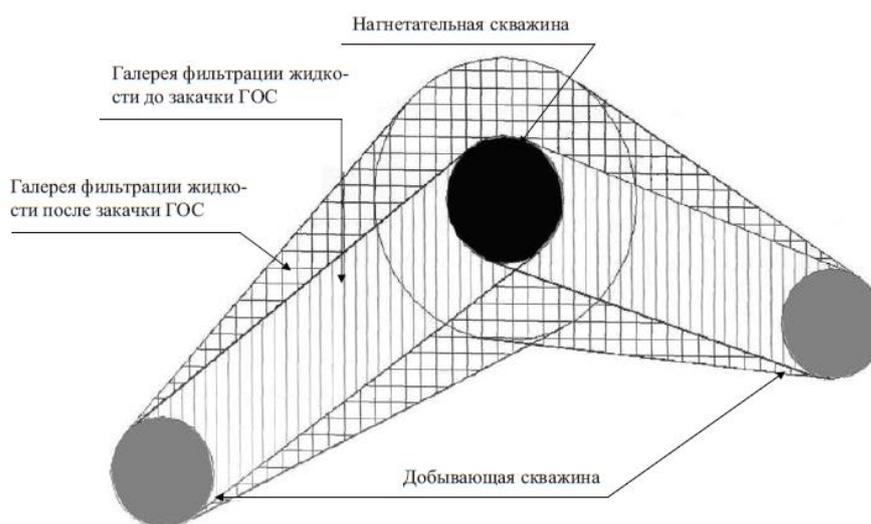


Рисунок 13 – Схема, иллюстрирующая механизм действия гелеобразующего состава

В России на основе неорганических и полимерных термогелирующих систем были разработаны составы Галка, Метка, Ромка, РВ-3П-1 [28]. Маловязкие при низких температурах растворы в условиях высоких пластовых температур превращаются в гели. 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.

Фильтрационные исследования показали, что закачка состава Галка (хлорид алюминия и карбамид) снижает подвижность воды в 4 - 100 раз, причем степень снижения проницаемости керна увеличивается с ростом его базовой проницаемости и водонасыщенности, что способствует селективности

экранирования обводненных пропластков [29]. Добавление ПАВ к композиции Галка позволяет пластифицировать образующийся гель, улучшать его сцепление с породой коллектора и образовывать пену с газообразными продуктами гидролиза карбамида. Введение в данный раствор полимеров и добавок (солей хлористоводородной, азотной кислот) позволяет в широком интервале регулировать критическую температуру его гелирования.

Продолжительность эффекта обработки составляет в среднем 9 месяцев. Опытно-промышленные испытания были проведены на Усинском месторождении. По характеристикам вытеснения на основании промысловых данных по 40 добывающим скважинам опытного участка произведена оценка дополнительно добытой за полгода нефти - 10316 т.

### 2.2.5 Технологии на основе силикатов щелочных металлов

Широко используются в качестве водоизолирующих реагентов силикаты щелочных металлов (Na, K и др.), в частности, соли алюминия, алюмосиликаты и силикат натрия, в различных работах упоминаемый, как жидкое стекло, выпускаемый по ГОСТ 13078-81 (рисунок 14).

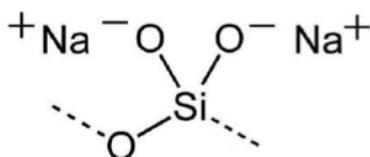


Рисунок 14 – Структурная формула силиката натрия

Следует выделить две подгруппы технических решений применения жидкого стекла. К первой относятся методы, основанные на образовании нерастворимых осадков, например, при взаимодействии жидкого стекла с растворами неорганических солей двух- и трехвалентных металлов, во вторую следует отнести композиции, образующие гели. В роли инициаторов гелеобразования могут выступать соединения различной природы: кислоты, соли или эфиры органических кислот, неорганические соединения (рисунок 15).

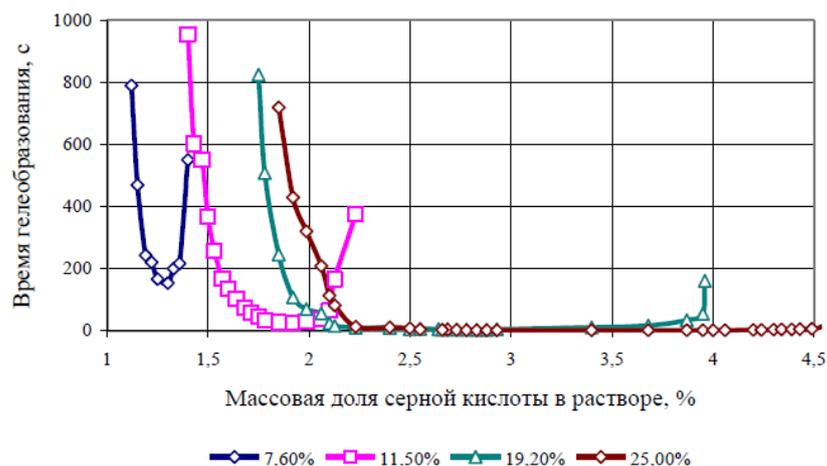


Рисунок 15 – Зависимость времени гелеобразования силикатного геля от содержания серной кислоты

Таким образом, физика процесса снижения проводимости водопромытых каналов при применении силикатов может быть двойкой: закупорка или существенное снижение проницаемости образующимся нерастворимым осадком (аналог осадкообразующих технологий) или заполнение первоначально маловязким раствором и закупорка образующимся гелем (аналог сшитых полимерных систем).

Оставаясь инертным к нефти, жидкое стекло хорошо растворяется в воде, его растворы имеют низкую вязкость, которая регулируется в широком диапазоне изменением концентрации реагента, жидкое стекло образует устойчивые гели, стабильные в высокотемпературных (до 200 °С) пластах с пониженной проницаемостью. В этих условиях многие полимерные и кремнийорганические составы малоэффективны. Повышение прочностной характеристики геля осуществляют путем ввода наполнителей: глинопорошка, древесной муки.

Составы на основе жидкого стекла имеют ряд существенных недостатков: жидкое стекло достаточно дорого, часто малодоступно, также составам характерна низкая эффективность из-за сложности регулирования скорости гелеобразования, низкая структурная устойчивость, большинство гелеобразующих составов на основе жидкого стекла чувствительны к солям, что затрудняет их применение на месторождениях с минерализованными водами.

Время гелеобразования и плотность геля регулируется концентрацией раствора, температурой и рН среды.

В 1949-1954 годах опытные работы с применением силикатных гелей были проведены на Туймазинском месторождении. Например, промышленные работы проводились в мае 2009 года на Ромашкинском месторождении НГДУ «Азнакаевскнефть».

### **2.3 Выбор базовой технологии потокоотклонения**

В таблице 2 (Приложение А) приведены геолого-физические характеристики продуктивного пласта и граничные параметры применения базовых потокоотклоняющих технологий. Как видно из таблицы, для продуктивного пласта Западно-Катыльгинского месторождения базовые технологии на основе водорастворимых поликатионов, силикатов щелочных металлов, термогелеобразующих реагентов можно рекомендовать к применению.

Для технологий на основе термогелеобразующих реагентов высокая температура пластов является необходимым фактором образования экологически безопасного геля гидроксида алюминия. Реологические свойства геля и подвижность его в пористой среде регулируются степенью разбавления закачиваемого рабочего раствора. Применение таких методов как закачка полимеров акриламида, растворимых полианионитов и технологии на основе соединений кремния невозможно по двум причинам: требуется более высокая проницаемость коллектора и пластовая температура не должна превышать 80 °С.

Возможно применение технологий на основе водорастворимых поликатионитов ВПК-402 и технологий на основе термогелеобразующих реагентов Галка, Метка, РВ-3П-1, силикатов щелочных металлов (жидкое стекло). Физико-химическая сущность применения композиций на основе водорастворимого термостойкого поликатионита ВПК-402 заключается в том, что при взаимодействии в пластовых условиях полимера с реагентом-сшивателем (бентонит, жидкое стекло) образуется термостойкий гелеобразный осадок, устойчивый к размыву и способный селективно повышать

фильтрационное сопротивление в высокопроницаемой части пласта, что приводит к подключению к работе застойных и слабодренлируемых зон и пропластков [15].

Физико-химическая сущность процесса создания барьеров для фильтрации воды в продуктивном пласте с помощью композиции Галка (раствор хлорида алюминия и карбамида) заключается в том, что после закачки гелеобразующей системы в пласт под воздействием температуры продуктивного пласта (90 °С) происходит химическое превращение компонентов системы с образованием геля гидрата окиси алюминия. При температуре выше 70 °С один из компонентов системы (карбамид) гидролизуется с образованием аммиака и двуокиси углерода, что постепенно повышает рН раствора. Выделяющийся аммиак образует щелочную буферную систему (рН  $\approx$  9,0-10,5). При этом из хлорида алюминия образуется гель гидроксида алюминия.

Образующиеся в пласте гели сдерживают прорыв воды из нагнетательных в добывающие скважины, в результате чего происходит перераспределение фильтрационных потоков, выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин, увеличение охвата пласта воздействием. Дополнительным положительным эффектом является то, что образующийся диоксид углерода повышает подвижность нефти в пористой среде. Реологические свойства геля и подвижность его в пористой среде регулируются степенью разбавления закачиваемого рабочего раствора. Присутствие ПАВ в растворе усиливает смачивание породы нефтяного пласта, улучшает проникающую и нефтевытесняющую способность раствора. Кроме того, ПАВ оказывает пластифицирующее действие на гель и может давать пену с углекислым газом и аммиаком, выделяющимися в процессе гидролиза карбамида. Выбор указанной композиции обосновывается ее высокой водоизолирующей эффективностью, которую можно регулировать в зависимости от концентрации закачиваемого раствора, термической стабильностью образуемого геля, а также соответствием других геолого-промысловых характеристик пластов критериям применимости технологии.

Необходимо отметить, что для технологии на основе водорастворимого поликатионита ВПК-402 ограничивающим фактором применения в настоящее время является высокая стоимость реагента. Ограничивающим фактором применения технологий на основе термогелеобразующих реагентов Галка, Метка является неконтролируемый процесс гелеобразования. По этой причине невозможно адресное размещение геля в удаленной части продуктивного пласта. Опыт проведения обработок свидетельствует, что процесс гелеобразования начинается сразу после закачки композиции в призабойную зону пласта, происходит закупорка гелевой пробкой как высокопроницаемых, так и низкопроницаемых интервалов коллектора, фактически скважина перестает принимать воду [15]. Применение жидкого стекла ограничивается высокой стоимостью и малодоступностью. Альтернативой базовых реагентов Галка, Метка для применения на месторождении может являться термотропный состав РВ-3П-1, который не имеет подобных ограничивающих факторов и имеет более удобную жидкую форму.

Ввиду разнообразия составов композиций, используемых в потокоотклоняющих технологиях в первую очередь выделены те, которые применялись и показали свою эффективность на месторождениях Западной Сибири или на месторождениях с характеристиками коллекторов близкими к коллектору пласта Ю<sub>1</sub> Западно-Катыльгинского месторождения.

## **2.4 Анализ термотропного состава РВ-3П-1 и опыта его применения**

Информация данного раздела (стр. 46 – 51) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

## **2.5 Оборудование необходимое для проведения закачки гелевых составов**

Для осуществления мероприятия по выравниванию профиля приемистости используется стандартное оборудование, применяемое для обработки призабойной зоны пласта (ПЗС) и капитальном ремонте скважины (КРС).

Для реализации технологии необходимы следующие технические средства:

- цементировочный агрегат ЦА-320;
- автоцистерны нефтепромысловые (АЦН).

Агрегат цементировочный ЦА-320М предназначен для нагнетания различных жидких сред при цементировании скважин, а также при проведении других промывочно-продавочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Оборудование агрегата позволяет готовить цементные и другие растворы непосредственно у устья скважины и закачивать их под давлением в скважину. Наличие у агрегата полного комплекта оборудования для приготовления, подачи к скважине и закачке жидкости позволяет использовать его на необустроенных промыслах [32].

Агрегат ЦА-320М производится на шасси автомобилей Урал-4320, КамАЗ 43118-50, КрАЗ-65053. Общий вид агрегата показан на рисунке 23.

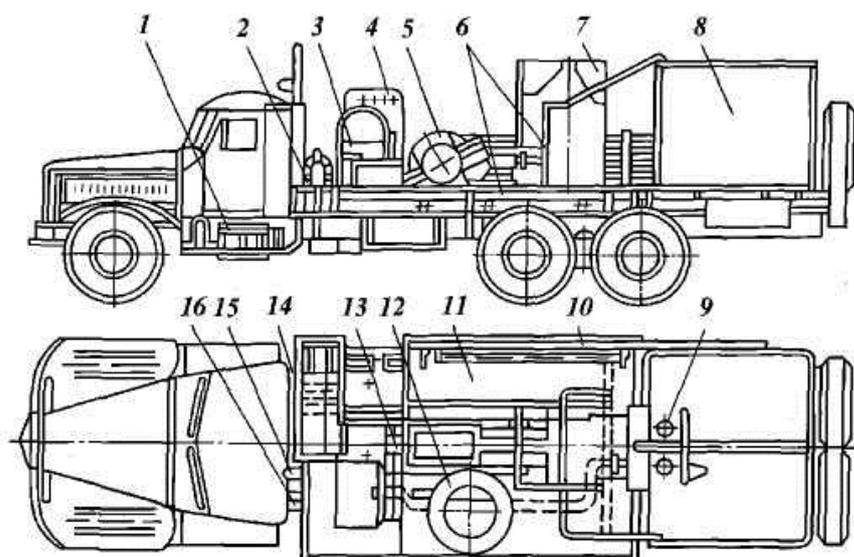


Рисунок 23 – Цементируочный агрегат ЦА-320М

1 - шасси автомобиля; 2 - коробка отбора мощности; 3 – насос водоподающий ЦНС38; 4 - двигатель ГАЗ-51А; 5 - двухцилиндровый цементируочный поршневый насос 9Т; 6 - манифольд агрегата; 7 - защитный кожух насоса; 8 - мерный бак; 9 - донные клапаны; 10 - гибкий металлический шланг; 11 - платформа агрегата; 12 - цементомешалки; 13 - карданный вал; 14 - шарнирные колена; 15 - фара и электрооборудование; 16 - выхлопная труба.

На раме шасси установлены две рамы, на которых смонтировано следующее оборудование агрегата:

- цементируочный насос (5);
- блок водоподающий, состоящий из водоподающего насоса (3) и силовой установки с двигателем ЗМЗ-511 (ГАЗ-53) (4);
- мерный бак (8);
- трубы и шарнирные колена 14 разборного трубопровода;
- защитный кожух (7) насоса 9Т;
- выхлопная труба (16) двигателя автомобиля, выведенная вверх и снабженная искрогасителем и кожухом для защиты обслуживающего персонала от ожогов.

Привод цементируочного насоса осуществляется от двигателя автомобиля через коробку дополнительного отбора мощности и редуктора.

Редуктор соединен с коробкой дополнительного отбора мощности карданным валом 13, а насос в свою очередь соединен карданным валом с редуктором.

Агрегат снабжен следующим дополнительным оборудованием: четырехдюймовым всасывающим шлангом (10) для забора цементировочным насосом цементного раствора из цементного бачка или кислотного раствора на прицепе; двумя двухдюймовыми шлангами, один из которых монтируется для подачи жидкости от водяного насоса в цементосмеситель, а второй - для набора воды в мерный бак; бачком с ситом для приема цементного раствора из цементосмесителя.

Насос цементировочный двухпоршневой насос 9Т, горизонтальный двухстороннего действия со встроенным червячным редуктором повышенной нагрузочной способности. Предназначен для подачи жидких сред в скважину. Привод насоса осуществляется от основного двигателя агрегата через коробку отбора мощности, карданный вал и редуктор.

В качестве водоподающего насоса применён многоступенчатый центробежный секционный насос ЦНС 38-154, предназначенный для подачи воды в цементосмеситель при затворении цементного раствора или приготовления кислотного раствора. Насос оборудован системой продувки выхлопными газами двигателя для удаления жидкости из насоса после окончания работы при минусовых температурах и прогрева насоса.

В качестве силовой установки блока водоподающего насоса применён двигатель ЗМЗ-511. Двигатель предназначен для привода водоподающего насоса и установлен на общей раме с насосом. Вместе с двигателем смонтированы вал промежуточный с разъединительной муфтой, рычаг выключения сцепления, водяной и масляный радиаторы. Двигатель с оборудованием защищён от атмосферных осадков металлическим капотом со съёмными боковинами.

Для обеспечения работы насоса во всем диапазоне давлений и подач он укомплектован сменными втулками и поршнями трех типоразмеров. Напорная линия насоса высокого давления оборудована предохранительным клапаном. Для соединения напорной линии с устьем скважины предусмотрен разборный

вспомогательный трубопровод высокого давления с шарнирными коленами. Напорный коллектор насоса высокого давления оборудован линией, служащей для проверки работы насоса до начала операции и сброса давления в напорной линии после операции. Предусмотрен сброс жидкости в мерный бак.

Техника безопасности:

- во время производства агрегат обслуживается двумя специалистами: машинист и оператор;
- перед включением насоса подается звуковой сигнал и начинается работа с низшей передачи;
- перед началом работ все манифольды и выкидные линии должны быть опрессованы на полуторократное давление;
- вокруг агрегата и манифольдов устанавливаются флажки и ограждения.

Для доставки реагента на устье скважины используют стальные герметичные передвижные ёмкости или нефтевозы любой марки.

АЦН является специализированной машиной, смонтированной на шасси Урал-4320, Камаз 43118. Представляет собой транспортное средство (рисунок 24), предназначенное для транспортирования жидких сред с температурой до плюс 80 °С, плотностью от 0,85 т/м<sup>3</sup> до 1,4 т/м<sup>3</sup> и подачи их к передвижным насосным и смесительным установкам при проведении гидроразрыва пласта, цементирования скважин и других промывочнопродавочных работ в нефтяных и газовых скважинах. Комплектуется цистернами объёмом от 10 до 20 м<sup>3</sup>. Может применяться для работы в качестве заправочной и перекачивающей станции. Обслуживается одним человеком [33].



Рисунок 24 – Схема нефтепромысловой автоцистерны

## 2.6 Особенности проведения закачек потокоотклоняющих технологий в нагнетательные скважины

Закачка композиции в пласт осуществляется через нагнетательные скважины. Технология приготовления и закачки композиции проходит следующим образом:

Подготовительные работы:

- 1) ознакомление с планом работ; подготовка инструмента перед выездом на куст, погрузка на автотранспорт инструмента;
- 2) установить АЦН в рабочее положение, проложить шланг, открыть необходимые вентиля и задвижки;
- 3) заправка автоцистерн необходимой композицией на базе;
- 4) закрыть все необходимые вентиля и задвижки, убрать шланг, закрыть люк емкости;
- 5) завести на куст хим. реагенты в объеме, утвержденном в плане работ, проезд спецтехники с базы к объекту/обратно (на нагнетательную скважину/базу);
- 6) расстановка спец. техники согласно схемы обвязки наземного оборудования (рисунок 25);

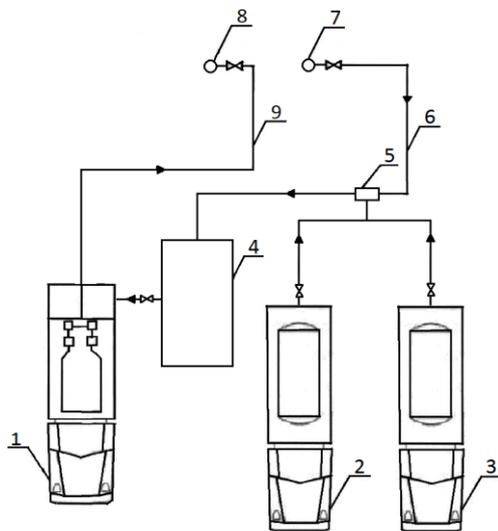


Рисунок 25- Схема закачки ГОС

1 - агрегат ЦА-320; 2, 3 - автоцистерны нефтепромысловые; 4 - промежуточная емкость; 5 – эжектор; 6 - напорная линия от водовода; 7 - водовод; 8 - нагнетательная скважина; 9 - нагнетательная линия закачки хим. реагентов.

7) собрать технологическую линию от коллектора (водовода) до промежуточной ёмкости через эжектор; собрать нагнетательную линию по закачке раствора в трубное пространство обрабатываемой скважины (рисунок 26); проложить линию (шланг) от промежуточной ёмкости до ЦА-320; открыть, закрыть необходимые задвижки; настроить перемешивание путем запуска водовода, для чего через эжектор по технологической линии водоснабжения подать воду в емкость для смешивания; опрессовать нагнетательную линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление; составить акт опрессовки;

8) определение начальной приемистости скважины путем закачки воды в трубное пространство обрабатываемой скважины; замер производится путем закачки воды при помощи насосного агрегата в трубное пространство обрабатываемой скважины, с составлением соответствующего акта.

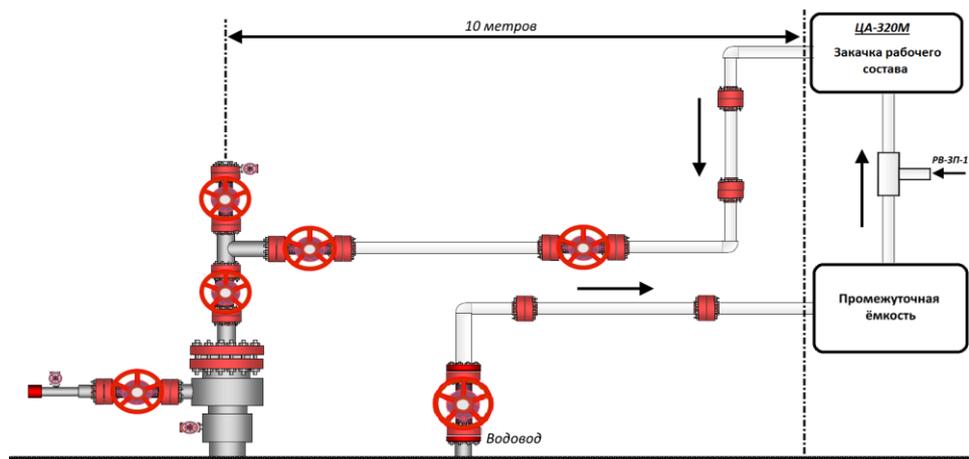


Рисунок 26 – Схема обвязки устья скважины при выполнении работ по выравниванию профиля приемистости

Закачка хим. реагентов в скважину:

1) открыть дублирующую задвижку соседней нагнетательной скважины (либо водовода обрабатываемой скважины) для подачи воды в промежуточную емкость; начать дозирование реагентов в промежуточную емкость; закачку растворов реагентов произвести согласно плана работ при строгом соблюдении указанных концентраций;

2) приготовление рабочей композиции производится путём смешения компонентов, дозируемых эжектором с учётом приготовления состава нужной концентрации;

3) запустить насосный агрегат в работу, отрегулировать скорость подачи воды;

4) по окончании закачки запланированного объема произвести продавку в пласт водой в объеме согласно утвержденного плана работ.

Заключительные работы:

1) по окончании работ произвести демонтаж нагнетательной линии по закачке состава в обрабатываемую скважину; демонтаж технологической линии водоснабжения; убрать шланг от промежуточной ёмкости до ЦА-320; уложить весь инструмент в отведенное место;

2) убрать рабочую зону после производства работ;

- 3) после закачки запланированного объема скважину остановить для осуществления процесса гелеобразования;
- 4) сообщить телефонограммой в ЦДНГ дату и время остановки скважины, указать время запуска скважины в режим закачки;
- 5) определение приемистости скважины (после ВПП);
- 6) по окончании работ совместно с представителем ЦДНГ запустить скважину в работу [34].

Для механизма обводнения, которому свойственно фильтрация воды радиальным потоком по матрице с вертикальным перетоками между пропластками с разной проницаемостью рекомендуется следующая стратегия размещения геля (рисунок 27).

С помощью математического или гидродинамического моделирования выявляют расстояние между нагнетательной скважиной и фронтом вытеснения низкопроницаемых нефтенасыщенных участков пласта. Принципиальной особенностью технологии в условиях наличия межпластовых перетоков является размещение «большого» гелевого экрана по высокопроницаемому пропластку над выявленным фронтом вытеснения [13].

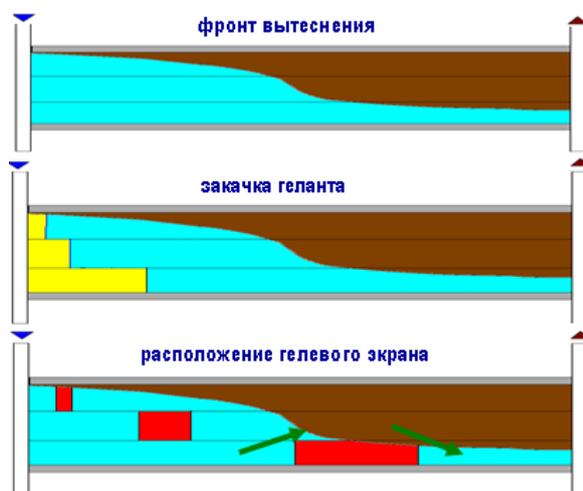


Рисунок 27 – Стратегия адресного размещения гелевого экрана.

Для достижения этой цели закачивается гелант – несшитый рабочий раствор, к которому предъявляются особые требования, а именно:

- гелант должен иметь низкий фактор сопротивления, в частности, за счет

малой вязкости;

- гелант должен быть устойчив к механической и термической деструкции и иметь время гелеобразования, достаточное для продавки до расчетной глубины без сшивки во время размещения.

Вышеперечисленным требованиям и геолого-физическим условиям опытного участка идеально подходят термогелеобразующая композиция РВ-ЗП-1, рабочий раствор (гелант) по вязкости не отличается от воды и характеризуются только повышенной плотностью.

Продолжительность эффекта ВПП резко падает в течение года после проведения мероприятия. Это зависит от объемов закачки, 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.

## **2.7 Определение эффективного объёма закачки композиции на опытном участке**

Как объект воздействия можно принять скважину 9 пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Онтонигайской площади, характеризующейся неоднородностью по проницаемости при отсутствии расчлененности. В разрезе пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, мощностью 5,8 м, от кровли к подошве выделяются три гидродинамически связанных пропластка с проницаемостью в пределах  $3-8 \cdot 10^{-3}$ ,  $14-16 \cdot 10^{-3}$  и  $21-40 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup>.

Все добывающие скважины в эксплуатацию запущены после гидроразрыва с объемом проппанта 40 - 60 т и максимальной длиной трещины до 150 м. Проведенные трассерные исследования показали, что минимальное время достижения индикаторной жидкости устья добывающих скважин составляет не менее 5 суток, что указывает на отсутствие сквозных трещин между скважинами.

Выработка извлекаемых запасов на опытном участке составила 47 % при обводнённости добываемой жидкости 85 %, то есть имело место значительное опережение темпов обводнения продукции скважин над отбором запасов. Это указывает на прорыв воды по нижнему высокопроницаемому пропластку. На участке присутствуют три реагирующие скважины. На рисунке 28 показаны линии фильтрации на опытном участке.

Исходя из анализа опыта прогнозирования результатов обработки скважин гелеобразующим составом РВ-3П-1 следует [35], что выравнивание профиля приемистости возрастает с ростом объема закачки реагента. Таким образом, оптимальный объем закачки определяется из технологического условия, что после обработки суммарная приемистость скважины не должна падать ниже 60–70% от исходной величины до обработки скважины. При слабой неоднородности пласта гелеобразующий реагент распределяется по продуктивному сечению более или менее однородно и степень выравнивания профиля приемистости невысокая. Оптимальный объем закачки РВ-3П-1 составляет около 2 м<sup>3</sup> на метр продуктивной толщины пласта. При большой неоднородности пласта максимальное количество гелеобразующего состава поступает в высокопроницаемые прослои и существенно блокирует их. После воздействия начинают подключаться непринимавшие толщины пласта. Так как реагент поступает в основном в пропластки, которые необходимо блокировать, то расход реагента снижается и составляет в этом случае около 1-1,5 м<sup>3</sup> на метр продуктивной толщины [35].

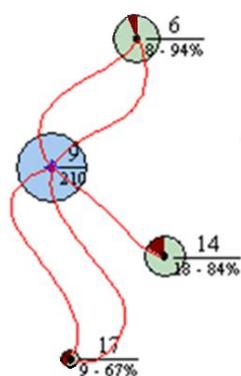


Рисунок 28 – Линии фильтрации скважины №9

Для дополнительного уточнения объема закачки рабочих растворов хим. реагентов на участках воздействия по возможности рекомендуется проведение индикаторных исследований, в результате интерпретации которых по характерной нагнетательной скважине участка вычисляется отношение объема высокопроницаемых зон к поровому объему зоны влияния этой скважины. При обнаружении «суперколлекторов» или трещин объем закачиваемого рабочего раствора увеличивается с учетом объема трещин, который определяется индикаторными исследованиями.

С целью определения расстояния, на которое необходимо разместить оторочку геланта и объёмов закачки, необходимо воспользоваться трехмерной гидродинамической моделью участка «нагнетательная скважина 9 – добывающая скважина 14» [13]. Расчеты которой показали неравномерность выработки запасов нефти по разнопроницаемым пропласткам (рисунок 29). В частности, по высокопроницаемому пропластку фронт вытеснения достиг зоны отбора добывающей скважины. По низкопроницаемому пропластку фронт вытеснения находится на расстоянии около 300 м от нагнетательной скважины 9, а по среднему пропластку фронт вытеснения достиг половины расстояния между скважинами.

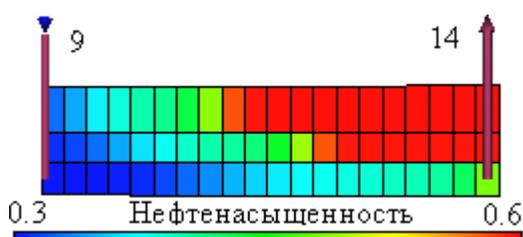


Рисунок 29 – Распределение нефтенасыщенности на опытном участке по результатам гидродинамического моделирования

В условиях опытного участка, при температуре пласта 93°C, время гелеобразования композиции РВ-3П-1 составляет до 3 суток. Согласно результатам моделирования, приведенным в [13], оторочку геланта объемом 300 м<sup>3</sup> необходимо проталкивать на расстояние до 300 - 350 м от нагнетательной скважины.

При обработке индивидуальных нагнетательных скважин технология предусматривает следующую последовательность операций:

1) расчетный объем жидкой формы композиции РВ-3П-1 (37,5 м<sup>3</sup>) разбавляется технической водой в соотношении 1:7 и с помощью насосного агрегата 300 м<sup>3</sup> закачиваются в скважину в течение 48 часов;

2) скважина закрывается на 24 часа для реакции гелеобразования [15];

Расход реагентов на проведение одного цикла закачки:

- композиция РВ-3П-1 (жидкая форма) - 37,5 м<sup>3</sup>;
- техническая вода - 262,5 м<sup>3</sup>.

На одну скважино-обработку требуется в среднем 2-3 суток.

### **3. ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ**

Анализируя данные показателей разработки добывающих скважин после обработки потокоотклоняющими технологиями, а также их влияние на обводненность продукции, можно сделать вывод, что ПОТ являются передовыми при добыче нефти в высокообводненных залежах. С их применением возможно не только понижение обводненности, но также и получение дополнительной добычи за счет вовлечения в разработку пластов. Дальнейшее развитие технологий базируется на усовершенствовании уже имеющихся композиций.

На месторождениях в России было опробовано большое количество ПОТ для увеличения нефтеотдачи и выравниванию профиля приемистости, почти все они основаны на использовании несколько химических соединений и технологических приёмов, критерии применимости которых укладываются в довольно узкие интервалы геолого-физических и промысловых параметров. Это вызвано, как сложностью промысловых параметров, так и обязательностью достижения наиболее оптимальных технологических показателей за счет использования водоизоляционных материалов.

Перспектива повышения технологической эффективности применения технологий ПОТ 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.

Динамика обводненности на скважинах Западно-Катыльгинского месторождения на 1.01.2009 г. превышает 70%. Соответственно проблема ограничения роста обводненности является наиболее важной задачей оптимизации разработки месторождения в целом.

В данной работе представлено решение по снижению обводнённости скважин Западно-Катыльгинского месторождения с помощью закачивания в скважины потокоотклоняющих технологий выравнивания профиля приемистости.

Среди селективных методов наиболее востребованным оказался термогелеобразующий состав РВ-3П-1, имеющий лучшие технологические и эксплуатационные показатели. При этом особо успешное применение данного состава возможно в пластах подверженных ГРП. Таким образом данную технологию можно считать довольно эффективной для решения вопроса о снижении обводнённости скважинах, повышению эффективности заводнения на месторождении и увеличению нефтеотдачи.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Алдохину Владимиру Сергеевичу

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение школы (НОЦ)</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело 21.03.01

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

1. <i>Стоимость ресурсов исследования: материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Расчет сметной стоимости работ на проведение одной скважино-операции по закачке ПОТ
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, размер окладов, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления во внебюджетные Фонды – 30,4 %; НДС – 20%

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Проведение SWOT-анализа
2. <i>Формирование плана и графика разработки проекта</i>	Определение этапов работ; определение трудоемкости работ; разработка графика Ганта
3. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	Расчет эксплуатационных затрат
4. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение эффективности проекта

**Перечень графического:**

1. Матрица SWOT
2. График проведения работ

<b>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</b>	30.04.2020
---	------------

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент	Якимова Т.Б.	к.э.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
2Б6П	Алдохин Владимир Сергеевич		

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

В ходе разработки месторождения проблема увеличения нефтеотдачи и выработка остаточных запасов становится более актуальной. На многих месторождениях Западной Сибири присутствует проблема с обводнением скважин. На некоторых месторождениях обводненность достигает более 90%, а темп обводнения эксплуатационных скважин ежегодно увеличивается. Работа большого количества скважин из-за обводненности считается нерентабельной, что обосновывает применение потокоотклоняющих технологий увеличения нефтеотдачи.

Значительную долю затрат при закачке ПОТ составляют затраты на материалы, закачиваемые в пласт. Работы по повышению нефтеотдачи осуществляются специализированными бригадами. Значительную долю затрат при закачке ПОТ составляют затраты на материалы, закачиваемые в пласт. Для достижения длительного и устойчивого эффекта необходимы большие объемы закачиваемых реагентов. Планирование затрат на закачку осуществляется согласно нормам времени на производство работ. Нормы времени определяются подрядной организацией исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка.

Данная глава отражает обоснование финансовой эффективности проведения данного вида работ.

### **4.1 SWOT-анализ**

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

Он проводится в несколько этапов. Первый этап заключается в описании сильных и слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде. Матрица SWOT-анализа представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Матрица SWOT-анализа

<b>Сильные стороны технологии (С)</b>	<b>Слабые стороны технологии (Сл)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высокая рентабельность РВ-3П-1.</li> <li>2. Реакция гелеобразования обратима.</li> <li>3. Возможность адресного размещения.</li> <li>4. Экологически малоопасное вещество</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Требуется точный подбор технологии.</li> <li>2. Гель должен сформироваться за пределами трещин ГРП.</li> <li>3. При недостаточных объёмах закачки, возможно снижение дебита и увеличение обводнённости.</li> </ol>
<b>Возможности (В)</b>	<b>Угрозы (У)</b>
<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Увеличение охвата пласта заводнением.</li> <li>2. Увеличение КИН.</li> <li>3. Снижение обводнённости продукции.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Неверный подбор реагента.</li> <li>2. Остановки процесса закачки.</li> <li>3. Аварии, поломки оборудования.</li> </ol>

В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта. Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить, «+» или «-». Интерактивная матрица проекта представлена в таблицах 6,7,8,9.

Таблица 6 – Интерактивная матрица проекта

<b>Сильные стороны проекта</b>					
<b>Возможности проекта</b>		С1	С2	С3	С4
В1		+	0	+	-
В2		+	0	+	-
В3		+	+	+	-

При анализе интерактивной таблицы 6 выявлены корреляции сильных сторон и возможностей проекта: В1В2С1С3, В3С1С2С3.

Таблица 7 – Интерактивная матрица проекта

<b>Слабые стороны проекта</b>				
<b>Возможности проекта</b>		Сл1	Сл2	Сл3
В1		+	+	+
В2		+	+	+
В3		0	+	+

При анализе интерактивной таблицы 7 выявлены корреляции слабых сторон и возможностей проекта: В1В2Сл1Сл2Сл3, В3Сл2Сл3.

Таблица 8 – Интерактивная матрица проекта

Сильные стороны проекта					
Угрозы проекта		C1	C2	C3	C4
	У1	+	+	+	-
	У2	+	+	0	-
	У3	+	+	0	-

При анализе интерактивной таблицы 8 выявлены корреляции сильных сторон и угроз проекта: У1С1С2С3, У2У3С1С2.

Таблица 9 – Интерактивная матрица проекта

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

При анализе интерактивной таблицы 9 выявлены корреляции слабых сторон и угроз проекта: У1Сл1, У2У3Сл2Сл3.

Проект имеет высокую актуальность, показывает значительную эффективность в реальных условиях, что приведет к дальнейшему применению и сведению риска к минимуму. Значительной угрозой следует считать неверный подбор реагента, так как его исправление будет очень затратным.

#### 4.2 Расчёт продолжительности выполнения работ

Планирование затрат на закачку химической композиции осуществляется согласно нормам времени на производство работ [36]. Нормы времени в свою очередь определяются подрядной организацией, исходя из своих технических и технологических возможностей, особенностей скважины, в которую производится закачка. Технологический процесс выравнивания профиля приёмистости нагнетательной скважины можно разбить на три основных этапа:

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

Продолжительность работ определяется исходя из проекта на проведение работ по ВПП, в котором отражаются геолого-техническая характеристика участка, порядок проведения подготовительных работ, необходимое

оборудование и специальная техника, подробное описание технологического процесса закачки. В таблице 10 представлены нормы времени на выполнение работ по обработке одной нагнетательной скважины.

Таблица 10 – Затраты времени выполнения технологических операций

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, чел.
<b>Подготовительный этап</b>			
1	Ознакомление с планом работ; подготовка инструмента перед выездом на куст, погрузка на автотранспорт инструмента.	0,2	4
2	Установить АЦН в рабочее положение, проложить шланг, открыть необходимые вентили и задвижки.	0,15	1
3	Заправка автоцистерн РВ-3П-1 на базе.	0,61	1
4	Закрыть все необходимые вентеля и задвижки, убрать шланг, закрыть люк емкости	0,1	1
5	Переезд с базы к объекту, для проведения работ, и обратно.	0,5	1
6	Расстановка спец. техники согласно схеме обвязки наземного оборудования.	0,5	3
8	Собрать технологическую линию от коллектора (водовода) до мобильной емкости; собрать нагнетательную линию по закачке раствора в трубное пространство обрабатываемой скважины; проложить линию от эжектора до ЦА-320 Открыть, закрыть необходимые задвижки. Настроить работу перемешивания путем запуска водовода, для чего через эжектор по технологической линии водоснабжения подать воду в емкость для смешивания. Опрессовать нагнетательную линию на 1,5 кратное ожидаемое рабочее давление. Составить акт опрессовки.	2,17	3
9	Определить начальную приёмистость скважины.	0,6	2
<b>Выполнение работ по ВПП</b>			
10	Закачка и продавка гелеобразующего состава в скважину.	48	4
<b>Заключительный этап</b>			
11	Демонтаж нагнетательной линии по закачке состава в обрабатываемую скважину; демонтаж технологической линии водоснабжения; убрать шланг от промежуточной ёмкости до ЦА-320; уложить весь	1	2

№ п/п	Перечень работ	Продолжительность работ, часов	Состав бригады, чел.
	инструмент в отведенное место.		
13	Убрать рабочую зону после производства работ	0,3	2
14	Скважина закрывается на гелеобразование.	24	-
15	Определение приемистости скважины после ВПП.	0,6	2
16	По окончанию работ совместно с представителем ЦДНГ запустить скважину в работу.	0,5	1
<b>ВСЕГО</b>		<b>79,3</b>	<b>4</b>

Таблица 11 – Линейный календарный график проведения работ одной бригадой

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

#### 4.3 Расчёт сметной стоимости работ

Стоимость материалов указана в таблице 12 (техническая вода используется из системы ППД).

Таблица 12 – Расчет стоимости материалов на проведение работ

Наименование материала	Норма расхода материала, ед. изм.	Цена за единицу, руб./ед. изм.	Стоимость материалов, руб.
РВ-ЗП-1 (товарная форма)	37,5 м <sup>3</sup>	31 200 руб./м <sup>3</sup>	1 170 000
Техническая вода	262,5 м <sup>3</sup>	0	0
<b>ИТОГО</b>			<b>1 170 000</b>

При проведении работ по ВПП на кустовой площадке присутствуют операторы химической обработки скважин (ХОС), машинист ЦА-320 и ответственный за проведение работ мастер повышения нефтеотдачи пластов (ППП). Работы ведутся в дневную и ночную смены, длительность смены 11 часов. Процентная надбавка за вахтовый метод работы составляет 12 %, районный коэффициент 1,7 к заработной плате и премии на территории Томской области севернее 60° северной широты, ежемесячная премия в размере 30 %,

дополнительные выплаты за вредные условия труда 4 %. Расчет заработной платы можно свести в Приложение А таблицу 3.

Страховые взносы определяются согласно установленным Налоговым кодексом РФ и включают в себя страховые взносы в Пенсионный фонд РФ, Фонд социального страхования, Фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев при проведении работ на кустовой площадке (таблица 13).

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс 3 ОКВЭД с тарифом 0,4 % для предоставления услуг в области добычи нефти и природного газа [37].

Таблица 13 – Расчет страховых взносов при проведении работ по ВПП

	<b>Заработная плата, руб.</b>	<b>ФСС (2,9%), руб.</b>	<b>ФОМС (5,1%), руб.</b>	<b>ПФР РФ (22%), руб.</b>	<b>Страхование от несчастных случаев, руб. (0,4%)</b>	<b>Всего взносов, руб.</b>	<b>Заработная плата после страховых взносов, руб.</b>
<b>Затраты</b>	72 960,2	1 622,58	2 853,51	12 309,24	223,80	17 009,14	55 951,10

Сумма амортизационных отчислений техники и оборудования определяется исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов, и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Средний возраст техники, используемой для проведения работ по закачке, не должен превышать 10 лет. Рассчитывая амортизационные отчисления, определяем амортизационную группу для объекта из Постановления Правительства РФ от 01.01.2002 N 1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы". Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 14.

Таблица 14 – Расчет амортизационных отчислений

Наименование объекта основных фондов, число шт.	Стоимость, руб.	Амортизационная группа	Годовая норма амортизации, %	Период работы агрегатов за одну операцию, ч	Сумма амортизации, руб./закачку
ЦА-320 1 шт.	5 215 000	2	39	51,35	11 920,9
Седельный тягач 1 шт.	4 900 000	4	16	0,5	44,76
АЦН-20 2 шт.	12 800 000	4	16	51,87	12 125,13
Кран-манипулятор 1 шт.	3 305 000	4	16	1,42	85,71
УАЗ-452 1 шт.	730 000	3	24	53,87	1 077,4
Резервуар горизонтальный 1 шт.	550 000	5	12	50	376,5
<b>ИТОГО</b>	27 500 000			209,01	25 630,4

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение мероприятия по ВПП, которая представлена в таблице 15.

Таблица 15 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
Материальные затраты	1 170 000
Затраты на оплату труда	72 960,2
Страховые взносы	17 009,14
Амортизационные отчисления	25 630,4
Итого основные расходы	1 285 599,74
НДС 20%	257 119,95
<b>Итого с НДС</b>	<b>1 542 719,69</b>

#### 4.4 Определение экономической эффективности

Таблица 16 – Обоснование экономической эффективности проведения мероприятия

Цена одной тонны нефти, руб.	Затраты на проведение мероприятия, руб.	Средняя ожидаемая ДДН, тыс. т	Минимальная необходимая ДДН, тыс. т
15 000	1 542 719,69	1,4	0,10285

Общая сумма затрат на проведение одного мероприятия по выравниванию профиля приёмистости с объемом закачки реагента 300 м<sup>3</sup> составляет 1 542 719,69 руб. Исходя из опыта применения реагента РВ-3П-1, ожидаемая средняя технологическая эффективность от ВПП составляет 1,4 тыс. т/скв. ДДН. Соответственно, ожидаемая прибыль составит 19,46 млн руб. при цене нефти 15 000 руб./т. Для того, чтобы обработка одной скважины окупилась, нужно добыть нефти на сумму более 1 542 719,69 руб., без учета налогов. При цене нефти 15 000 руб./т мероприятие останется прибыльным при дополнительной добыче нефти не менее 102,85 тонн, что заметно ниже показателей эффективности данного вида работ. Исходя из расчётов данного мероприятия, можно сказать о высокой технологической эффективности и экономической целесообразности применения потокоотклоняющих технологий с использованием композиции РВ-3П-1 с целью выравнивания профиля приёмистости и увеличения нефтеотдачи.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
2Б6П	Алдохину Владимиру Сергеевичу

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

Тема ВКР:

Обоснование применения потокоотклоняющих технологий на Западно-Катильгинском нефтяном месторождении (Томская область)	
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:</b>	
Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объект исследования – кустовые площадки Западно-Катильгинского месторождения (Томская область).
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>Организация безопасности на кустовой площадке при проведении кислотных обработок скважин:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162;</li> <li>• Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020);</li> <li>• Приказ Минздравсоцразвития России от 16.02.2009 N 45н (ред. от 20.02.2014).</li> </ul>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Рассмотрение опасных и вредных факторов:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• повышенный уровень шума;</li> <li>• недостаточная освещенность рабочей зоны;</li> <li>• повышенное значение напряжения;</li> <li>• повышенный уровень вибрации;</li> <li>• движущиеся машины и механизмы; производственного оборудования;</li> <li>• оборудование под давлением;</li> <li>• пожароопасность.</li> </ul>
<p><b>3. Экологическая безопасность:</b></p>	<p>Охрана окружающей среды при работах по применению потокоотклоняющих технологий в зависимости от направления воздействия загрязняющих веществ:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• гидросфера;</li> <li>• литосфера.</li> </ul>
<p><b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b></p>	<p>Оценка и описание возможных чрезвычайных ситуаций.</p> <p>На кустовых площадках возникают ЧС:</p>

	<ul style="list-style-type: none"> <li>• нарушение герметичности, разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением;</li> <li>• разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину;</li> <li>• поломка оборудования;</li> <li>• возгорание топлива и нефтепродуктов.</li> </ul>
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	05.06.2020
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б6П	Алдохин Владимир Сергеевич		

## **5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Данный раздел посвящен созданию оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных, безопасных условий труда и повышения его производительности. Любой вид деятельности человека связан с определенными факторами, направленными на усугубление и ухудшения здоровья. Вопросы, связанные с социальной ответственностью, регулируются государством через законы. Российский специалист обязан знать и соблюдать законодательство в данной области, что позволит минимизировать негативное действие производства и проектируемых разработок.

В данном случае объектом исследования является кустовая площадка, где производятся различные технологические операции по закачке химических реагентов в скважины. Необходимо проанализировать возможные чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на площадке, рассмотреть комплексные методы их предупреждения и ликвидации.

Работы проводятся на открытых кустовых площадках Западно–Катильгинского нефтяного месторождения, которое расположено в Западной Сибири. В административном отношении месторождение находится в Каргасокском районе Томской области. Климат района резко континентальный с продолжительной зимой и коротким теплым летом. Работы по ВПП ведутся круглогодично.

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

Работы по ВПП проводятся лицами, работающими вахтовым методом. Данный вид работ регулируется Трудовым Кодексом РФ. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха.

Работник осуществляет свою деятельность в составе бригады химической обработки скважин. Операции, связанные с ХОС, относятся к перечню тяжелых работ, связанных с вредными и опасными условиями труда, применение труда женщин запрещается согласно Постановлению Правительства РФ от 25.02.2000

№ 162 [38]. За вредность рабочим компенсируется выдачей молочной продукции [39]. Рабочие могут быть привлечены к работе в ночное время, к сменному графику работы, который регламентируется Статьей 96 ТК РФ. Рабочие, находящиеся во вредных и опасных условиях труда должны проходить обязательные предварительные и периодические медосмотры для определения пригодности для выполняемых работ согласно Статьи 213 ТК РФ [40]. Для работы, связанной с повышенной опасностью (влияние вредных веществ, неблагоприятные условия работы), рабочие должны проходить обязательное психиатрическое обследование не реже 1 раза в 5 лет, Статья 212 ТК РФ.

Работы, проводимые в районах Крайнего Севера и приравненных местностях, а также вахтовым методом предусматривают надбавки и коэффициенты к заработной плате, Статья 302 ТК РФ. К работам, выполняемым вахтовым методом, не могут привлекаться работники в возрасте до восемнадцати лет, беременные женщины и женщины, имеющие детей в возрасте до трех лет, а также лица, имеющие противопоказания к выполнению работ вахтовым методом в соответствии с медицинским заключением, выданным в порядке, установленном федеральными законами и иными нормативными правовыми актами Российской Федерации, Статья 298 ТК РФ.

Специальные нормы связаны с выделением ряда норм трудового права в отдельные категории. Они отражены в положениях, регулирующих условия труда специальных категорий работников (женщины, сезонные работники, лица, проживающие в районах Крайнего севера и т. д.), Статья 57 ТК РФ.

Гражданин, достигший совершеннолетия, может стать оператором по химической обработке скважин, если прошел медицинский осмотр, инструктаж, производственное обучение, стажировку, проверку знаний комиссией, назначенной для данного подразделения приказом по предприятию.

## **5.2 Производственная безопасность при выравнивании профиля приемистости**

Ведением технологического процесса химической обработки скважин производит оператор химической обработки скважин. Его рабочее место состоит из скважин, кустовой площадки, оборудования хим. обработки скважин. Работник подвержен вредному воздействию, находясь на территории производственного объекта, которое классифицируется согласно ГОСТ 12.0.003-2015 [41] (Приложение А таблица 4).

### **5.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов**

**Повышенный уровень шума.** Шум насосного агрегатов негативно воздействует на органы слуха. Внезапные шумы высокой интенсивности, даже кратковременные (взрывы, удары и т.п.), могут вызвать как острые нейросенсорные эффекты (головокружение, звон в ушах, снижение слуха), так и физические повреждения (разрыв барабанной перепонки с кровотечением, поражения среднего уха и улитки). Норма на открытой местности составляет 80дБА, а значение уровня звука на рабочем месте составляет 40-45 дБА [42]. Согласно СП 51.13330.2011 (Защита от шума) мероприятия для устранения уровня шума: наушники и противошумные вкладыши. Снижение шума в источнике осуществляется за счет улучшения конструкции машины или изменения технологического процесса.

**Недостаточная освещенность 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 25 люксов. Мероприятия по улучшению освещенности не требуются [43].

**Повышенное значение напряжения.** При нахождении на кустовой площадке оператор (рабочий) может быть поражён током, при взаимодействии со станцией управления, кабелем, и другими элементами, проводящими ток. При замыкании электрической цепи через организм человека ток оказывает термическое (ожоги), электролитическое (нарушение химического состава

тканей и кожи), биологическое (судорожное сокращение мышц, в том числе сердца) и механическое воздействие (разрыв тканей, вывихи, переломы) [44].

Защитное заземление должно обеспечивать защиту людей от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции. Индивидуальные средства защиты: диэлектрические перчатки, инструменты с изолированными рукоятками, диэлектрические боты, изолирующие подставки.

**Повышенный уровень вибрации.** Согласно ГОСТ 12.1.012-90 технологическая норма уровня виброскорости составляет 92 дБ, при частоте в 63 Гц. Уровень вибрации на рабочем месте оператора ХОС составляет около 30 дБ, что не превышает норму. Данная вибрация обусловлена работой двигателя и насоса ЦА-320. Мероприятия по защите от вибрации: использование резиновых перчаток и резиновых прокладок в блоке установки двигателя [45].

**Движущиеся машины и механизмы производственного оборудования.** Механические травмы могут возникать при монтаже, демонтаже оборудования, расстановке спец. техники. 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.

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты – устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 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 [46].

**Оборудованием 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, достаточно часто сопровождается возникновением двух групп опасностей. Первая из них связана с взрывом сосуда или установки, работающей под давлением. Вторая группа опасностей зависит от свойств веществ, находящихся в оборудовании, работающем под давлением.

Причинами разгерметизации могут являться различные дефекты, 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. [47].

**Пожароопасность.** При выполнении работ, высока вероятность возгорания горюче смазочных материалов в топливной системе агрегатов при их аварийном выходе из строя. Также возможно воспламенение нефтепродуктов и газов при контакте с искрами от рабочего инструмента при непосредственной близости от добывающей скважины. В данном случае необходимо руководствоваться ГОСТ 12.1.044-2018 [48]. Для предотвращения возникновения пожароопасных ситуаций, необходимо использовать омедненные инструменты, своевременно осуществлять технический осмотр агрегатов, соблюдать технику пожарной безопасности, бригада операторов должна иметь огнетушители и газоанализаторы при нахождении на кустовой площадке.

### **5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных факторов**

Безопасность проведения закачки ПОТ зависит, в основном, от соблюдения ИПБОТ 137-2008 «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин».

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

**Требования безопасности во время работы.** При закачке хим. реагентов в скважину: необходимо обеспечивать правильную технологию, следить за показаниями манометра; разлитый химический реагент своевременно убирать в специально отведенное место; не должно быть утечки хим. реагентов через соединения оборудования и трубопроводов; не ремонтировать коммуникации, трубопровод.

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

**Требования безопасности по окончании работ.** По окончании работ коммуникации и оборудование промыть водой и промывочную воду закачать в дренажную систему. Освободившуюся тару из-под хим. реагентов складывать в

специально отведенном месте, согласно установленному правилами порядка. Собрать и уложить инструмент.

О выполненной работе доложить непосредственному руководителю работы. Сдать смену сменщику с росписью в вахтовом журнале. Снять средства индивидуальной защиты (СИЗ) и уложить их в места хранения. Вымыть руки с мылом или принять душ (не допускается мыть руки жидкостями, предназначенными для выполнения технологических процессов).

### **5.3 Экологическая безопасность**

Операции по закачке ПОТ 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. Все работы должны проводиться в соответствии с законодательством по охране недр, окружающей среды и природных ресурсов, а также Федеральных Норм и Правил в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Утвержденные приказом Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору от 12.03.2013 N 101.

**Защита гидросферы.** В ходе работ по проведению ВПП реагентами при определенных условиях могут происходить различные воздействия на гидросферу:

- утечка химических реагентов из резервуаров и дозирующих установок;
- загрязнением водотоков, поверхностных водоемов, подземных вод грунтов, почв химическими реагентами, горюче-смазочными материалами, пластовыми флюидами;
- хозяйственно-бытовыми жидкими и твердыми отходами;
- перетоками в заколонном пространстве из-за нарушения целостности обсадной колонны.

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

После закачки химических реагентов или других вредных веществ, до разборки нагнетательной системы, должна прокачиваться 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. Охрана недр на всех этапах освоения и разработки месторождения обеспечивается пользователями недр и контролируется органами государственного горного надзора и органами службы надзора в сфере природопользования. Мероприятия по охране подземных вод от загрязнения должны соответствовать требованиям санитарных правил «Гигиенические требования к охране подземных вод от загрязнения. СП 2.1.5.1059-01», утверждённым Главным государственным санитарным врачом Российской Федерации 16 июля 2001 года, введённым в действие с 1 октября 2001 года.

**Защита литосферы.** При закачке ПОТ происходят нарушения и загрязнения почвенного и растительного покрова утечками (проливами) реагентов, технических жидкостей, а также плохое качество промывки скважины после работ по ВПП. Чтобы избежать дополнительного загрязнения из-за некачественно проведённых операций, необходимо вести полный контроль за всеми процессами в течении всего времени проведения работ.

Пролитый продукт убирают с помощью песка или опилок, затем загрязненную поверхность промывают водой. Утилизацию отходов осуществляют в соответствии с санитарными правилами №3183-8 «Порядок накопления, транспортировки, обезвреживания и захоронения токсичных промышленных отходов». При соблюдении норм технологического режима при производстве гелеобразующего состава и обеспечении герметичности

технологического оборудования возможность загрязнения рабочей зоны отсутствует. Запрещается утилизация не подвергшихся обезвреживанию любых видов отходов производства в действующие нефтесборные коллектора.

Отходы, образующиеся при выполнении работ, подлежат вывозу и дальнейшей утилизации. Необходимо получить в Росприроднадзоре разрешения на выброс вредных веществ в атмосферу от стационарных источников, разрешения на сброс сточных вод, лимиты на размещение отходов производства и потребления.

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

Чрезвычайные ситуации, которые могут возникнуть на кустовой площадке Западно-Катыльгинского месторождения при закачке потокоотклоняющих технологий: нарушение герметичности или разрушение корпуса элементов, содержащих жидкости и газы, находящиеся под высоким рабочим давлением; разрыв трубопроводов, подающих реагенты в скважину; поломка оборудования, возгорание топлива и нефтепродуктов.

Технологические процессы, идущие под высоким давлением, и оборудование, находящееся под большими нагрузками, в определенных условиях представляют наибольшую опасность для здоровья и жизни персонала. Согласно ФНиП ПБ «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности» общие требования при проведении работ по выравниванию профиля приёмистости скважин включают в себя следующие ключевые моменты:

- работы по нагнетанию в скважину химических и других агентов проводятся в соответствии с планом, утвержденным нефтегазодобывающей организацией;
- в плане должны быть указаны порядок подготовительных работ, схема размещения оборудования, технология проведения процесса, меры безопасности, ответственный руководитель работ;

- при закачке химических реагентов, пара, горячей воды на нагнетательной линии у устья скважины должен быть установлен обратный клапан;
- нагнетательная система после сборки до начала закачки должна быть опрессована на полуторакратное ожидаемое рабочее давление;
- при гидравлических испытаниях нагнетательных систем обслуживающий персонал должен быть удален за пределы опасной зоны, устанавливаемой планом работ;
- перед началом работы по закачке реагентов, воды и после временной остановки в зимнее время необходимо убедиться в отсутствии в коммуникациях насосных установок и нагнетательных линиях ледяных пробок [49].

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

### **Вывод к разделу**

В данной главе разобраны требования промышленной безопасности при проведении закачки ПОТ в пласт, был проведён анализ основных опасных и вредных факторов, основных причин ухудшения экологии при работах и рассмотрены мероприятия, способствующие снижению влияния технологии на окружающую среду.

Приведены меры по ликвидации влияния опасных и вредных факторов и по предотвращению чрезвычайных случаев, а также представлена «Инструкция по промышленной безопасности и охране труда для оператора по химической обработке скважин», на основании которой проводится выравнивание профиля приемистости.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускной квалификационной работе были рассмотрены и проанализированы различные современные потокоотклоняющие технологии, применяемые для выравнивания профиля приёмистости нагнетательных скважин в России. Проведён подбор базовой технологии для применения на Западно-Катыльгинском нефтяном месторождении, разобрана методика проведения операции по закачке состава с скважину.

Исходя из геолого-физических и технологических условий на месторождении, можно сказать, что наиболее подходящей ПОТ является использование термогелеобразующего реагента РВ-3П-1. Данный выбор подтверждается проведенными опытно-промышленными испытаниями с 2007 по 2008 год, где эффект от одной скважино-обработки превысил 2,5 тысячи тонн ДДН.

Также были рассчитаны финансовые затраты на проведение одной обработки нагнетательной скважины, которые составили 1 542 719,69 рублей, и оценены затраты на оплату труда бригады рабочих, составившие 89 969,34 рублей на одну обработку, длящуюся вместе с подготовительными и заключительными работами 79,3 часа.

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

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Апасов, Т.К. Методы интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири: учебное пособие / Т.К. Апасов, Р.Т. Апасов, Г.Т. Апасов. — Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. — 187 с. — ISBN 978-5-9961-1179-4. — Текст: электронный // Лань: электронно-библиотечная система. — URL: <https://ezproxy.ha.tpu.ru:2330/book/91835> (дата обращения: 15.02.2020). — Режим доступа: для авториз. пользователей.
2. Гимазова Г.К., Вахитова А.К., Верховых А.А., Елпидинский А.А. Обзор методов увеличения нефтеотдачи пласта путем потокоотклонения и выравнивания профиля приемистости // Вестник Казанского технологического университета. 2014. №4. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/obzor-metodov-uvvelicheniya-nefteotdachi-plasta-putem-potokootkloneniya-i-vyravnivaniya-profilya-priemistosti> (дата обращения: 15.02.2020).
3. Хлебникова М.Э., Сингизова В.Х., Чукашев В.Н., Тазиев М.М., Фахретдинов Р.Н., Телин А.Г. Анализ литературных и патентных источников по технологиям селективной изоляции воды и ликвидации заколонных перетоков // Интервал. 2003. №9. С. 4-22.
4. Лозин Е.В. Разработка и внедрение осадкогелеобразующих технологий // Нефтяное хозяйство. 1996. №2. С. 39 – 41.
5. Куликов А.Н., Захаров В.П. Принципы выбора объектов проведения ГТМ с целью повышения нефтеотдачи пластов // Интервал. 2007. №1 (96). С. 38-39.
6. Шандрыгин А.Н., Лутфуллин А.А. Основные тенденции развития методов увеличения охвата пластов воздействием в России. - SPE-117410-PP" 2008
7. Каширина К.О., И.Н. Обзор отечественного и зарубежного опыта применения потокоотклоняющих технологий. Научный форум. Сибирь Том 2, № 1 2016, с. 8.

8. Жуков Р.Ю. Обоснование применения технологий по выравниванию профиля приемистости на поздней стадии разработки нефтяных месторождений: Автореф. дис. канд. техн. наук: 25.00.15. – Москва, 2013. – 24 с.
9. Чустеев Р.В. Влияние потокоотклоняющих технологий на обводненность нефтяных скважин в условиях Ванкорского месторождения: дис. магистр. наук: 23.04.03.05. Красноярск, 2017.
10. Эпов И.Н., Зотова О.П. Потокоотклоняющие технологии как метод увеличения нефтеотдачи в России и за рубежом // Фундаментальные исследования. – 2016. – № 12-4. – С. 806-810; URL: <http://www.fundamental-research.ru/ru/article/view?id=41173> (дата обращения: 26.02.2020).
11. Гималетдинов Р.А., Сидоренко В.В., Фахредтинов Р.Н., Бобылев О.А., Якименко Г.Х., Павлишин Р.Л. Критерии эффективного применения технологий выравнивания профиля приемистости пласта в условиях разработки месторождений ОАО «Газпром нефть» // Нефтяное хозяйство. – 2015. – № 5. С. 78–83.
12. Вертухайте А.В., Давыдов М.Н., «Инновация гелеобразующих технологий» – автореферат диссертация, Казань, 2006.
13. Захаров В.П., Телин А.Х., Исмагилов Т.А. и др. Регулирование фильтрационных потоков водоизолирующими технологиями при разработке нефтяных месторождений. М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2010. 225 с.
14. В.Е. Андреев, Г.С. Дубинский, Ю.А. Котенев, А.Н. Куликов, В.Ш. Мухаметшин. Метотехнология ограничения водопритоков и увеличения нефтеотдачи. – Уфа: Изд-во УГНТУ. 2014. – 216 С.
15. «Дополнение к технологической схеме разработки Западно-Катыльгинского месторождения», согласованное протоколом заседания ЦКР Роснедра № 4668 от 10.09.2009.
16. Распоряжение Минприроды России от 01.02.2016 N 3-р (ред. от 19.04.2018) "Об утверждении методических рекомендаций по применению Классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной

приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013 N 477".

17. Федоров, Б.А. Подсчет запасов УВ и ТЭО КИН Западно-Катыльгинского месторождения отчет НИР Б.А. Федоров, Э.С. Крец, В.Н. Шевченко. - Томск ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2007.

18. Филин В. В. и др. Исследование влияния на эффективность новых технологий повышения нефтеизвлечения производственно-технических факторов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2002. – Т. 305. – №. 8.

19. Гелеобразующий состав для изоляции водопритоков в скважину: пат. 2133337 Рос. Федерация / Южанинов П. М., Чабина Т. В., Качин В. А.: заявитель и патентообладатель ОАО "ПермНИПИнефть". – № 97106965/03; заявл. 29.04.1997; опубл. 20.07.1999.

20. Молчан И.А., Палий А.О. Перспективная технология ограничения водопритоков в добывающие скважины // Геология, геофизика и разработка нефтяных месторождений. – 1993. – №8. – С.45-58.

21. Гумерова Г.Р., Яркеева Н.Р. Технология применения сшитых полимерных составов // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». — 2017. — №2.

22. Хасанов М.М., Исмагилов Т.А., Мангазеев В.П. и др. Применение сшитых полимерно-гелевых составов для повышения нефтеотдачи // Нефтяное хозяйство. – 2002. – №7. – С.110-112.

23. Каушанский Д.А., В.Б. Демьяновский, М.Д.Батырбаев. Создание и промышленное внедрение технологии физико-химического воздействия на продуктивные пласты нефтяных месторождений полимерно-гелевой системой "Темпоскрин" – технологии нового поколения // Нефтепромысловое дело. – 2006. – №8. – С. 28-37.

24. Ковардаков В.А., Духненко Е.М., Комаров Н.В. и др. Элементорганические полимеры для изоляции притока пластовых вод // Нефтяное хозяйство. – 1978. – №1.– С. 40-42.

25. Куликов А.Н., Телин А.Г., Исмагилов Т.А., Строганов В.М., Строганов А.М. Обобщение результатов селективной изоляции водопритоков с использованием кремнийорганических тампонажных материалов АКОР на месторождениях ОАО «Юганскнефтегаз» // Нефтепромысловое дело.– 2005.– № 9.– С. 36-45.
26. Ограничение притока вод составами АКОР // Нефтяное хозяйство. – 1992. - № 4. - С. 32-34.
27. Результаты использования эфиров ортокремниевых кислот при ограничении водопритока в скважины // Нефтяное хозяйство № 12. - С. 84 – 86.
28. Алтунина Л.К., Кувшинов В.А. и др. Регулирование кинетических и реологических характеристик гелеобразующих систем для увеличения нефтеотдачи. // Химия нефти и газа: Материалы IV международной конференции. – Томск: «СТТ», 2000.Т.1. – С. 469 - 473.
29. Галимов Ш.С. Лабораторные исследования композиций на основе термотропных составов для гелевого воздействия на пласт // Андреев В.Е., Котенев, Ю.А., Чижов А.П., Пташко О.А. Сборник трудов Проблемы и методы обеспечения надежности и безопасности системы транспорта нефти, нефтепродуктов и газ. проблемы и методы рационального использования нефтяного попутного газа". Материалы научно-практической конференции 26 мая 2010 г. - Уфа, 2010. С. 79-80.
30. ООО МПК «ХимСервисИнжиниринг» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.cse-inc.ru/technologies/vpp/rv-3p-1>, свободный – (23.03.2020).
31. ГОСТ 12.1.007-76 «Система стандартов безопасности труда. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.»
32. ООО «Челябинский Машиностроительный Завод» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://chmz.org/produksiya/ac-32/>, свободный – (30.03.2020).

33. ООО "Уральский Завод Спецтехники" [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://uzst.ru/tech/avtoczisterny/avtoczisterny-neftepromyslovye>, свободный – (05.04.2020).

34. Положение ООО «РН-Юганскнефтегаз» «Организация работ по физико-химическим методам увеличения нефтеотдачи» № П1-01.03 Р-0026 ЮЛ-099.

35. Д.А. Баталов, В.В. Мухаметшин, В.Е. Андреев Сравнительный анализ прогнозной эффективности осадкогелеобразующих технологий увеличения нефтеотдачи в условиях месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» // Нефтегазовое дело. – 2016. – № 14–3. – С. 40–46.

36. РД 153-39.0-104-01 «Методика расчета норм расхода подготовленной нефти при выравнивании профиля приемистости нагнетательных скважин».

37. Приказ Минтруда России от 30.12.2016 N 851н "Об утверждении Классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска" (Зарегистрировано в Минюсте России 18.01.2017 N 45279).

38. Постановление Правительства РФ от 25 февраля 2000 г. N 162 "Об утверждении перечня тяжелых работ и работ с вредными или опасными условиями труда, при выполнении которых запрещается применение труда женщин".

39. Приказ Минздравсоцразвития России от 16.02.2009 N 45н (ред. от 20.02.2014) "Об утверждении норм и условий бесплатной выдачи работникам, занятым на работах с вредными условиями труда, молока или других равноценных пищевых продуктов, Порядка осуществления компенсационной выплаты в размере, эквивалентном стоимости молока или других равноценных пищевых продуктов, и Перечня вредных производственных факторов, при воздействии которых в профилактических целях рекомендуется употребление молока или других равноценных пищевых продуктов" (Зарегистрировано в Минюсте России 20.04.2009 N 13795).

40. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 24.04.2020).
41. ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы. Классификация».
42. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
43. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95\*
44. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
45. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
46. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
47. РД 26.260.010-97 Перечень нормативной документации по стандартизации на сосуды и аппараты, работающие под давлением.
48. ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.
49. 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.

## **Приложение А**

Информация данного раздела (стр. 93 – 94) удалена, так как относится к категории коммерческой тайны.

Таблица 3 – Расчет заработной платы

Должность	Количество человек	Часовая тарифная ставка, руб.	Норма времени на проведение мероприятия, ч.	Надбавка за вахтовый метод	Районный коэффициент	Ежемесячная премия	Вредные условия труда	Страховые взносы	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
Оператор ХОС 4 разряда	2	109,1	55,2	1,12	1,7	1,3	1,04	1,304	18 610,3
Оператор ХОС 5 разряда	2	115,2	53,87						19 170,9
Машинист ЦА-320	2	97	49,6						14 864,3
Мастер ПНП	2	133,3	49,3						20 314,8
<b>ИТОГО</b>	8	454,5	208						72 960,2

Таблица 4– Опасные и вредные факторы при закачке ПОТ

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Подготовительный	Выполнение ВПП	Заключительный	
1. повышенный уровень шума		+		ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
2. недостаточная освещенность рабочей зоны		+	+	СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95*
3. повышенное значение напряжения	+	+	+	ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.
4. повышенный уровень вибрации		+		ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная болезнь. Общие требования.
5. движущиеся машины и механизмы производственного оборудования	+		+	ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
6. оборудование под давлением	+	+	+	РД 26.260.010-97 Перечень нормативной документации по стандартизации на сосуды и аппараты, работающие под давлением.
7. пожароопасность	+	+	+	ГОСТ 12.1.044-2018 ССБТ. Пожаровзрывоопасность веществ и материалов. Номенклатура показателей и методы их определения.