

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Анализ применения методов интенсификации притока нефти на «Х» нефтяном месторождении (ХМАО)</b>

УДК 622.276.6(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Адам Елена Витальевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К. Х. Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН, ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Доцент, к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД, ШБИП	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Планируемые результаты обучения

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3e)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, Обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3c), (ЕАС-4.2-e)

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП  
 \_\_\_\_\_  
 Максимова Ю.А.

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Адам Елене Витальевне

Тема работы:

Анализ применения методов интенсификации притока нефти на «Х» нефтяном месторождении (ХМАО)		
Утверждена приказом директора	28.02.2020	№59-108/С

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Пакет технологических информации по «Х» месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолог-технического отдела. фондовая и периодическая литература.</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Особенности приводящие в понижению добычи нефти.</li> <li>2. Выбор оптимальных методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов на примере «Х» месторождения</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
Существующие методы интенсификации притока на месторождении	Чеканцева Лилия Васильевна
Обоснование методов интен-	Чеканцева Лилия Васильевна

сификации нефти и повышения нефтеотдачи пластов на примере «X» месторождения.	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Татьяна Григорьевна
Социальная ответственность	Сечин Андрей Александрович

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	03.03.2020 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель / консультант (при наличии):**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	к. х. н.		03.03.2020
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			03.03.2020

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Адам Елена Витальевна		03.03.2020

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б63Т	Адам Елене Витальевне

<b>Институт</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ОНД</b>
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

<b>Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:</b>	
1. Стоимость ресурсов гидравлического разрыва пласта (ГРП)	-Стоимость материалов и оборудования для проведения ГРП -Зарботная плата рабочих --Налоги
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	-Норма амортизационных отчислений -Обязательные страховые взносы -Нормы технологического проектирования
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	-Амортизационные отчисления по спец. Технике -Отчисления на социальные нужды -Налог на прибыль
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения ГРП с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Проведение гидроразрыва перспективно в применении, так как данный процесс является ресурсоэффективным методом.
2. Планирование и формирование бюджета ГРП	Подсчет затрат на проведение ГРП
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Применение данного метода эффективно с финансовой точки зрения, так как выручка от реализации будет превышать затраты.
<b>Перечень графического материала</b>	
1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Таблица бюджета ГРП 4. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности ГРП	

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

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
Доцент ОСГН ШБИП	Трубченко Татьяна Григорьевна	Доцент, к.э.н		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б63Т	Адам Елена Витальевна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б63Т	Адам Елене Витальевне

<b>Школа</b>	<b>ИШПР</b>	<b>Отделение</b>	<b>ОНД</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Специальность</b>	21.03.01 Нефтегазовое дело

### Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения.	Объектом исследования данной работы являются методы интенсификации добычи нефти и нефтеотдачи пластов на примере «Х» нефтяного месторождения.
---	---

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

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности: – Специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства	Нормы трудового законодательства (на основе инструкции по охране труда), организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов	Вредные факторы: отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе, превышение уровня шума и вибрации, загазованность и недостаточная освещенность рабочей зоны, воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека Опасные факторы: движущиеся машины и механизмы производственного оборудования, электрический ток, пожароопасность.
3. Экологическая безопасность	Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы, утечка горючесмазочных материалов), анализ воздействия объекта на литосферу (отходы, нарушение естественного залегания пород)..
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	– Возможность ЧС на объекте: Техногенного характера (прекращение подачи электроэнергии; пожары и взрывы на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов.

### Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

#### Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Сечин Андрей Александрович	к. т. н		

#### Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Адам Елена Витальевна		

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

Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2020 учебного года

Форма представления работы:

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.03.2020	<i>Существующие методы интенсификации притока нефти на месторождении</i>	30
17.03.2020	<i>Обоснование методов интенсификации нефти и повышение нефтеотдачи пластов на примере «Х» месторождения</i>	40
24.03.2020	<i>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</i>	15
07.04.2020	<i>Социальная ответственность</i>	15

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Глызина Татьяна Святославовна	К. Х. Н.		03.03.2020

#### Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			03.03.2020

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			03.03.2020

## Реферат

Выпускная квалификационная работа 71 страниц, в том числе 6 рисунков, 13 таблиц. Список литературы включает 21 источников.

Ключевые слова: нефть, месторождение, пласт, скважина, коллектор, геолого-технические мероприятия (ГТМ), методы интенсификации притока, методы нефтеотдачи пластов (МУН).

Объектом исследования является одно из месторождений Западной Сибири, на котором проведен анализ результатов примененных методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов.

Цель работы – исследовать факторы приводящие к снижению добычи нефти и нефтеотдачи пластов, рассмотреть особенности выбора методов на примере одного из месторождений, провести анализ результатов примененных методов интенсификации притока и увеличения нефтеотдачи пластов.

В результате работы рассмотрены общие сведения о методах интенсификации и увеличения нефтеотдачи пластов, так же была дана их характеристика и возможность применения в условиях «Х» нефтяного месторождения.

В экономической части работы была дана оценка экономической целесообразности применения предлагаемых мероприятий на примере одного из месторождений.

В работе уделено внимание изучению вредного влияния различных факторов на окружающую среду и недра. Так же описана техника безопасности и охрана недр и окружающей среды.

Данная выпускная квалификационная работа выполнена на персональном компьютере при использовании пакета Microsoft Office 2010, текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты и графики в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.



## **Обозначения, определения и сокращения**

**НГБ** – нефтегазоносный бассейн;

**НГК** – нефтегазоносный комплекс;

**ЮК** – юрский комплекс;

**НИЗ** – начальные извлекаемые запасы;

**ОИЗ** – остаточные извлекаемые запасы;

**ГТМ** – геолого-технические мероприятия;

**ПЗС** – призабойная зона скважин;

**ГКО** – глино-кислотная обработка;

**ГРП** – гидроразрыв пласта;

**ПЗП** – призабойная зона пласта;

**ПАВ** – поверхностно-активное вещество;

**МУН** – методы увеличения нефтеотдачи;

**ГС** – горизонтальные скважины;

**КИН** – коэффициент извлечения нефти;

**ЗБС** – зарезка боковых стволов;

**ОПЗ** – обработка призабойной зоны.

## Оглавление

<b>1. ГЕОЛОГО ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ.....</b>	<b>8</b>
1.1 Факторы приводящие к снижению добычи нефти и нефтеотдачи пластов.....	8
1.3 Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям.....	12
1.3.1 Обработка призабойной зоны с помощью кислот. ....	16
1.3.2 Гидравлический разрыв пласта.....	17
<b>2.ВЫБОР МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....</b>	<b>18</b>
2.1 Геолого-технологические особенности пластов .....	18
2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды.....	22
2.3 Характеристика продуктивного пласта ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup> .....	27
2.4 Выбор оптимальных методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластана примере «Х» месторождения.....	30
<b>3.ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....</b>	<b>36</b>
3.1 SWOT-анализ .....	37
3.1 Материальные затраты .....	38
3.2 Амортизация основных фондов.....	40
3.4 Отчисления на социальные нужды.....	42
<b>4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....</b>	<b>48</b>
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	48
4.2 Производственная безопасность. ....	51
4.2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов .....	51
Анализ выявленных опасных факторов.....	60
4.3 Экологическая безопасность.....	62
4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	66
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>69</b>
<b>Список используемых источников .....</b>	<b>70</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Проблема интенсификации притока нефти приобрела особую актуальность в последние годы в связи с падением нефтедобычи практически во всех нефтегазоносных регионах России.

В условиях, когда значительная часть месторождений вступила в третью и четвертую стадии разработки, когда более половины фонда скважин - низко дебитные и высоко обводнённые, возможны два пути воспроизводства сырьевой базы: разведка, открытие, освоение новых месторождений и повышение степени извлечения запасов на разрабатываемых месторождениях

Открытие и ввод в разработку новых месторождений связаны с очень большими затратами, особенно если учесть, что эти месторождения находятся в основном в трудно доступных районах. Поэтому одной из наиболее актуальных задач нефтяной отрасли является применение новых современных технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых залежей, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно.

Одна из основных целей при разработке нефтяных месторождений заключается в максимально возможном извлечении природных запасов нефти из недр земли. Эффективное повышение нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличения темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет внедрения методов интенсификации добычи нефти.

Все мероприятия по интенсификации добычи нефти направлены на увеличение или восстановление проницаемости призабойной зоны и соединение ее с более проницаемыми трещиноватыми нефтенасыщенными участками пласта.

В работе проведен анализ факторов приводящих к снижению добычи нефти и нефтеотдачи пластов, а так же приведены примеры способов решения данной проблемы и применения различных методов: химического, механического воздействия на призабойную зону пласта на примере Восточно-Сургутского месторождения.

# **1. ГЕОЛОГО ТЕХНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ВЛИЯЮЩИЕ НА ПРОЦЕСС РАЗРАБОТКИ.**

## **1.1 Факторы приводящие к снижению добычи нефти и нефтеотдачи пластов**

В течение всего времени разработки месторождения с момента ввода в эксплуатацию новых скважин и до стадии истощения могут проявиться факторы, нарушающие сообщение пласта с призабойной зоной скважины и уменьшение продуктивности добывающей скважины.

Таковыми факторами на объекте являются:

- низкая проницаемость пласта;
- гидродинамическое несовершенство скважины;
- снижение проницаемости призабойной зоны, вызванное влиянием глинистого раствора, выпадением в призабойной зоне пласта посторонних примесей из воды во время текущего и капитального ремонта скважин, частичной закупорки пор пластическими массами при селективной изоляции вод.

При плоскорадиальной фильтрации жидкостей в продуктивном пласте поверхность фильтрации по мере приближения к скважине уменьшается, а скорость возрастает (при постоянном суммарном расходе жидкости через поверхность призабойной зоны скважины). В вышеуказанных условиях раньше к забою приходит вода, а, следовательно, уменьшается дебит по нефти.

Снижение проницаемости пласта в призабойной зоне скважины может происходить по многим причинам, вызванным бурением, освоением, эксплуатацией или ремонтными работами.

Все ремонтные работы и процесс бурения осуществляется с применением водного раствора хлоркальциевого типа, близкого по минерализации к пластовой воде. Поэтому удается снизить эффект набухания и размокания глин - практически необратимые процессы, поэтому обработки, проводимые

в скважинах, могут только частично восстановить проницаемость пласта в зоне воздействия.

Следующее осложнение связано с проникновением твердой фазы бурового раствора в поры призабойной зоны - это ведет к блокированию крупных пор пласта и также снижает продуктивность скважины. Твердые частицы меньших размеров проникают глубже в пласт о тех пор, пока не встретятся поры меньшего диаметра, где они задерживаются, опять-таки блокируя проходное сечение. Исследования кернов продуктивного пласта БС<sub>10</sub> показали, что в проходной зоне загрязненной твердыми частицами глинистого раствора, относительная проницаемость для нефти снижается в четыре в пять раз[1].

Аналогичное явление происходит при попадании в продуктивный пласт посторонних примесей из воды, используемой для ремонта.

В процессе обводнения скважины из добываемой жидкости в депрессионной зоне выделяется углекислый газ, и, как следствие, в порах пласта отлагается часть солей, растворенных в воде. Одновременно вода в скважине активно смешивается с нефтью и образуется блокирующая перфорационные отверстия эмульсия, стабильность которой увеличивается благодаря наличию диспергированных глинистых частиц.

Также существуют причины снижения продуктивности скважин в результате засорения призабойной зоны пласта.

Одной из основных причин засорения является отложение в призабойной зоне пласта асфальтенов, смол, и парафинов, содержащихся в нефти. Это происходит в результате нарушения термодинамического равновесия, существующего в пластовой системе (в призабойной зоне пласта и насосно-компрессорных труб снижаются температура и давление).

Другой причиной снижения продуктивности скважин является проникновение жидкости глушения в призабойной зоне пласта во время ремонта, особенности при глушении растворами минеральных солей (хлористый кальций, хлористый натрий). Глушение скважин рассолами часто сопровождается

образованием в призабойной зоне пласта высоковязких водонефтяных эмульсий, стабилизированных ионами водо-растворимых солей.

Различаются следующие виды загрязнителей призабойной зоны пласта:

- асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО) - загрязнители данного вида увеличиваются по мере выработки запасов нефти и нарушений термодинамического равновесия, существующего в пластовой системе. В формировании АСПО участвуют в основном тяжелые компоненты нефти;

- неорганические соли - загрязнители данного вида образуются в результате применения в качестве жидкости глушения концентрированных водных растворов минеральных солей. Происходит закупорка (кольматация) поровых каналов твердыми частицами мехпримесей, содержащихся в составе жидкостей глушения;

- высоковязкие водонефтяные эмульсии - образуются в призабойной зоне пласта после глушения скважин растворами солей кальция, что приводит к резкому снижению фазовой проницаемости для нефти. Механические примеси, содержащиеся в составе эмульсии (карбонат кальция) способствуют накоплению на своей поверхности АСПО и окислительных загущенных нефтепродуктов. Кроме того, образование водонефтяных эмульсий связано со свойствами нефти, степенью минерализации пластовой воды и обводненностью добываемой жидкости.

- продукты выноса породы пласта (кварц, кальцит, алюмосиликат) - загрязнители данного вида выносятся из удаленной части пласта с продукцией скважин, закупоривая поровые каналы призабойной зоны пласта[2].

## **1.2 Классификация методов повышения нефтеотдачи и интенсификации притока нефти.**

Чтобы максимально повысить общий объем нефтеотдачи из пласта, улучшить качество продукта и сохранить скорость работ, осуществляются мероприятия, направленные на усиление притока; целью воздействия является в данном случае восстановление фильтрационных качеств призабойной зоны, а также их совершенствование, обеспечиваемое, в основном, посредством замедления обводнения нефтяных скважин, а уменьшения вязкости жидкости и повышения проницаемости пород; последняя характеристика повышается за счёт производимого искусственным путём расширения каналов оттока и повышения трещиноватости, кроме того, ликвидируются парафиновые и грязевые отложения со стенок каналов.

Способы повышения проницаемости могут классифицироваться следующим образом: физические, химические и термические способы; их выбор обуславливается конкретными характеристиками пласта, зачастую данные способы используются в том или ином сочетании, чтобы обеспечить более высокую эффективность.

Химические обеспечивают эффективность воздействия в карбонатных коллекторах с низкой проницаемостью, например, в цементированных песчаниках с карбонатными элементами в составе.

Физические способы воздействия способствуют ликвидации остаточных вод и твёрдой мелкодисперсной взвеси из призабойной зоны; данные факторы непосредственным образом влияют на повышение характеристик проницаемости [3].

Из числа химических способов повышения проницаемости пород чаще других используются методы солянокислотной и глиноукислотной обработки скважин. Основой первого из указанных методов служит наличие у соляной кислоты способности к растворению карбонатов при глубоком проникновении в пласт; это обеспечивает достаточно широкое распространение сети увеличенных каналов вокруг скважинного ствола, благодаря чему про-

ницаемость пласта повышается, как и эффективность функционирования скважин. Что касается второго метода, то он наиболее результативен для песчаных коллекторов с глинистым цементом; в данном случае применяется смесь соляной кислоты с плавиковой. Когда на таких породах применяется глинокислотная обработка, указанный кислотный агент обеспечивает частичное растворение кварцевого песка и полное растворение глинистых прослоек; при этом глина теряет способность к разбуханию и пластичность, а водные глинистые растворы утрачивают коллоидные качества.

С целью ликвидации асфальтосмолопарафиновых отложений и осушения призабойной зоны используется обработка растворителями, такими, как широкая фракция лёгких углеводородов и ацетон. В число физических способов воздействия входят следующие: - влияние вибраций; - влияние акустического характера; - перестрел старых промежутков в сочетании с дополнительной перфорацией.

### **1.3 Способы увеличения нефтеотдачи и усиления притока к скважинным забоям**

Большая часть разрабатываемых нефтегазодобывающим управлением нефтяных месторождений пребывают к настоящему моменту на поздних этапах разработки; вследствие этого они существенно обводнены, а залежи нефти в них в значительной степени выработаны. При продолжительном функционировании скважин призабойная зона постепенно утрачивает коллекторские характеристики, возникают АСПО, в пласт в процессе глушения скважин проникает раствор солей и т.д.; таким образом, нефтяные запасы в таких МР относятся к категории трудноизвлекаемых. К той же категории отнесены многие другие залежи – с воднонефтяными зонами, коллекторами низкой проницаемости и т.п.; в таких зонах в ходе эксплуатации скважин



возникают такие затруднения, как существенный газовый фактор, низкая приёмистость, значительный уровень обводнённости, что, в целом, оказывает отрицательное влияние на эффективность функционирования скважин [3].

Повышение уровня эффективности нефтеразработок в связи с этим представляется весьма важным, как необходимое условие достижения плановых показателей нефтедобычи; в этих целях на месторождениях осуществляется ряд мероприятий, направленных на повышение уровня производительности нефтяных скважин. Имеющиеся на настоящий момент способы повышения нефтеотдачи пласта разделяются на следующие категории:

- физико-химические;
- гидродинамические;
- микробиологические, термические и т.д.

Наиболее активно в нефтегазодобывающем управлении используются физико-химические и гидродинамические способы, на которых следует остановиться более детально.

В число гидродинамических способов входят следующие:

- заводнение очагового и барьерного типа;
- усиленный забор жидкости;
- вовлечение в разработку запасов, не подлежащих дренажу;
- заводнение нестационарного характера.

В комплексе мер разработки нефтяных месторождений такие методы представляют собой одно из самых многообещающих направлений; в рамках этого направления отраслевые научные учреждения разработали и ввели в эксплуатацию более шести десятков различных технологий.

Одну из таких технологий представляет собой ГРП или гидравлический разрыв пласта, который целесообразно использовать с целью воздействия на пласты с низкими показателями проницаемости; при его применении повышение нефтеотдачи обеспечивается, в частности, за счёт оказания глубокого воздействия на призабойную зону, связанного с формированием системы

трещин глубинного проникновения, вследствие чего дренируемая скважиной площадь существенно расширяется, а производительность скважин, соответственно, увеличивается. Показатель эффективности данного метода достигает 85-ти процентов; эффект от его применения сохраняется до пяти лет [4].

В числе физико-химических методов особое место занимает метод заводнения пласта полимерного типа. Диапазон использования полимеров значительно увеличивается за счёт формирования полимерных композиций полимеров в сочетании с разного рода реагентами. В рассматриваемом случае главная роль полимеров состоит в том, чтобы обеспечить выравнивание продуктивных пластов с неоднородными характеристиками, а также расширить охват при заводнении пласта.

Применение полимеров подразумевает использование следующих технологий:

- закачка оторочки на пластах на первичном этапе разработки, с неоднородными характеристиками проницаемости и нефтяной жидкостью высокой вязкости;

- проводимое на поздних этапах разработки сочетанное воздействие гелеобразующих полимерных композиций и усиливающих реагентов, таких, как кислота, щёлочь и т.д.;

- выравнивание профиля приёмистости пласта, обеспечиваемое за счёт воздействия вязкоупругой системы или вязкоупругих составов;

- применение полимерного заводнения циклического типа при воздействии на пласт раствора сшитого полиакриламида с содержанием поверхностно-активного вещества неионогенного типа;

- применение к продуктивному пласту воздействия циклического типа при использовании ПАВ с содержанием полимеров;

- заводнение пласта с применением полимеров и щёлочи;

- обеспечение воздействия на пласт посредством закачки углекислоты.

Способ, предполагающий применение вязкоупругих составов характеризуется особенно высокой степенью эффективности при использовании на

неоднородных пластах с низким уровнем гидродинамических связей; проницаемость пласта в данном случае выравнивается, за счёт чего увеличивается его охват воздействием полимерных композиций, а скорость обводнения нефти при этом снижается.

Решающим значением на поздних этапах разработки обладает ограничение притока закачиваемой и пластовой воды; с этой целью используются различные ремонтно-изоляционные способы, следствием применения которых выступает не только снижение обводнённости пласта, но также увеличение его охвата процессом выработки. Чаще всего используется такой способ, как изоляция обводнённых пропластков цементом либо устранение циркуляции воды за колоннами. Если по отдельным пропласткам с высокими показателями проницаемости, которые от необводнённых промежутков практически не ограждают глинистые прослойки, возникает прорыв воды, то применяется метод выборочной или селективной изоляции, вариантами которого служат: использование кремнийорганических соединений, либо полимер- и волокнистонаполненных дисперсных систем, либо так называемого жидкого стекла, т.е. силиката натрия.

В рамках расширения использования для повышения нефтеотдачи пластов экологически чистых методов на текущем этапе развития технологий широко применяются микробиологические способы воздействия. Микроорганизмы, в отличие от химреагентов, которые при разбавлении пластовыми водами утрачивают активность, способны самостоятельно размножаться и, соответственно, повышать интенсивность воздействия в соответствии с динамикой средовых условий.

При повышении нефтеотдачи пластов в число наиболее технологичных и оптимальных методов входят методы термические, предполагающие тепловое воздействие на продуктивный пласт, что способствует повышению нефтеотдачи за счёт уменьшения показателей вязкости нефтяной жидкости. Подобные методы классифицируются следующим образом:

- методы с применением горения в толще пласта;

- методы с применением внедрения в пласт горячей воды и её агрегатных форм.

### **1.3.1 Обработка призабойной зоны с помощью кислот.**

Воздействие кислоты используется для обработки складывающихся нефтеносный пласт карбонатов, что способствует повышению проницаемости пласта. Данный метод на практике предполагает спуск гибкой трубы на глубину перфорации, с условием обеспечения постоянной гидроциркуляции, после чего через эту трубу в скважину закачивается расчетный объем кислоты, которая затем продавливается в глубину пласта.

При закачивании кислотного раствора и его транспортировке вглубь пласта необходимо обеспечить закрытие выкидной задвижки на арматуре колонны лифтовых труб, благодаря чему реагент транспортируется в толщу пласта через перфорационные отверстия.

Указанные процессы осуществляются при подаче максимальных объемов жидкости; при этом следует не допускать в зоне перфорационных отверстий превышения давления, необходимого для осуществления разрыва пласта. После того, как скважина в течение временного периода, необходимого для осуществления реакции кислоты с породой нефтеносного пласта, выдерживается под давлением, выкидная задвижка открывается, а гибкая труба поднимается на поверхность, после чего выполняются мероприятия, направленные на вызов притока [5].

Как показывает практика применения колтюбингового оборудования, в данном случае обеспечивается значительная экономия времени, а также в ходе обработки скважины расход реагентов, в сравнении с традиционными методами, снижается на 25-30 процентов.

### 1.3.2 Гидравлический разрыв пласта

Чтобы усилить приток к забою скважины нефти или газа при вскрытии коллекторных пород с низкими показателями проницаемости, в призабойной зоне должна быть сформирована система трещин. Чтобы при этом обеспечить образование новых трещин и расширение уже имеющихся, в материале, образующем призабойную зону должно быть создано давление, превышающее его собственные показатели прочности.

Достичь этого можно посредством закачивания в пласт технологической жидкости с расходом, объём которого выше максимального объёма поглощаемой пластом жидкости. Гидравлическое сопротивление призабойной зоны после того, как возникшие трещины фиксируются при помощи закачки песка, значительно сокращается, следовательно, повышается нефтеотдача скважины.

При применении колтюбинговых установок ключевые принципы осуществления гидроразрыва пласта те же, что и при выполнении данных мероприятий в соответствии с традиционной технологией. Однако колтюбинговое оборудование обладает определёнными преимуществами, а именно:

- процесс может быть обеспечен при спуске техники в колонну подъёмных труб, благодаря чему эксплуатация скважины может быть начата непосредственно после применения указанного метода;

- время, необходимое для проведения работ, сокращается, т.к. в данном случае нет необходимости извлекать находящиеся в скважине колонны подъёмных труб, а также спускать колонну НКТ с пакером;

- нет необходимости также в глушении скважины и сопутствующей ей операции по вызову притока, предназначенных для обеспечения возможности подъёма оборудования.

## 2.ВЫБОР МЕТОДОВ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ НА ПРИМЕРЕ «Х» МЕСТОРОЖДЕНИЯ

### 2.1 Геолого-технологические особенности пластов

«Х» месторождение разрабатывается с 1985 года. В настоящее время в эксплуатации находятся 4 объекта –  $BC_{10}^0$ ,  $BC_{21-22}$ ,  $ЮС_1^1$  и  $ЮС_2^1$ . Основным объектом разработки на месторождении является пласт  $BC_{10}^0$ : 93% накопленной добычи нефти и 66% - текущей (рисунок 2.1-2.2).

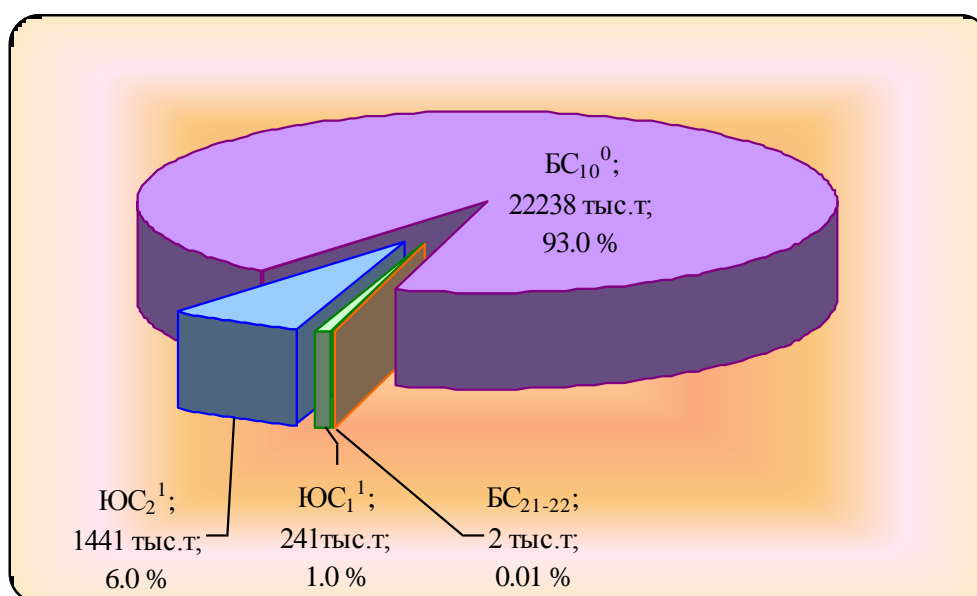


Рисунок 2.1 - Распределение накопленной добычи нефти по объектам разработки

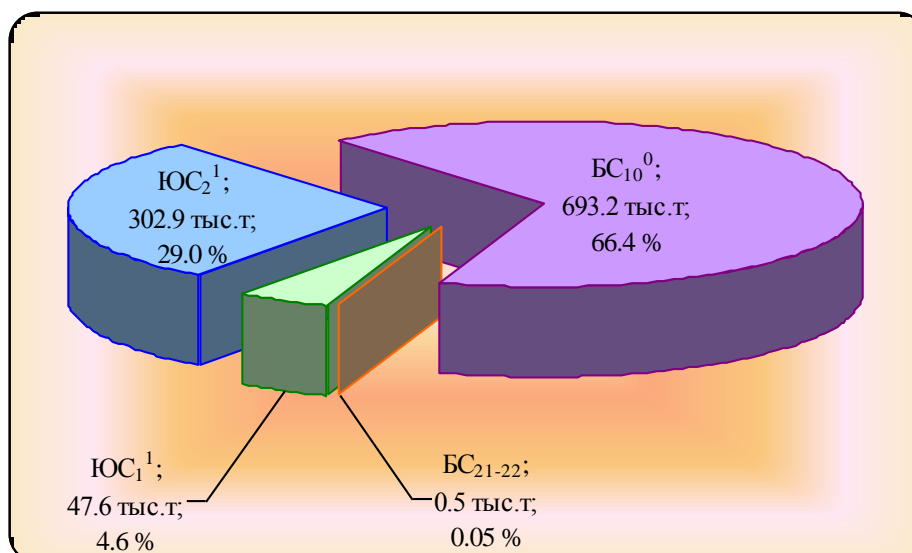


Рисунок 2.2 - Распределение текущей добычи нефти по объектам разработки

Объект BC<sub>21-22</sub> эксплуатируется одной разведочной скважиной в течение 4 лет, его воздействие на технологические показатели минимально. Объект YOC<sub>1</sub><sup>1</sup> вовлечен в разработку с 1985 года отдельными скважинами.

На него приходится лишь 1% накопленной добычи месторождения, текущей добычи - около 5%. Вклад в накопленные показатели объекта YOC<sub>2</sub><sup>1</sup> составляет всего 6%, однако с каждым годом доля его участия растет, в 2007 году пласт обеспечил уже 29% общей добычи месторождения [6].

На 01.01.2015 года накопленная добыча нефти в целом по месторождению составила 23922 тыс. т, жидкости – 72164 тыс. т. Максимальный уровень отбора нефти был достигнут в 1992 году (1519 тыс. т.). После прохождения «пика», вплоть до 2000 года, на месторождении наблюдалось падение уровня добычи нефти.

Начиная с 2001 года, наблюдается рост добычи, связанный со стабилизацией отборов по пласту BC<sub>10</sub><sup>0</sup> и началом активного ввода в разработку объекта YOC<sub>2</sub><sup>1</sup>. В 2014 году на месторождении было отобрано 1044 тыс. т. нефти при средней обводненности продукции 82.9 %.

Всего на балансе «Х» месторождения числится 621 скважина, из которых 601 эксплуатационная (450 добывающих, 151 нагнетательная) и 20 водозаборных. Эксплуатационный фонд на 01.01.2015 составляет 426 единиц

(286 добывающих, 140 нагнетательных), в действующем фонде числится 400 скважин (270 добывающих, 130 нагнетательных).

На текущий момент проектный фонд объекта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> практически реализован, разбурирование объекта БС<sub>21-22</sub> не предполагалось, проектные решения по пласту ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> выполнены, фонд водозаборных скважин реализован. Единственным объектом, на которые решения начали только реализовываться, является пласт ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

Добыча жидкости на месторождении осуществляется только механизированным способом: установками ЭЦО, ЭЦН и ШГН оборудованы все действующие добывающие скважины.

На «Х» месторождении было утверждено 415265 тыс.т начальных геологических запасов нефти и 23633 млн. м<sup>3</sup> растворенного газа.

Суммарные извлекаемые запасы нефти Восточно-Сургутского месторождения составляют 94090 тыс.т, основная доля 76142 тыс.т (80.9 %) приходится на категорию ВС<sub>1</sub>.

На Восточно-Сургутском месторождении утверждено 415265 тыс.т начальных геологических запасов нефти и 23633 млн. м<sup>3</sup> растворенного газа, извлекаемых – 94090 тыс.т нефти и 5139 млн. м<sup>3</sup> газа. Текущие запасы на 01.01.2015 года составляют: нефти – геологические 391343 тыс.т, извлекаемые 70168 тыс.т; газа – геологические 22595 млн. м<sup>3</sup>, извлекаемые 4101 млн.м<sup>3</sup>. Текущее состояние запасов нефти приведено в таблице 2.1.



Таблица 2.1 - Состояние запасов на 01.01.2018 года

Объекты, месторождение в це- лом	Начальные запасы нефти, тыс.т										Текущие запасы нефти, тыс.т				
	Утвержденные ГКЗ Роснедра					На государственном балансе									
	геологические		извлекаемые		КИН C1/C2, д.ед.	геологические		извлекаемые		КИН C1/C2, д.ед.	геологические		извлекаемые		Текущий КИН, д.ед.
	A+B+ C1	C2	A+B+ C1	C2		A+B+ C1	C2	A+B+ C1	C2		A+B+ C1	C2	A+B+ C1	C2	
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16
БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>	73088	14678	29723	1342	0.407/0.091	71802	24578	25052	2879	0.349/0.117	50850	14678	7485	1342	0.304
БС <sub>21</sub>	191		28		0.147/-	205		21		0.100/-	191		28		0.000
БС <sub>22</sub>	990		149		0.151/-	475		48		0.100/-	988		147		0.002
ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>	11522	21515	3537	2367	0.307/0.110	12397	32120	1300	3237	0.105/0.101	11281	21515	3296	2367	0.021
ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>	211501	81780	42705	14239	0.202/0.174	254064	85636	26250	8564	0.103/0.100	210060	81780	41264	14239	0.007
Месторождение	297292	117973	76142	17948		338943	142334	52671	14680		273370	117973	52220	17948	0.080

## 2.2 Свойства и состав нефти, газа и воды

В пределах «Х» месторождения состав и свойства нефти пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> изучены на образцах 28 глубинных проб из 19 скважин и 53 поверхностных проб из 41 скважины. Состав и свойства нефти по пласту ачимовской толщи изучен только по образцам поверхностных проб – трех из двух скважин, по пласту ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup> - 30 глубинных проб из 10 скважин и 29 поверхностных проб из 20 скважин, по пласту ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> - 9 глубинных проб из 6 скважин и 91 поверхностной пробе из 76 скважин [7].

Отбор глубинных проб из пробоотборниками типа ПДМ-3М и ВПП-300 при режимах, обеспечивающих приток нефти к точке отбора в однофазном (жидком) состоянии. Лабораторный анализ глубинных проб выполнялся на стандартной аппаратуре высокого давления типа УИПН, АСМ-300 и на PVT-системе RUSKA 2370.

Поверхностные пробы дегазированной нефти отбирались с разведочных и эксплуатационных скважин при проведении испытаний. Анализ проб проводился по действующим государственным стандартам и типовым методикам.

По объектам ачимовской толщи достоверная информация о свойствах и составе пластовых нефтей отсутствует (исследованы только поверхностные устьевые пробы нефти из двух скважин). В связи с этим, характеристика по пластам ачимовской толщи принята по аналогии с нефтями Быстринского месторождения.

По результатам экспериментальных исследований, в пластовых условиях нефти пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> и ачимовской толщи повышенной плотности (820 - 841 кг/м<sup>3</sup>), средней вязкости (2.7 - 2.8 мПа\*с), с давлением насыщения нефти газом (8.0 - 8.3 МПа) значительно ниже пластового давления, с невысоким газовым фактором (33 - 42 м<sup>3</sup>/т).

Нефти юрских отложений значительно более легкие ( $770 - 790 \text{ кг/м}^3$ ), маловязкие ( $1.0 - 1.5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ ), средней степени газонасыщенности ( $60 - 70 \text{ м}^3/\text{т}$ ) с давлением насыщения нефти газом значительно ниже пластового давления ( $10.0 - 11.5 \text{ МПа}$ ).

В компонентных составах жидкой и газовой фаз (таблица 2.2) концентрация нормальных углеводородов заметно выше концентрации их изомеров. При дифференциальном разгазировании нефтяные газы сухие и относительно жирные с содержанием целевых компонентов группы  $\text{C}_3$ +высшие от  $180 \text{ г/м}^3$  (пласт  $\text{BC}_{10}^0$ ) до  $470 \text{ г/м}^3$  (пласт  $\text{ЮC}_1^1$ ).

Таблица 2.2 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти

Наименование компонентов	Пласт БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>					Пласты БС <sub>21</sub> , БС <sub>22</sub>					Пласт ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>					Пласт ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>				
	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть	При однократном разгази- ровании		При ступенч разгази- ровании		Плас товая нефть
	газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть		газ	нефть	газ	нефть	
Сероводород	отсутствует					отсутствует					отсутствует					отсутствует				
Углекислый газ	0.25	0	0.28	0	0.08	0.61	0	0.65	0	0.18	2.24	0	2.58	0	0.89	1.00	0.00	1.12	0.00	0.39
Азот + редкие	1.49	0	1.65	0	0.46	1.25	0	1.40	0	0.66	1.37	0	1.57	0	0.56	1.04	0.00	1.17	0.00	0.40
Метан	78.70	0.32	87.08	0.23	25.24	76.95	0.31	86.30	0.23	22.23	57.08	0.25	65.68	0.07	22.89	67.73	0.28	77.10	0.12	26.26
Этан	3.50	0.10	3.33	0.31	1.17	4.43	0.13	4.19	0.39	1.30	10.33	0.32	11.26	0.57	4.27	6.90	0.20	7.22	0.52	2.80
Пропан	6.99	0.82	4.43	2.11	2.77	7.35	0.87	4.39	2.15	2.67	16.05	1.89	13.09	4.55	7.52	11.57	1.36	8.64	3.60	5.33
Изобутан	1.63	0.54	0.72	0.96	0.89	1.79	0.60	0.72	1.02	0.94	2.05	0.69	1.17	1.26	1.23	2.09	0.70	1.08	1.32	1.24
Н. бутан	3.79	1.84	1.48	2.86	2.46	4.12	2.00	1.46	3.00	2.61	6.10	2.96	3.06	4.85	4.22	5.00	2.43	2.26	4.04	3.43
Изопентан	0.83	1.07	0.26	1.29	0.99	0.83	1.07	0.23	1.26	0.99	1.18	1.53	0.45	1.90	1.39	1.30	1.68	0.44	2.09	1.53
Н. пентан	1.17	2.01	0.35	2.31	1.74	1.17	2.01	0.30	2.27	1.77	1.57	2.71	0.57	3.18	2.25	1.57	2.70	0.51	3.17	2.26
Остаток С <sub>6</sub> +	1.65	93.30	0.42	89.93	64.20	1.49	93.01	0.36	89.68	66.65	2.03	89.65	0.57	83.62	54.78	1.80	90.65	0.46	85.14	56.36
М масса, г/моль	23.36	240.2	19.58	232.6	171.7	23.75	259.0	19.60	256.0	189.0	29.25	196.1	24.97	185.3	129.4	26.58	216.8	22.20	205.7	143.2
Плотность, кг/м <sup>3</sup>	0.971	882	0.814	878	820	0.987	885	0.814	882	841	1.216	850	1.038	842	770	1.105	870	0.923	861	790

Дегазированная нефть (таблица 2.3) по технологической классификации характеризуются как сравнительно легкие (875 - 890 кг/м<sup>3</sup>), средней вязкости (25.6 - 43.2 мПа\*с), малосмолистые (7.9 - 11.9 %), парафинистые (2.6 - 3.1 %), сернистые (1.4 - 1.8 %), с выходом фракций до 300<sup>0</sup>С около 40% объемных.

По результатам микрокомпонентного анализа нефтей соседних месторождений Сургутского района можно предполагать, что концентрация микрокомпонентов (ванадий, никель, железо) не достигает промышленных значений.

Химический состав и свойства пластовых вод исследованы на образцах 107 устьевых пробах (74 скважин). В том числе по пласту БС<sub>10</sub><sup>0</sup> – 72 проб из 56 скважин, по пласт амачимовской толщи – 4 пробы из 4 скважин, по пласту ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>- 16 проб из 8 скважин и по пласту ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>- 15 проб из 11 скважин.

При этом качественные пробы непосредственно по пласту ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> отсутствуют (в пробах присутствуют технические растворы). В связи с этим обстоятельством свойства пластовой воды пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> приняты по аналогии с пластом ЮС<sub>1</sub><sup>1</sup>.

Диапазон изменения и средние значения основных свойств и химического состава пластовых вод по всем имеющимся данным представлены в таблице 2.4. Тип вод преимущественно, гидрокарбонатно-натриевый. Кроме того в пределах залежи пласта БС<sub>10</sub><sup>0</sup> отмечены участки и выраженного хлоридно-кальциевого типа. Общая минерализация пластовых вод не значительна и составляет в среднем 12 - 18 г/л.

Таким образом, состав и свойства пластовых флюидов продуктивных пластов Восточно-Сургутского месторождения можно охарактеризовать, как стандартные для данного региона.

Таблица 2.3 - Физико-химические свойства и фракционный состав разгазированной нефти

Наименование параметров	Пласт БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>		Пласты БС <sub>21</sub> , БС <sub>22</sub>		Пласт ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup>		Пласт ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>	
	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее
Плотность при 20 °С, кг/м <sup>3</sup>	879 - 917	890	871 - 887	879	842 - 907	875	849 - 910	882
Вязкость, мПа*с								
при 20 °С	25.7 - 172.1	43.24	23.1 - 37.1	28.5	6.34 - 122.04	25.59	9.48 - 171.84	32.76
при 50 °С	9.30 - 17.36	12.08	8.2 - 11.2	9.35	2.66 - 24.46	7.75	4.58 - 37.70	10.53
Молярная масса, г/ моль	183 - 336	268	252 - 268	260	179 - 314	240	192 - 339	260
Температура застывания, 0С	(-21) - (+24)	(-4)	-11	-11	(-32) - (+5)	-11	(-30) - (+23)	-8
Массовое содержание, %:								
серы	1.35 - 2.35	1.7	1.78 - 2.10	1.8	0.76 - 3.10	1.5	0.77 - 2.32	1.4
смолистикагелевых	2.46 - 21.90	11.85	7.22 - 9.12	8.22	4.38 - 12.70	8.21	2.51 - 13.30	7.96
асфальтенов	0.64 - 10.81	2.62	2.27 - 2.38	2.32	0.25 - 5.83	1.8	1.08 - 8.38	2.66
парафинов	1.74 - 5.80	2.87	3.05 - 3.12	3.11	1.47 - 5.14	2.55	0.94 - 11.70	2.77
Температура плавления парафина, °С	50 - 74	55	50 - 54	52	50 - 61	54	37 - 68	53
Температура начала кипения, °С	42 - 158	88	93 - 96	95	47 - 110	85	48 - 147	92
Фракционный состав, %								
до 100°С	0 - 8	1.7	.	.	0 - 4.5	1.5	0 - 5	0.4
до 150°С	0 - 20	7.5	7.2 - 7.8	7.5	1.5 - 15.0	9.4	0 - 14.5	7.7
до 200°С	4.6 - 30.5	14.5	14 - 18	16.5	4.5 - 24.0	18	6.5 - 26.0	16.5
до 250°С	12.4 - 40	22.6	25 - 27	26.3	13 - 34	26.8	16 - 37	25
до 300°С	28.9 - 50	33.7	39 - 45	42.0	26 - 47	38.4	29 - 49	37.6
Технологический шифр (поГОСТ912-66)	II T <sub>2</sub> П <sub>2</sub>		II T <sub>2</sub> П <sub>2</sub>		II T <sub>2</sub> П <sub>2</sub>		II T <sub>2</sub> П <sub>2</sub>	

Таблица 2.4 - Свойства и состав пластовых вод

Наименование параметра	Пласт БС <sub>10</sub> <sup>0</sup>		Пласты БС <sub>21</sub> , БС <sub>22</sub>		Пласты ЮС <sub>1</sub> <sup>1</sup> , ЮС <sub>2</sub> <sup>1</sup>	
	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее	диапазон изменения	среднее
Газосодержание, м <sup>3</sup> /м <sup>3</sup>	0.3 - 2.3	0.8	0.4 - 2.4	0.8	0.4 - 2.5	1.0
Плотность воды, кг/м <sup>3</sup> - в стандартных условиях - в условиях пласта	1008 - 1027	1013	1006 - 1010	1009	1011 - 1019	1014
	998 - 1012	1000	993 - 997	995	987 - 992	989
Вязкость в условиях пласта, мПа*с	0.43 - 0.49	0.45	0.40 - 0.45	0.42	0.34 - 0.35	0.34
Коэфф-т сжимаемости, 1/МПа*10 <sup>-4</sup>	4.5 - 4.8	4.7	4.6 - 4.7	4.7	4.6 - 4.9	4.8
Объемный коэффициент, доли ед.	1.01 - 1.02	1.014	1.01 - 1.02	1.015	1.02 - 1.03	1.026
Химический состав вод, (мг/л)/(мг-экв/л): Na <sup>+</sup> + K <sup>+</sup>	4352 - 7077	6565	3728 - 5403	4546	5818 - 9396	7567
	189.2 - 307.7	284.6	149.1 - 216.1	181.8	75.8 - 373.5	276
Ca <sup>+2</sup>	80.2 - 280.6	193.5	56 - 142	98	16.0 - 529.1	206.3
	4.0 - 14.0	9.6	2.8 - 7.1	4.9	3.1 - 26.4	11.6
Mg <sup>+2</sup>	18.2 - 54.7	45.5	4 - 27	20	4.9 - 218.9	92.2
	1.5 - 4.5	3.7	0.3 - 2.3	1.7	0.9 - 17.5	8.8
Cl <sup>-1</sup>	6558 - 11344	10261	516 - 7800	6286	7518 - 14274	10459
	185.0 - 320.0	289.7	145.5 - 219.7	177.1	213.1 - 402.7	299.8
HCO <sub>3</sub> <sup>-1</sup>	305.0 - 1159.0	517.9	598 - 2184	1425	73.2 - 4050.4	1903.2
	5.0 - 17.6	8.4	9.8 - 35.8	23.4	1.2 - 66.4	28.7
CO <sub>3</sub> <sup>-2</sup>	отсутств.	отсутств.	отсутств.	отсутств.	61.2 - 157.2	109.2
					1.9 - 5.1	3.5
SO <sub>4</sub> <sup>-2</sup>	0.01 - 0.25	12.45	0 - 62	34	0.4 - 48.1	18.3
	0.00 - 0.01	0.01	0 - 1.3	0.7	0.01 - 1.00	0.39
NH <sub>4</sub> <sup>+</sup>	13.5 - 30.0	23.5	18 - 21	20	35 - 57	46
Br <sup>-</sup>	40 - 50	45	32 - 37	35	29 - 30	29
J <sup>-</sup>	12.7 - 21.4	16	8 - 10	9	6 - 18	12
B <sup>+3</sup>	16.5 - 26.5	21	11 - 18	15	9	9
SiO <sub>2</sub>	не опр.	не опр.	23 - 26	24	18 - 20	19
Fe(общ)	0.0 - 22.3	22.3	1.0 - 1.3	1.2	1.0 - 167.7	55.3
Общая минерализация, г/л	11.64 - 19.05	17.67	9.69 - 15.57	12.51	16.36 - 24.32	20.32
Водородный показатель, рН	7.2 - 8.2	7.7	6.5 - 7.6	7.2	5.8 - 10.0	7.6
Жесткость общая, (мг-экв/л)	6.0 - 18.0	13.4	3.1 - 9.4	6.6	4.0 - 41.4	20.6
Химический тип воды	ХК - ГКН		ГКН			

### 2.3 Характеристика продуктивного пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>

Залежь нефти в пласте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> распространена по всей площади Восточно-Сургутского месторождения. Залежь по типу является литолого-стратиграфической. Размеры залежи в пределах Восточно-Сургутского лицензионного участка составляют 40 x 39.5 км, высота залежи около 284 м.

Абсолютная отметка нефтенасыщенных коллекторов изменяется от 2679.6 м до 2965.1 м [8].

Общая толщина пласта варьирует от 9.2 м до 26.7 м, составляя в среднем 17.1 м. Средний коэффициент песчаности равен 0.28, расчлененность – 4.6. Пласт испытан в 68 поисково-разведочной и 2 эксплуатационных скважинах, при этом приток безводной нефти получен в 60 скважинах. Дебиты нефти колеблются от 0.1 до 19.3 м<sup>3</sup>/сут.

Коллекторы пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> распространяются не по всей площади месторождения. Границы распространения залежи пласта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> контролируются с юга, севера и запада границей лицензионного участка (ЛУ), а с востока – зоной неколлектора. Средняя нефтенасыщенная толщина составляет 4.9 м, изменяясь в диапазоне от 0.6 до 16.4 м.

Объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> находится в опытно-промышленной (ОПР) эксплуатации с 1987 года. На объекте организовано два участка ОПР - в районе скважин 155Р (ОПР1) и 180Р (ОПР2). Их разработка началась с 1987г и 2003г соответственно. На остальной части пласта эксплуатируются одиночные скважины.

Динамика основных показателей разработки объекта приведена на рисунке 2.3. За 2014год добыто 303тыс.т (темпотбора от НИЗ – 0.7%) нефти и 489тыс.т. жидкости, при средней обводненности продукции 38.1 %. Дебитнефтисоставил 9.1 т/сут, жидкости – 14.7 т/сут.

За весь срок эксплуатации отобрано 1441 (3.6% от НИЗ) тыс.т. нефти и 1952тыс.т. жидкости, накопленный водонефтяной фактор составил 0.35. Начиная с 2001 года, на объекте наблюдается рост добычи нефти, максимальный уровень, достигнут в 2014 году.

Закачка воды в пласт для поддержания пластового давления началась в 1988 году. В 2014году в пластзакачано390 тыс. м<sup>3</sup> воды, накопленная закачка составляет1245 тыс.м<sup>3</sup>. Текущая компенсация за 2014год равна 66 %, накопленная – 51 %. Средняя приемистость нагнетательных скважин – 46.8 м<sup>3</sup>/сут.



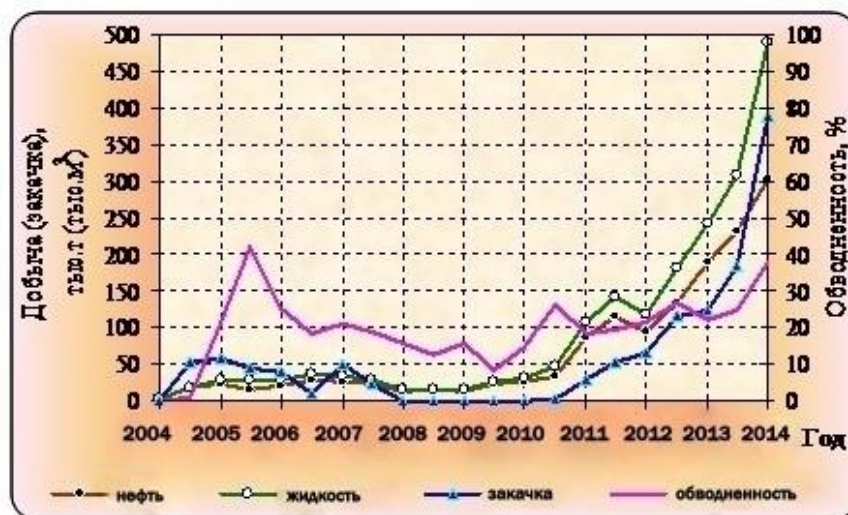


Рисунок 2.3 - Динамика текущих технологических показателей разработки. Объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>

В районе скв. 155Р реализована запроектированная девятиточечная система разработки. Вклад залежи по накопленной добыче нефти составляет более 50%.

Основной вклад (57.5%) по текущей добыче нефти приходится на скважины в районе залежи 180Р. На залежи реализована очагово-площадная система заводнения.

На объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>, кроме выше перечисленных участков, начиная с 1987г. эксплуатировались одиночные скважины. Вклад одиночных скважин объекта составляет по 20% в текущих и в накопленных показателях.

На 01.01.2015 г в действующем фонде числится 95 добывающих и 28 нагнетательных скважин. Коэффициент эксплуатации добывающих и нагнетательных скважин на конец года составил 0.96 и 1.0 соответственно. Коэффициент использования добывающих скважин за декабрь составил – 0.92, нагнетательных – 0.93.

Распределения действующих скважин по основным технологическим показателям приведено на рисунке 2.5. Низкодебитные (до 20 т/сут) скважины составляют более 70% действующего фонда, с дебитом жидкости больше 40 т/сут работают всего 3 скважины. Обводненность ниже 80% присутствует

только лишь в 5% скважин. Основная часть фонда скважин (81%) обводнена до 50%.

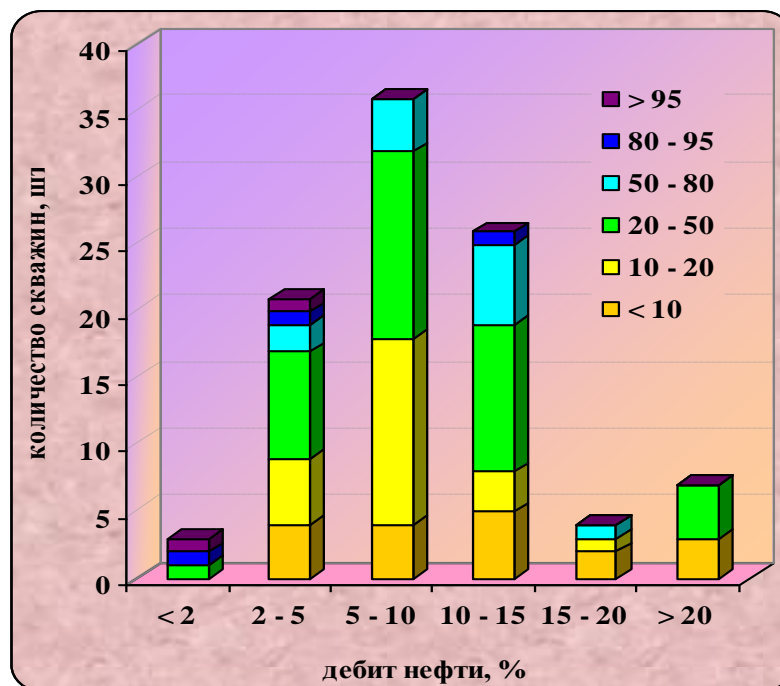


Рисунок 2.5 - Распределение действующих добывающих скважин по дебитам нефти и обводненности. Объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>

Более 60% действующего фонда скважин являются низкодебитными (дебит нефти до 10 т/сут), основная часть которых работает с обводненностью до 50%.

Более 50% добывающих и 96% нагнетательных скважин имеют накопленную добычу нефти менее 10 тыс.т. С накопленной добычей более 20 тыс.т числится 3 добывающие скважины.

#### 2.4 Выбор оптимальных методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластана примере «Х» месторождения

На «Х» месторождении было выполнено 150 геолого-технических мероприятий (ГТМ) на добывающих скважинах, из них 96 мероприятий по пласту ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. На нагнетательных скважинах было выполнено 353 мероприятия [9].

Технологическая эффективность зарезки боковых горизонтальных стволов и горизонтальных скважин рассмотрена отдельно, анализ проведен с начала эксплуатации.

Следует отметить, что многие скважины были подвергнуты нескольким видам ГТМ в течение короткого промежутка времени, поэтому дополнительная добыча и продолжительность эффекта характеризует результативность комплекса геолого-технических мероприятий.

Ниже рассмотрена оценка технологического эффекта отдельно по пластам и группам мероприятий.

### **Добывающие скважины**

#### **Бурение горизонтальных скважин**

Бурение горизонтальных скважин на месторождении осуществлялось с 1992 года на объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>. Всего на объекте было пробурено 14 горизонтальных скважин, 12 из которых по состоянию на 01.01.2015 г. числятся в добывающем фонде, 2 – в нагнетательном. Накопленная добыча нефти по горизонтальным скважинам составляет 154 тыс.т жидкости – 203 тыс.т (10.7% и 10.4% соответственно от накопленной добычи в целом по пласту).

Средний дебит нефти за 2014 год составляет 10.7 т/сут, жидкости – 14.8 т/сут, обводненность – 27.6%. Средняя накопленная добыча нефти на одну горизонтальную добывающую скважину составляет 12.8 тыс.т, что говорит о высокой эффективности данного метода повышения нефтеотдачи.

#### **Гидроразрыв пласта**

За период 2013-2014 гг. на скважинах «Х» месторождения выполнено 73 операции по гидроразрыву пласта, из них 68 – на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

По результатам анализа величина суммарного технологического эффекта составила 154.7 тыс.т или 2.2 тыс.т в пересчете на одну скважино-операцию. Однако, несмотря на то, что проведение ГРП в скважинах горизонта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> в целом является экономически эффективным, с помощью только него нельзя

решить проблему перевода разработки залежей в высокорентабельную. Отвечающий требованиям рентабельной эксплуатации начальный дебит нефти более 15 т/сут был получен только в 47% скважин с ГРП.

Недостаточная эффективность ГРП усугубляется отсутствием или недостаточным объемом закачки воды в пласт для поддержания пластовой энергии, несовершенством технологии его проведения и непредсказуемостью развития трещин разрыва не только в горизонтальном, но и в вертикальном направлениях. На ряде скважин из-за пересечения трещиной разрыва непроницаемого экрана и вскрытия нижележащего водоносного пласта ЮС<sub>2</sub><sup>2</sup> наблюдалась высокая обводненность продукции[10].

### **Воздействие на призабойную зону пласта**

За анализируемый период на добывающих скважинах «Х» месторождения выполнено 17 операций по воздействию на призабойную зону пласта, из них 12 – на объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

Средняя удельная эффективность обработки призабойной зоны (ОПЗ) химическими реагентами составила 0.68 тыс.т/скв.-опер., при этом максимальная средняя эффективность 1.58 тыс.т/скв.-опер. отмечается при кислотном воздействии, минимальная 0.07 тыс.т/скв.-опер. при ОПЗ глино-кислотными составами. Объем закачки химических реагентов варьировал от 6 м<sup>3</sup> до 30 м<sup>3</sup> и в среднем составил 16 м<sup>3</sup>/скв. Суммарная величина технологического эффекта составила 8.15 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – не менее 7 мес.

### **Ремонтно-изоляционные работы**

В период 2013-2014 гг. на месторождении выполнено 10 операций по ремонтно-изоляционным работам, из них 3 операции на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

По результатам расчетов удельная дополнительная добыча нефти за счет ремонтно-изоляционных работ составит 0.27 тыс.т/скв.-опер., суммарная до-

полнительная добыча – 0.8 тыс.т., средняя продолжительность эффекта – не менее 5 месяцев.

### **Перфорационныеработы**

За анализируемый период на «Х» месторождении проведено 8 операций по перфорационным работам (3 – на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>). Одновременно с перфорационными работами во всех случаях проводились ОПЗ.

В результате расчетов удельная дополнительная добыча нефти за счет перфорационных работ составила 1.23 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 3.7 тыс.т., средняя продолжительность эффекта – не менее 11 месяцев.

### **Гидродинамические методы**

Из числа гидродинамических методов на месторождении в анализируемый период применялось повышение давления закачки.

За 2013-2014 гг. на «Х» месторождении проведено 39 операций по гидродинамическим методам (5 – на объекте ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>), суммарная технологическая эффективность составила 3.4 тыс.т.

### **Нагнетательныескважины**

#### **Зарезка боковых стволов**

По состоянию на 01.01.2015 г. на «Х» месторождении пробурено 133 боковых ствола (БС). На объект ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>–пробурено 45 боковых стволов. Кроме того на 4 скважинах объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>пробурено по два боковых ствола.

Накопленная добыча нефти по боковым стволам составляет 590.3 тыс.т, жидкости – 712.6 тыс.т, или 41.0% и 36.5% соответственно от общей добычи по объекту.

Средний дебит нефти за 2014 год составляет 10.3 т/сут, жидкости – 13.8 т/сут, обводненность – 25.0%. Средняя накопленная добыча нефти на один

ствол составляет уже 14.4 тыс.т, что говорит о высокой эффективности данного метода повышения нефтеотдачи.

Текущая обводненность продукции объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> не позволяет воспользоваться методом характеристик вытеснения, поэтому для оценки прогнозной дополнительной добычи нефти используем метод экстраполяции среднего дебита нефти.

### **Выравнивание профиля приемистости**

В период 2013-2014 гг. на «Х» месторождении было проведено 235 операции по выравниванию профиля приемистости и фронта вытеснения в нагнетательных скважинах, 13 операций – на скважинах объекта ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup>.

Средняя технологическая эффективность в пересчете на одну скважино-операцию составила около 0.51 тыс.т, величина суммарного эффекта оценивается в 121.0 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 219сут.

### **Воздействие на призабойную зону пласта**

В анализируемый период времени на месторождении выполнено 77 скважино-операций по воздействию на призабойную зону пласта нагнетательных скважин (ЮС<sub>2</sub><sup>1</sup> – 49 операций). Средняя технологическая эффективность составила 0.47 тыс.т/скв.-опер., суммарная дополнительная добыча – 36.1 тыс.т, средняя продолжительность эффекта – 149сут.

### **Анализ методов в условиях разработки рассматриваемого месторождения**

Таблица 2.5

Наименование метода	Суммарная накопленная добыча нефти, тыс.т	Накопленная добыча на одну скважину, тыс.т.
Бурение горизонтальных скважин	154	12,8
Гидроразрыв пласта	154,7	2,2
Воздействие на призабойную	1,58	0,07

зону пласта		
Ремонтно-изоляционные работы	0,8	0,27
Перфорационные работы	3,7	1,23
Гидродинамические методы	3,4	-
Зарезка боковых стволов нагнетательных скважин	590,3	14,4
Выравнивание профиля приемистости нагнетательных скважин	121	0,51
Воздействие на призабойную зону пласта нагнетательных скважин	36,1	0,47

Таким образом, в целом на «Х» месторождении в период 2013-2014 гг. проведено 150 ГТМ на добывающих скважинах и 353 ГТМ на нагнетательных скважинах. Суммарная технологическая эффективность равна 1065,58 тыс.т, что составляет 68.1% от накопленной добычи нефти по месторождению за анализируемый период. Основной объем дополнительной добычи нефти приходится на зарезки боковых стволов (590,3 тыс.т или 46.8% от накопленной добычи).

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

#### **Введение**

В настоящее время в разработку нефтяных и газовых месторождений широко вовлекаются трудноизвлекаемые запасы нефти, приуроченные к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. Одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин, вскрывающих такие пласты, и увеличения темпов отбора нефти из них, является гидравлический разрыв пласта (ГРП). Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды, посредством которых с поверхности на забой скважины передается энергия, необходимая для разрыва, называются жидкостями разрыва.

После разрыва под воздействием давления жидкости трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

В результате ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины, а также увеличивается конечная нефтеотдача за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков.

Таким образом, потенциальными потребителями исследования являются нефтедобывающие компании, которые заинтересованы в решении следующих задач благодаря методу ГРП:



- 1) вышение продуктивности (приемистости) скважины при наличии загрязнения призабойной зоны или малой проницаемости коллектора;
- 2) расширение интервала притока (поглощения) при многопластовом строении объекта;
- 3) интенсификация притока нефти, например, с использованием гранулированного магния; изоляция притока воды; регулирование профиля приемистости и т.д.

### 3.1 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.

Таблица 3.1 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно исследовательского проекта: С1. Технология ГРП позволяет «оживить» простаивающие скважины С2. Технология ГРП может использоваться для дегазации угольных пластов, подземной газификации, и т.д	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Большие первоначальные вложения Сл.2. Учет особенностей конкретного объекта обработки
Возможности: В1.Появление дополнительного спроса на новый продукт В2.Ожидание подобной методики	1.Увеличение эффективного радиуса скважины. 2.Продолжение научных исследований с целью усовершенствования	1. Выбор модели распространения трещины на основе анализа механических свойств породы, распределения напряжений в пласте и предварительных экспериментов 2. Поиск заинтересованных лиц
Угрозы: У1.Введение дополнительных государственных требований	1.Постоянное отслеживание изменений в российском законодательстве 2.Увеличение конечной	1.Повышение квалификации кадров. 2. Копирование методов конкурентными

к осуществлению работ У2.Развивающаяся конкуренция методов повышения продуктивности скважин	нефтеотдачи	компаниями
---	-------------	------------

SWOT-анализ позволил оценить сильные и слабые стороны проекта, возможные угрозы при использовании полной модели вместо упрощённой, а наиболее серьёзной проблемой является её повышенная стоимость.

### 3.1 Материальные затраты

В элементе «Материальные затраты» отражается стоимость покупных материалов и инструментов, используемых в процессе исследований.

Для производства гидравлического разрыва пласта используется следующая техника:

- КРАЗ-257;
- Кенворт песковоз;
- Кенворт хим.фургон;
- Кенворт насосная установка;
- Форд-350 лаборатория;
- К-700 вакуумная установка;
- инструменты (гаечные ключи, молотки, зубило и др.);
- прочие материалы (природная бентонитовая глина, рабочая жидкость, прочие).

Таблица 3.2 – Расчет амортизационных отчислений по спец.технике

Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб	Нормы наработки до капит. ремонта (средний),	Норма амортизационных отчислений (НА) за 1 год		Норма амортизационных отчислений за 1 час (НА / 1980),
			%	Руб/год	
КРАЗ-257	600 000	110	20	120 000	60
Кенворт песковоз	1 850 000	350	20	370 000	186
Кенворт хим.фургон	1 350 000	350	20	220 000	111
Кенворт насосная установка	1 500 000	350	20	270 000	137
Форд-350 лаборатория	1 500 000	250	20	300 000	151
Наименование оборудования	Стоимость оборудования, руб	Срок эксплуатации (средний), лет	%	Руб/год	Норма амортизационных отчислений за 1 час (НА / 1980), руб.
К-700 вакуумная установка	400 000	7	20	80 000	40
ИТОГО за 1 час:	-	-	-	-	685

Затраты на вспомогательные материалы включают в себя затраты на малоценное, быстроизнашивающиеся материалы и затраты на спецодежду. Результаты расчета затрат по спецодежде показали, что затраты на материалы на 1 исследование составляют 5962 руб.

Всего затрат  $Z_m$ , руб., на материалы составило:

$$Z_m = Z_{m1 \text{ исс}} + Z_{co 1 \text{ исс}} = 32\,500 + 859 = 33\,359 \text{ руб.} \quad (3.1)$$

где  $Z_{m1 \text{ исс}}$  – Расход на одно исследование, руб.;

$Z_{co 1 \text{ исс}}$  – Затраты на спецодежду на 1 исследование, руб.

Таблица 3.3 – Расчет расхода материалов бригады на 1 исследование

Наименование материалов	Стоимость средняя руб	Расход (Р) на 1 год		Расход на 1 час (Р/1980) руб,	Расход на 1 исследование руб.
		м	Руб.		
Природная бентонитовая глина	15000 руб. за 1000 кг	--	15000	7,58	7500
Рабочая жидкости	1000 руб. за 1 л.	-	1000	131,93	2000
Прочее	-	-	100000	50,50	5000
Итого на 1 исследование:			116000	190,01	32500

### 3.2 Амортизация основных фондов

В элементе «Амортизация основных фондов» отражается сумма амортизационных отчислений на полное восстановление основных производственных фондов, исчисленная исходя из балансовой стоимости и утвержденных в установленном порядке норм.

Для производства гидравлического разрыва пласта используется следующая техника:

- КРАЗ-257;
- Кенворт песковоз;
- Кенворт хим.фургон;
- Кенворт насосная установка;
- Форд-350 лаборатория;
- К-700 вакуумная установка.

Норма амортизационных отчислений (в руб.) за 1 час использования, как видно из таблицы 1.2, составляет 685 руб./ч.

Так как спец.техника используется в течение двух дней по 12 часов, получается: 16 440 руб., т.е. амортизационные отчисления  $N_{al\text{ исс}}$  руб., на 1 исследование составляют:

$$N_{a(1\text{ исс})} = N_a(1\text{ час}) \times 2 \times 12 = 685 \times 2 \times 12 = 16\,440\text{ руб.} \quad (3.2)$$

Где на(1 час) Норма амортизационных отчислений за 1 час использования, руб.

В состав затрат на оплату труда включаются:

- Выплаты заработной платы, исчисленные исходя из тарифных ставок и должностных окладов бригады;
- выплаты, обусловленные районным регулированием оплаты труда районный коэффициент равен 70 % и северные надбавки равны 50 %.

Затраты по заработной плате (ЗП) рассчитываются по формуле:

$$ЗП = ЧТС \times ОВ \times K_i, \text{руб} \quad (6.3)$$

Где ЧТС часовая тарифная ставка; ОВ отработанное время;

$K_i$  коэффициент трудового участия.

Состав бригады по ГРП состоит из мастера по ГРП, инженера-технолога, супервайзера и водителя-моториста. Общая численность бригады составляет 7 человек.

В таблице 6.4 представлен расчет затрат по заработной плате. Исходя из месячных должностных окладов, подсчитан месячный ФЗП на каждого сотрудника бригады, подсчитан месячный ФОТ умножением на количество работников и затем сделан пересчет (делением на месячную норму часов – 165) для определения полной часовой ставки (руб.)

Таблица 3.4 – Расчет затрат по заработной плате

Должность	Количество	оклад	Районный коэффициент 70%	Северная надбавка 50%	Месячный ФЗП, руб.	Месячных ФОТ, руб.	Отработано, час.	Полная часовая ставка, руб.
Мастер	1	40000	28000	20000	88000	88000	165	533

Инженер-технолог	1	34000	23800	17000	74800	74800	165	453
Супервайзер	1	30000	21000	15000	66000	66000	165	400
Водитель моторист	4	27000	18900	13500	59400	59400	165	360
Итого:	7	-	-	-	288200	288200	-	1746

Дополнительная заработная плата составляет 10% от основной зарплаты.

Расчет фонда оплаты труда ФОР, руб., полной часовой ставки проведен укрупненным методом с использованием следующих данных:

$$\text{ФОР}(1 \text{ час}) = \text{Чпол} + (\text{Чпол} \times \text{Qд}), \text{руб.} \quad (3.4)$$

$$\text{ФОР}(1 \text{ час}) = 1746 + (1746 \times 0,1) = 1\,920,60 \text{ руб.}$$

где Чпол полная часовая ставка, руб.;

Qд коэффициент дополнительной оплаты труда. Отсюда, часовой фонд

$$\text{ФОР}(1 \text{ исслед.}) = 1920,6 * 24 = 46094,4, \text{руб}$$

оплаты составляет 1,92 тыс. руб.

Следовательно, ФОР на одно исследование определяем исходя из того, что для производства гидравлического разрыва пласта каждый пласт исследуется в среднем 2 дня или 24 час. (2 дня × 12 час.).

### 3.4 Отчисления на социальные нужды

В отчислениях на социальные нужды отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством нормам и составляют 30%.

Отчисления на социальные нужды (ОСН) рассчитаем по формуле:

$$O_{CH} = O_{стр} + O_{в, руб} \quad (3.5)$$

где  $O_{стр}$  страховые взносы во внебюджетные фонды, руб.;

$O_{в}$  взносы на обязательное страхование от несчастных случаев на производстве, руб.

Страховые взносы во внебюджетные фонды составляют 30 % от затрат на оплату труда при условии, что годовая зарплата одного работника не превышает предельный размер облагаемой базы для одного физического лица в размере 568 тыс. руб., в нашем случае годовая заработная плата превышает 568 тыс. руб. и страховые взносы  $O_{с}$  за 1 месяц, руб., составят:

$$O_{с(за\ 1\ месяц)} = 46094,4 \times \left(\frac{165}{1980}\right) \times 7 \times 0,30 = 80665,2 \text{ руб.} \quad (3.6)$$

Здесь:  $[46\ 094,4 \times (165/1980)]$  – доля отчислений на 1 работника (165 – отработанные часы за месяц, 1980 – отработанные часы за год), 7 – число работников.

Количество исследований в месяц равно 4, на 1 исследование отчисления на социальные нужды  $O_{сн}$ (на 1 исследование), руб., составят:

$$O_{сн\ (на\ 1\ исследование)} = \frac{O_{с\ (за\ 1\ месяц)}}{4} = \frac{80665,2}{4} = 20166,3 \text{ руб.} \quad (3.7)$$

Взносы на обязательное страхование составляют 0,2 % от затрат на оплату труда:

$$O_{в} = ФОТ1 \text{ исс} \times 0,2 / 100, \text{руб} \quad (3.8)$$

Где ФОТ(1 иссл.) фонд оплаты труда на 1 исследование.

$$O_{в} = 46094,4 * 0,002 = 92,2 \text{ руб.},$$

$$O_{сн} = 20166,3 + 92,2 = 20258,5 \text{ руб.}$$

Прочие затраты

К прочим денежным расходам в смете на производство гидравлического

разрыва пласта исследование пласта относятся следующие виды затрат: заработная плата геологической службы, командировочные расходы, расходы по охране труда и техники безопасности, услуги вспомогательного производства и т.д.

При гидроразрыве пласта используют целый комплекс наземного оборудования: насосные агрегаты типа 2АН-500 или 4АН-700, пескосмесительный агрегат 4ПА. Для перевозки жидкости разрыва применяют автоцистерны 4ЦР или ЦР-20.

Агрегат 4АН-700 конструкции Азинмаша является основным в комплекте наземного оборудования. Он отличается повышенной мощностью и производительностью, удобен в эксплуатации. Рабочее давление агрегата позволяет проводить гидроразрыв пластов и осуществлять гидропескоструйные процессы и в глубоких скважинах. Все узлы его смонтированы на грузовом трехосном автомобиле КраЗ-257 грузоподъемной силой 100—120 кН и представляют из себя следующее: силовую установку; коробку передач; трехплунжерный насос; манифольд, систему управления.

Автомобиль КраЗ-257 выделяется по цене 4 800 руб./ч, а на 1 исследование приходится 24 час. (2 дн. × 12 час.) получим:

$$Z_{\text{ц}} = 4\,800 \times 24 = 115\,200 \text{ руб.}$$

По нормам технологического проектирования прочие расходы составляют в среднем 15 % от суммы прямых затрат.

Прямые затраты  $Z_{\text{прямые}}$ , руб., на 1 исследование составляют:

$$Z_{\text{прямые}} = Z_{\text{од}} + Z_{\text{ам.об}} + Z_{\text{спец.тр.}} + Z_{\text{соц.н.}} + Z_{\text{м.всп.}}, \text{руб}$$

$$\begin{aligned} Z_{\text{прямые}} &= 46094,40 + 16440 + 115 + 200 + 20258,2 + 33359 = \\ &= 116466,6 \text{ руб.}, \end{aligned}$$



где  $Z_{од}$  - Заработная плата основная и дополнительная, руб.;  $Z_{ам об}$  - Амортизация оборудования, руб.;

$Z_{спец тр}$  - Затраты на спецтранспорт, руб.;

$Z_{соц н}$  - Отчисления на социальные нужды, руб.;

$Z_{м вст}$  - Затраты на вспомогательные материалы, руб.  $Z_{проч} = 0,15 \times Z_{прямые} = 0,15 \times 116\,466,6 = 17\,466,6$  руб.

В заключение составляем смету затрат и сводим в таблицу 3.5.

Таблица 3.5 – Смета затрат на 1 исследование пласта

Статьи затрат	Сумма затрат, руб.	Структура затрат, %
Заработная плата основная и дополнительная	46 094,40	18,53
Отчисления на социальные нужды	20 258,2	8,14
Затраты на спецтранспорт	115 200	46,3
Амортизация оборудования	16 440	6,6
Затраты на вспомогательные материалы	33 359	13,41
Прочие денежные расходы	17474,04	7,02
Итого затрат	248 825,64	100,00

Затраты на проведение 1 исследования пласта составили 248 825,64 рублей.

Из общей сметы затрат для производства гидравлического разрыва пласта затраты на спецтранспорт составляют 46,3 %. Затраты на оплату труда и социальные нужды составляют 26,67 %.

Исходя из результатов проведенных расчетов расходов на осуществление работ по исследованию пласта и общего количества проведенных исследований, определяем величину затрат  $Z_{сумм}$ , руб., по всем объектам предприятия:

$$Z_{сумм} = Z_{об} \times Z_{ф}, \text{руб} \quad (3.10)$$

$$Z_{\text{сумм}} = 248825,64 * 8 = 1990605,12 \text{ руб.}$$

где  $Z_{\text{об}}$  – расходы на общее количество проведенных исследований, руб.;  
 $Z_{\text{ф}}$  – Фактические затраты, руб.

Следовательно, суммарные затраты ГРП одной скважины составляют 1990605,12 руб.

Подсчет дохода от реализации проведения данного мероприятия. Рассчитаем прирост выручки от реализации дополнительно добытого газа в году  $t$  по формуле:

$$\Delta B_t = \Delta Q_t * C = 3769000 * 4,85 = 18279650 \text{ руб.} \quad (3.11)$$

где  $\Delta Q_t$  – дополнительная добыча газа за год после проведения ГРП  $C$  – цена одного кубометра газа, руб/м<sup>3</sup>

Прирост прибыли от проводимого мероприятия в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta П_t = \Delta B_t - Z_{\text{сумм}} = 18279650 - 1990605,12 = 16289044,88 \text{ р.}$$

Налог на дополнительную прибыль в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta H_{\text{пт}} = \frac{\Delta П_t * H}{100\%} = \frac{16289044,88 * 20}{100} = 3257809 \text{ руб}$$

где  $H$  – налог на прибыль (по данным на 2017 год составляет 20%)

Прирост потока денежной наличности в году  $t$  определяется по формуле:

$$\Delta ПДН_t = \Delta П_t - \Delta H_{\text{пт}}, \text{ руб} \quad (3.14)$$

$$\Delta ПДН_t = 16289044,88 - 3257809 = 13031235,88 \text{ руб.}$$

Индекс доходности от проведения мероприятия определяется по формуле:

$$\text{ИД} = \frac{\Delta\text{ПДН}_t}{Z_{\text{сумм}}}, \text{руб/руб} \quad (3.15)$$

$$\text{ИД} = \frac{13031235,88}{1990605,12} = 6,5 \text{ руб/руб}$$

На основании полученных данных можем сделать вывод о том, что проведение гидроразрыва на предложенных скважинах позволит не только повысить эффективность разработки трудноизвлекаемых запасов нефти и газа пласта, но и принести немалый дополнительный доход предприятию.

## **4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Единая система управления промышленной безопасностью и охраной труда является составной частью комплексной системы управления производством и устанавливает единые требования к безопасной организации работ в области промышленной безопасности и охраны труда.

Объектом исследования данной работы являются методы интенсификации притока и повышения нефтеотдачи пластов на месторождении Западной Сибири.

Руководители обязаны осуществлять организационно-технические и санитарно-гигиенические мероприятия по созданию и обеспечению промышленной безопасности, охраны труда, безопасных и здоровых условий труда на производственных объектах филиалов, обязаны контролировать соблюдение работниками установленных правил и норм безопасности, инструкций по охране (безопасности) труда.

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

Функциональное состояние и работоспособность человека определяются различными факторами производственной среды. Данные факторы должны быть учтены еще при планировке рабочих мест. Правильная планировка должна предусматривать такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Социальная защита пострадавших на производстве

Общие принципы возмещения причиненного вреда:

Если вред причинен источником повышенной опасности, работодатель обязан возместить его в полном объеме, если не докажет, что вред возник

вследствие непреодолимой силы либо умысла потерпевшего, т.е. работодатель в этих случаях отвечает и при отсутствии своей вины, например, если вред причинен случайно. Если вред причинен не источником повышенной опасности, работодатель несет ответственность лишь при наличии своей вины и освобождается от ответственности, если докажет, что вред причинен не по его вине.

Полагающиеся пострадавшему денежные суммы в возмещение вреда, компенсации дополнительных расходов и единовременное пособие могут быть увеличены по согласованию сторон или на основании коллективного договора. Заявление о возмещении вреда подается работодателю (администрации предприятия).

Работодатель рассматривает заявление о возмещении вреда и принимает соответствующее решение в десятидневный срок. Решение оформляется приказом (распоряжением, постановлением) администрации предприятия. При несогласии заинтересованного гражданина с решением работодателя или при неполучении ответа в установленный срок спор рассматривается судом.

Социальное страхование:

Страховщик – Фонд социального страхования РФ. Страхователь – Юридические лица любой организационно-правовой формы (в том числе иностранные организации, осуществляющие свою деятельность на территории РФ и нанимающие граждан РФ) либо физические лица, нанимающие лиц, подлежащих обязательному социальному страхованию.

Федеральным законом от 24 июля 1998 года № 125-ФЗ "Об обязательном социальном страховании от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний" произведена замена должника в обязательствах по возмещению вреда, причиненного работнику при исполнении им трудовых обязанностей.

Сам пострадавший или лица, имеющие право на получение возмещения, должны предъявлять соответствующие требования не к работодателю, а к органам Фонда социального страхования РФ.

Если гражданин выполняет работу по гражданско-правовому договору, условия которого не предусматривают обязанность уплаты работодателем страховых взносов, то возмещение работнику утраченного заработка, в части оплаты труда, осуществляется причинителем вреда [13].

Возмещение застрахованным лицам морального вреда, причиненного, в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием, осуществляется причинителем вреда.

Виды обеспечения по страхованию:

- Пособие по временной нетрудоспособности;
- Единовременные страховые выплаты;
- Лечение застрахованного, осуществляемое на территории РФ;
- Уход за застрахованным, в том числе осуществляемый членами его семьи;
- Проезд застрахованного и сопровождающего его лица для получения отдельных видов медицинской и социальной реабилитации;
- Медицинская реабилитация;
- Профессиональное обучение и получение дополнительного профессионального образования.

Пособие по временной нетрудоспособности

Пособие по временной нетрудоспособности в связи с несчастным случаем на производстве или профессиональным заболеванием подлежит выплате застрахованному работнику за весь период временной нетрудоспособности до его выздоровления или установления стойкой утраты трудоспособности, в размере 100 % среднего заработка, исчисленного в соответствии с действующим законодательством РФ о пособиях по временной нетрудоспособности.

## Единовременные и ежемесячные выплаты

Размер единовременной страховой выплаты определяется в соответствии со степенью утраты застрахованным профессиональной трудоспособности исходя из максимальной суммы, установленной федеральным законом о бюджете Фонда социального страхования Российской Федерации на очередной финансовый год.

Если при расследовании страхового случая комиссией по расследованию страхового случая установлено, что содействовала возникновению или увеличению вреда, причиненного его здоровью, размер ежемесячных страховых выплат уменьшается соответственно степени вины застрахованного, но не более чем на 25 процентов. Степень вины застрахованного устанавливается комиссией по расследованию страхового случая в процентах и указывается в акте о несчастном случае на производстве или в акте о профессиональном заболевании [14].

При определении степени вины застрахованного рассматривается заключение профсоюзного комитета.

## **4.2 Производственная безопасность.**

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

К вредным производственным факторам при проведении мероприятий по интенсификации притока газа и увеличению газоотдачи относятся:

Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Микроклимат определяет действующие на организм человека сочетания температуры, влажности, скорости движения воздуха и других условий рабочей зоны.

В условиях крайнего севера среди факторов производственной среды, действующих на организм человека при выполнении различных видов работ в

холодное время года, ведущая роль принадлежит метеорологическим условиям, вызывающим охлаждение. Охлаждающего воздействия метеорологических условий на человека зависит от показателей атмосферной температуры и скорости ветра. Температура воздуха ниже  $-45\text{ }^{\circ}\text{C}$  даже при незначительной скорости ветра  $2\text{ м/с}$  служит основанием для прекращения работ. При скорости более  $15\text{ м/с}$  все виды работ на открытом воздухе прекращаются при любых, даже небольших отрицательных атмосферных температурах в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей, возможности быстрого отморожения кожных покровов, незащищенных одеждой участков тела [14].

Нормы параметров климата при работе на открытом воздухе зависят от климатических регионов, тяжести и времени выполняемых работ.

На промысле применяются следующие средства индивидуальной защиты:

- спецодежда (рукавицы, обувь, головные уборы), которая имеет высокие теплозащитные свойства, воздухо непроницаемости, малую влагоемкость и нефтенепроницаемость;

Коллективная защита на нефтепромысле:

- сокращение времени пребывания персонала в зоне воздействия вредных факторов;

- доставка к месту работы и с работы должна осуществляться в утепленном транспорте;

- для периодического обогрева и отдыха работников предусматриваются специально оборудованные помещения.

Расстояние от рабочего места до помещения для обогрева должно быть не более  $150\text{ м}$  для открытых территорий и  $75\text{ м}$  - для необогреваемых помещений.

Загазованность рабочей зоны



При выполнении работ по интенсификации притока, зачастую используют различные виды растворов реагентов необходимых для качественного проведения мероприятия. При гидроразрыве пласта в случае применения жидкости разрыва на нефтяной основе (нефть, дизельное топливо и т.п.) существует опасность токсичного воздействия на рабочий и обслуживающий персонал при опорожнении этих линий при разборке оборудования, учитывая то, что при осуществлении данного мероприятия используется до 14 наименований автотранспортной техники можно сказать, что выхлопные газы от отработавшего топлива так же могут выступать в качестве токсичного вещества [14].

Химически токсичные вещества, находящиеся в газовом состоянии, способны проникать в организм человека через органы дыхания. Вещества данного типа относятся к 3-му классу токсичности [15] и могут вызывать расстройства нервной системы, мышечные судороги, влияют на кроветворные органы, взаимодействуют с гемоглобином.

Другими словами можно сказать, что при большой дозе воздействия на организм рабочего они могут вызывать резкое ухудшения самочувствия, потерю сознания, что в свою очередь может привести к травме, а в более тяжелых случаях, в случае если человек потерял сознание в зоне повышенной токсичности, к летальному исходу. Также куст скважин характеризуется наличием таких токсичных веществ как природный газ, метанол.

Характеристика основных вредных веществ на кустах газовых скважин:

- Метан - токсичен, при недостатке кислорода в воздухе вызывает удушье. Первые признаки отравления - недомогание и головокружение. Присутствие метана в воздухе может привести к пожару и взрыву. Предельно допустимая концентрация содержания метана в воздухе рабочей зоны -7000 мг/м<sup>3</sup> . Класс опасности 4 [15].

- Метанол (метиловый спирт) - бесцветная прозрачная жидкость по запаху и вкусу напоминает винный (этиловый) спирт - сильный яд, действующий преимущественно на нервную и сосудистую систему. В организм человека может попасть через дыхательные пути и даже через неповрежденную кожу.

Особенно опасен прием метанола внутрь: 5-10 г. метанола может вызвать тяжелое отравление, 30 г. является смертельной дозой. Симптомы отравления: головная боль, головокружение, тошнота, рвота, боль в желудке, общая слабость, при попадании на слизистую оболочку вызывает раздражение слизистых оболочек. Метанол при испарении взрывоопасен. Величина ПДК - 5 мг/м<sup>3</sup> . Класс опасности 3 [15].

#### Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта и перепуска газа и воздуха (газопроводы и воздухопроводы) и многие другие [16].

Воздействие на работающих повышенных уровней шума и вибрации осуществляется при реализации целого ряда технологических процессов. С этой точки зрения наиболее неблагоприятные условия труда создаются на некоторых рабочих местах при строительстве, текущем капитальном ремонте нефтяных и газовых скважин, гидравлическом разрыве пласта и т.д. [17].

Так в машинных залах компрессорных и насосных станций уровни шума в зависимости от типа применяемых насосов и нагнетателей могут достигать 90 – 110 дБ, при этом превышая на 5–25 дБ допустимые нормы.

При гидравлическом разрыве пласта уровень шума составляет 110–115 дБ. [18].

## Расчет звукоизолирующего кожуха

Определить снижение шума при применении звукоизолирующего кожуха для компрессора. Эффективность звукоизоляции кожуха определяется графическим методом. Для этого необходимо построить графическую зависимость звукоизолирующей способности кожуха  $R$  от частоты  $f$ . Для изготовления кожуха используем сталь толщиной  $h = 3$  мм. Эффективность звукоизоляции стали приведена в таблице 4.1.

Таблица 4.1 - Координаты точек и эффективность звукоизоляции стали

Материалы	Плотность кг/м <sup>3</sup>	$f_b$ , Гц	$f_c$ , Гц	$R_b$ , дБ	$R_c$ , дБ
1. Сталь	7800	6000/h	12000/h	40	32

Расчет звукоизоляции стенок кожуха производим в следующей последовательности:

1. Определяем координаты точек В и С по формуле :

$$f_b = 6000/h; f_c = 12000/h, \quad (10)$$

$$f_b = 6000/2 = 3000 \text{ Гц};$$

$$f_c = 12000/2 = 6000 \text{ Гц}.$$

2. На графике отмечаем полученные частоты и соответствующие им величины звукоизоляции согласно таблице 4.2.

$$f_b = 3000 \text{ Гц } R = 40 \text{ дБ};$$

$$f_c = 6000 \text{ Гц } R = 32 \text{ дБ}.$$

Соединяем полученные точки прямой.

3. Определяем звукоизоляцию стенок кожуха в октавных полосах частот со среднегеометрическими частотами, Гц:

- а) проводим перпендикуляр от частоты 4000 Гц до пересечения с отрезком ВС и определяем звукоизоляцию стенок кожуха на частоте 4000 Гц:

$$R_{4000} = 36 \text{ дБ};$$

- б) определяем звукоизолирующую способность кожуха на частоте 2000 Гц ( $R_{2000}$ ).

Поскольку частота точки В  $f_B$  не совпадает со стандартной октавной полосой, определяется доля октавы, наиболее близкой к расчетной:

Для  $f_B = 3000$  Гц для расчета принимаем  $f_{сг} = 2000$  с разницей  $3000 - 2000 = 1000$  Гц (1/2 октавы). Т.к. наклон отрезка АВ составляет 4,5 дБ/окт, (материал стенок кожуха - сталь), получаем:

$$40 - 4,5/2 = 37,5 \text{ дБ.}$$

в) определяем звукоизолирующую способность кожуха на частоте 8000 Гц (R8000).

По аналогии с предыдущим расчетом  $8000 - 6000 = 2000$  Гц (1/2 октавы).

Т.к. наклон отрезка CD составляет 7,5 дБ/окт., получим:

$$32 + 7,5/2 = 35,5 \text{ дБ.}$$

г) построение графика по остальным октавным полосам частот:

$$R_{1000} = R_{2000} - 4,5; R_{1000} = 37,5 - 4,5 = 33 \text{ дБ;}$$

$$R_{500} = R_{1000} - 4,5; R_{500} = 33 - 4,5 = 28,5 \text{ дБ;}$$

$$R_{250} = R_{500} - 4,5; R_{250} = 28,5 - 4,5 = 24 \text{ дБ;}$$

$$R_{125} = R_{250} - 4,5; R_{125} = 24 - 4,5 = 19,5 \text{ дБ;}$$

$$R_{63} = R_{125} - 4,5; R_{63} = 19,5 - 4,5 = 15 \text{ дБ;}$$

4. Определяем требуемую эффективность звукоизоляции кожухом по формуле:

$$\Delta L_{\text{кож.тр.}} = L - L_{\text{доп}} + 5, \quad (11)$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 63} = 101 - 95 + 5 = 11 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 125} = 102 - 87 + 5 = 20 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 250} = 102 - 82 + 5 = 25 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 500} = 101 - 78 + 5 = 28 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 1000} = 100 - 76 + 5 = 29 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 2000} = 96 - 73 + 5 = 28 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 4000} = 91 - 71 + 5 = 25 \text{ дБ,}$$

$$\Delta L_{\text{кож.тр.} \cdot 8000} = 91 - 69 + 5 = 27 \text{ дБ.}$$

5. Выбираем облицовку внутренней поверхности кожуха. Т.к. превышение шума максимальное в низких частотах, толщину материала выбираем 300 мм (Приложение 1 Таблица 1 - маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83\*).

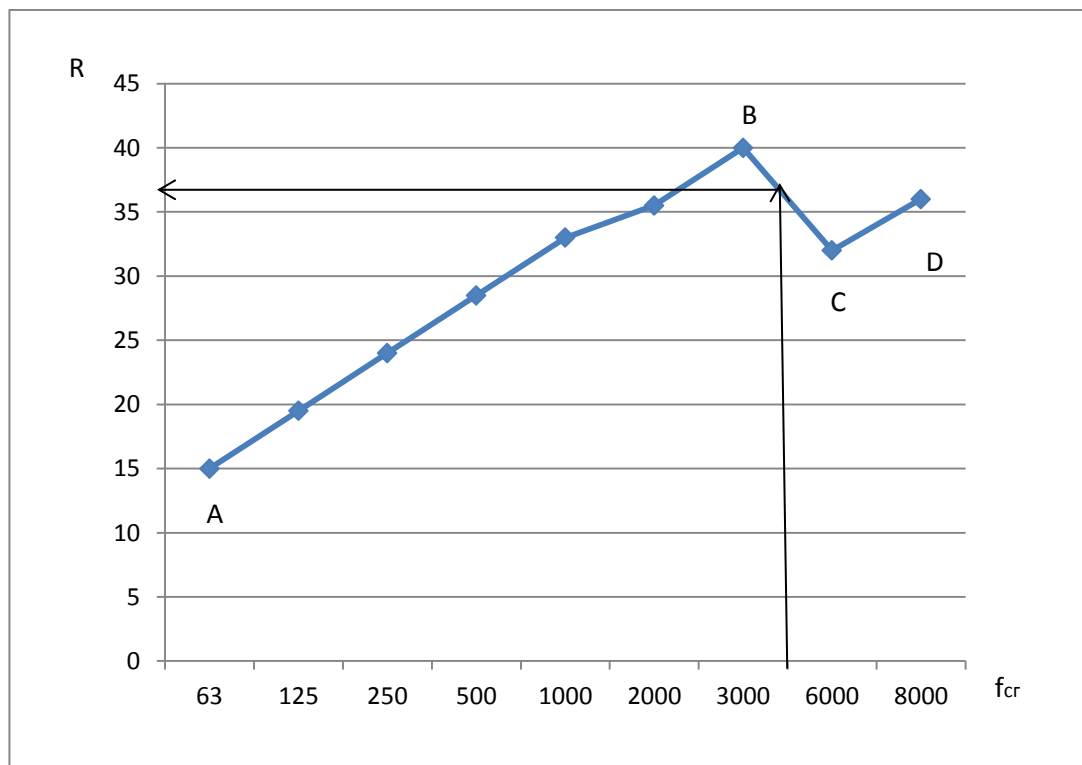


Рисунок 4.1 - Определение звукоизолирующей способности кожуха

6. Фактическое снижение шума звукоизолирующим кожухом производится по формуле:

$$\Delta L_{\text{кож}} = R + 10 \lg \alpha, \text{ дБ}, \quad (12)$$

где  $\alpha$  - коэффициент звукоизоляции облицовки стенок кожуха (Приложение 1. Табл. 1).

$$\begin{aligned} \Delta L_{\text{кож.63}} &= 15 + 10 \lg 0,28 = 9,5 \text{ дБ}, \\ \Delta L_{\text{кож.125}} &= 19,5 + 10 \lg 1,1 = 19,5 \text{ дБ}, \\ \Delta L_{\text{кож.250}} &= 24 + 10 \lg 1,0 = 24 \text{ дБ}, \\ \Delta L_{\text{кож.500}} &= 28,5 + 10 \lg 1,0 = 28,5 \text{ дБ}, \\ \Delta L_{\text{кож.1000}} &= 33 + 10 \lg 0,9 = 32,5 \text{ дБ}, \\ \Delta L_{\text{кож.2000}} &= 37,5 + 10 \lg 0,81 = 36,6 \text{ дБ}, \\ \Delta L_{\text{кож.4000}} &= 36 + 10 \lg 0,97 = 35,9 \text{ дБ}, \end{aligned}$$

$$\Delta L_{\text{кож.8000}} = 37,5 + 10 \lg 0,96 = 9,5 \text{ дБ,}$$

7. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.2.

Таблица 4.2 - Результаты расчета звукоизолирующего кожуха

Параметр	Уровень звукового давления L, дБ, в октавных полосах частот со средне-геометрическими частотами, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{\text{ист}}$	101	102	102	101	100	96	91	91
$L_N$	95	87	82	78	76	73	71	69
R	15	19,5	24	28,5	33	37,5	36	37,5
$\alpha$	0,28	1,1	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
$\Delta L_{\text{кож}}$	9,5	19,5	24	28,5	32,5	36,6	35,9	37,4
$\Delta L_{\text{кож.гр.}}$	11	20	25	28	29	28	25	27

Вывод: Рассчитанный кожух не удовлетворяет требованиям по защите от шума в октавных полосах частот 63, 125 и 250 Гц, необходимо произвести перерасчет, увеличив толщину стенок кожуха.

Примем  $h=3$  мм.

1. Определяем координаты точек В и С.

$$f_b = 6000/3 = 2000 \text{ Гц;}$$

$$f_c = 12000/3 = 4000 \text{ Гц.}$$

2. На графике отмечаем соответствующие частоты и величины УЗД.
3. По методике, изложенной ранее, графически определяем звукоизоляцию стенок кожуха. (Примечание: координаты точек В и С совпали со стандартными октавными полосами частот).
4. Результаты расчетов сводим в таблицу 4.3.

Таблица 4.3 - Результаты расчета звукоизолирующего кожуха

Параметр	Уровень звукового давления L, дБ, в октавных полосах частот со средне-геометрическими частотами, Гц							
	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
$L_{ист}$	101	102	102	101	100	96	91	91
$L_N$	95	87	82	78	75	73	71	69
R	17,5	22	26,5	31	35,5	40	32	39,5
$\alpha$	0,28	1,1	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
$\Delta L_{кож}$	12	22	26,5	31	35	39,1	31,9	39,4
$\Delta L_{кож.тр.}$	11	20	25	28	29	28	25	27

Вывод. Рассчитанный кожух, выполненный из листовой стали толщиной 3 мм, внутренняя поверхность которого облицована матами из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83\*) толщиной 200 мм без воздушной прослойки, обеспечивает защиту от шума компрессора во всех октавных полосах частот.

#### Недостаточная освещенность рабочей зоны

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [19].

Воздействие токсичных и раздражающих веществ на организм человека

В процессе проведения работ по интенсификации притока газа и повышения газоотдачи пластов, возможно поступление токсичных веществ (соляная кислота, плавиковая кислота, растворы щелочей) в организм человека, не только при вдыхании паров и аэрозолей, но и при попадании на кожу и слизистые оболочки глаз. Наблюдаемые симптомы при этом:

- при попадании на кожу - дерматит, проявляющийся в виде отечных, шелушащихся эритематозных пятен величиной с копеечную монету;
- при попадании в глаза - сильное покраснение, сужение глазной щели и обильное слезотечение с развитием острого конъюнктивита;

Содержащиеся в композиции ПАВ могут способствовать процессу всасывания растворов, т.к. все ПАВ хорошо проникают через кожу, вызывая в равной степени токсический и аллергенный эффект.

### **Анализ выявленных опасных факторов**

К опасным производственным факторам при проведении методов увеличения нефтеотдачи относятся:

Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования

При проведении работ используются буровые станки, трактора и автомобильный транспорт различного назначения, в связи, с чем необходимо проводить мероприятия по устранению возможных механических травм. К числу, которых относятся: проверка наличия защитных кожухов на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов; плановая и внеплановая проверка пусковых и тормозных устройств; проверка состояния оборудования и своевременное устранение дефектов.

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

### Электрический ток

На месторождениях используются осветительная и силовая сеть с напряжением 220 В, которая является источником освещения бытовых, складских, конторских и промысловых объектов разработки и эксплуатации скважин. Силовая сеть ~380 В – используется для привода электродвигателей во вспомогательных цехах (мастерских, растворных узлах и т. д.), а также на объектах нефтедобычи (кустах) для приводов УЭЦН и бригадного хозяйства по ремонту скважин [19].

Токопроводящими проводниками для осветительной сети являются токоизолирующие проводники типа полихлорвиниловой изоляции необходимого сечения – 4 1,5 м.

Электротравмы возникают при контакте с токоведущими частями (случайное прикосновение к одной или двум фазам), при пробое электроизоляции и появлении напряжения на нетоковедущих металлоконструкциях, при попадании в поле растекания тока в земле около упавших проводов или около заземлителей (поражение шаговым напряжением).

Для защиты от опасности поражения электрическим током при переходе напряжения на нетоковедущие металлоконструкции применяются заземлители, последние забиваются в грунт вертикально через 3 м. друг от друга и обычно имеют длину 3 м. и диаметр 5 см.

### Пожаровзрывобезопасность

Одной из особенностей пожара на промысле, является горение паровоздушных смесей углеводородов, и как следствие образование огневого шара, время которого колеблется от нескольких секунд до нескольких минут.

Опасным фактором огневого шара является тепловой импульс. Размеры шара, время его существования и величина теплового импульса зависят от количества сгораемого вещества.

На газовых месторождениях наиболее взрывоопасным веществом является метан. Метан взрывоопасен при концентрации в воздухе от 4,4 % до 17 %. Самая взрывоопасная концентрация 9,5 %, при концентрации более 16 % метан просто горит, без взрыва, до 5-6 % — горит в присутствии источника тепла. Класс опасности – четвёртый [19].

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения.

При проведении работ по интенсификации притока к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины.

При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

### **4.3 Экологическая безопасность**

При проведении таких методов интенсификации притока газа, как гидроразрыв пласта и солянокислотная обработка скважин, мы можем наблюдать вредное воздействие на литосферу, гидросферу и атмосферу. Чтобы максимально минимизировать отрицательное воздействие, необходимо соблюдать все установленные правила для такого рода работ.

Источники загрязнения атмосферы и мероприятия по охране атмосферного воздуха

Загрязняющие воздух вещества могут поступать в атмосферу в виде неорганизованных и организованных выбросов. Выбросы и выделения вредных веществ в атмосферу происходит в основном вследствие:

- испарения нефти из резервуаров,
- потеря нефтяного газа через неплотности технологического оборудования,
- сжигания нефтяного газа на факелах, жидкого и газообразного топлива в топках технологических печей и в котлоагрегатах,
- вентиляции производственных помещений,
- работы двигателей внутреннего сгорания,
- хранения сыпучих веществ.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха предусматривается ряд мероприятий по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

1. Полная герметизация системы сбора и транспорта нефти.
2. Стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов.
3. Защита оборудования от коррозии.
4. Оснащение предохранительных клапанов всей аппаратуры, в которой может возникнуть избыточное давление.
5. Сброс нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости или факел аварийного сжигания газа.
6. Испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа.
7. Утилизация попутного нефтяного газа.
8. Оснащение нефтяных резервуаров газоуравнительной системой и газосигнализаторами.

Источники загрязнения поверхностных вод и охрана водоемов от загрязнения

Основными загрязнителями природной среды при интенсификации притока является нефть, отработанные растворы, шлам и остаточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, ПАВ и минеральные соли.

Мероприятия, проводимые для охраны водоемов:

1. В соответствии с требованиями охраны поверхностных вод от загрязнения запрещается сбрасывать в водные объекты сточные воды.

2. Скважины на воду для технических нужд при бурении скважин должны быть ликвидированы после окончания бурения или переведена на баланс местных организаций.

3. Места размещения емкостей для хранения горючих смазочных материалов и шлама должны быть обвалованы и гидроизолированы.

4. На затопляемых территориях необходима обваловка по контуру отводимого участка буровой, также в целях предотвращения поверхностных вод в периодически затопляемых местностях механизмы, оборудование должны размещаться на платформах и площадках.

5. Приготовление и дозировку химических реагентов необходимо производить только в специально оборудованных местах.

6. На линиях вероятного стока нефти при авариях коллекторов должны быть созданы запасы сыпучих материалов (грунт, гравий) для создания нефтеловушек.

7. Производить сброс хозяйственно бытовых стоков в водоемы только после биологической очистки.

8. При освоении и капремонте скважин сброс нефтяной эмульсии осуществлять в нефтяной коллектор или закрытую емкость.

9. Организовать ежемесячный отбор проб поверхностных вод на химический анализ в районе максимального скопления нефтедобывающих объектов [20].

Источники загрязнения почвы и мероприятия по предупреждению загрязнения

Окружающая среда при гидроразрыве может быть загрязнена рабочими жидкостями, которые остаются по окончании процесса. Примыкающим к скважине землям ущерб может быть причинен и техническими средствами: агрегатами, пескосмесителями, автоцистернами и другой спецтехникой, применяемой при гидроразрывах, в случаях отсутствия подъездных путей к скважине, при их неудовлетворительном состоянии и нарушении маршрутов следования [20].

Для предупреждения загрязнения окружающей среды при ГРП проводятся следующие основные мероприятия:

1. Остатки жидкостей гидроразрыва из емкостей агрегатов и автоцистерн сливаются в промышленную канализацию, нефтеловушку или специальную емкость. Сливать их на землю запрещается;

2. Все углеводороды, оказавшиеся на территории вокруг скважины, по окончании работ собираются и утилизируются либо вывозятся, если утилизация невозможна;

3. Территория вокруг добывающей скважины в соответствии с действующими нормами ограждена земляным валом и благоустроена;

4. По окончании работы территорию скважины и одежду работавших проверяется и необходимо убедиться в отсутствии опасных концентраций радиоактивных веществ;

5. Остатки неиспользованных изотопов, а также жидкость после промывки емкостей и насосов, подвергавшихся воздействию изотопов, разбавляется водой до безопасной концентрации и хоронится в специально отведенном месте.

#### 4.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера:

- паводковые наводнения
- лесные и торфяные пожары
- ураганы
- метели и снежные заносы

б) Техногенного характера:

- прекращение подачи электроэнергии;
- пожар на объекте;
- нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии:

- Механические повреждения;
- Коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов;
- Некачественные сварные соединения;
- Заводские дефекты;
- Возникновение в конструкции оборудования, трубопроводов, арматуры напряжений и давлений превышающих расчетные;
- Износ и не герметичность уплотнительных соединений;
- Нарушение (прогар) изоляции нефтепогружного кабеля.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- Сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- Оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно

списку оповещения;

- Оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- Определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;
- Вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- Отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- Приступить к ремонтно-восстановительным работам;
- При возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА) [21].

ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности и должны содержать следующее:

1. перечень возможных аварий на объекте;
2. способы оповещения об аварии (сирена, световая сигнализация, громкоговорящая связь, телефон и др.), пути выхода людей из опасных мест и участков в зависимости от характера аварии;
3. действия лиц технического персонала, ответственных за эвакуацию людей и проведение предусмотренных мероприятий;
4. список и порядок оповещения должностных лиц при возникновении аварии;
5. способы ликвидации аварий в начальной стадии. Первоочередные действия технического персонала по ликвидации аварий (нарушения герметичности), предупреждению увеличения их размеров и осложнений.

План ликвидации аварий составляется и утверждается 1 раз в пять лет. Согласно графику с работниками предприятия каждый месяц проводятся занятия по ликвидации возможных аварий. Результаты занятий заносятся в журнал с подписью ответственного лица из числа инженерно-технических работников.

План эвакуации

План эвакуации с указанием маршрутов ввода, передвижения сил ЧС и эвакуации персонала представлен на рисунке 4.2.

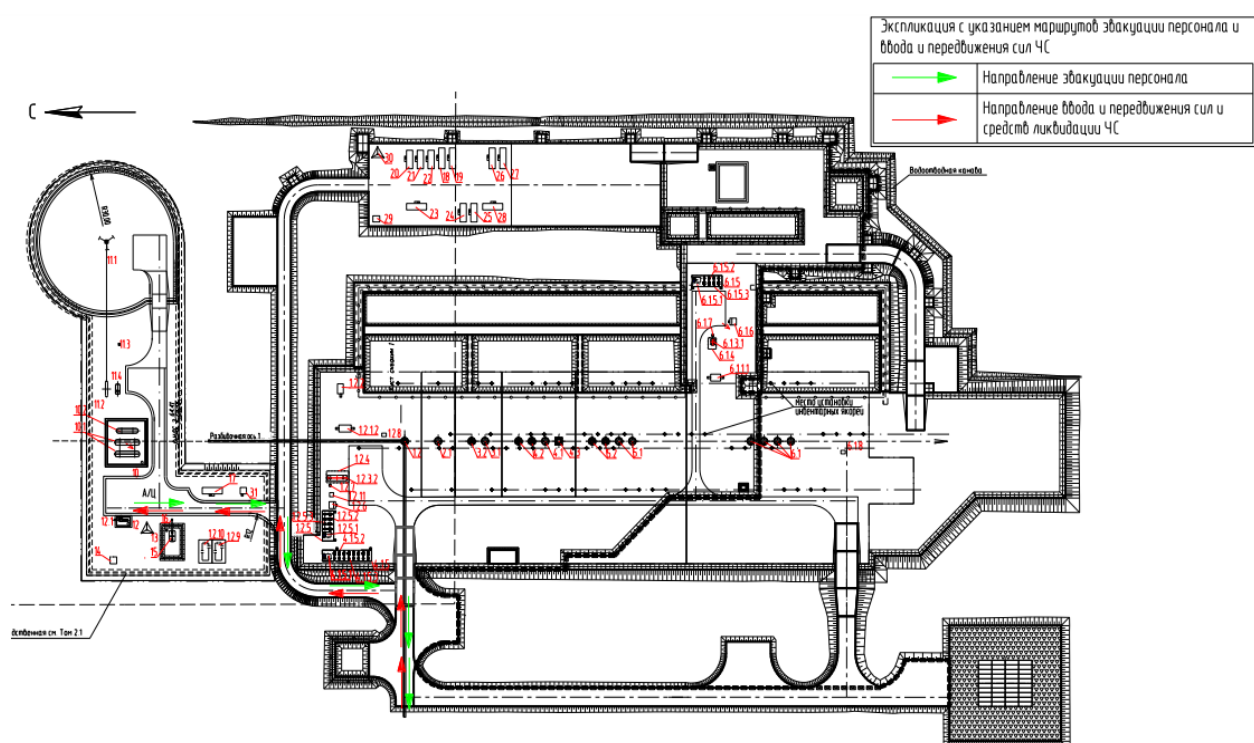


Рисунок 4.2 – Ситуационный план проектируемой кустовой площадки



## **ЗАКЛЮЧЕНИЕ**

В настоящее время практически все крупные нефтяные месторождения находятся на завершающей стадии разработки и характеризуются высокой долей трудноизвлекаемых запасов и высокой обводненностью добываемой продукции. В связи с этим возникает необходимость создания и внедрения различных технологий, позволяющих повысить степень извлечения нефти из всего объема пласта. В процессе испытания уточняются критерии эффективного применения той или иной технологии, выясняются преимущества и недостатки.

В данной работе был проведен анализ различных методов воздействия на пласт и призабойную зону, различающиеся механизмами воздействия и используемыми рабочими агентами на примере Восточно-Сургутского месторождения.

В результате проведенного анализа можно сказать, что эффективность воздействия зависит как от технологических параметров, так и от геологии продуктивного пласта.

Проведена экономическая оценка вариантов разработки одного из месторождений Западной Сибири с целью выбора наиболее эффективной системы добычи нефти.

Подводя итог проведённого анализа можно сказать что эффективное повышение нефтеотдачи разрабатываемых залежей и увеличения темпов отбора нефти в значительной степени достигаются за счет внедрения комплексных методов интенсификации добычи нефти.

## Список используемых источников

1. Хисамов Р.С. Эффективность выработки трудноизвлекаемых запасов нефти: Учебное пособие. Казань: Изд-во «Фэн» академии наук РТ, 2013, 310 с.
2. Газизов, А.А. Интенсификация добычи нефти в осложненных условиях / А.Ш. Газизов, М.М. Кабиров, Р.Г. Ханнанов. – Казань, 2008. – 5с.
3. Ибрагимов, Л.Х. Интенсификация добычи нефти / Л.Х. Ибрагимов, И.Т. Мищенко. – М.: Нефть и газ, 1996. – 478с
4. Ильина Г.Ф., Алтунина Л.К. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2006. – 166 с.
5. Манырин В.Н., Швецов И.А. Физико-химические методы увеличения нефтеотдачи. – Самара: Дом печати, 2002. – 392 с.
6. Сургучёв, М. Л. Вторичные и третичные методы увеличения нефтеотдачи пластов / М. Л. Сургучёв. – М.: Недра, 1985. – 308 с.
7. Кочетков Л.М. Опыт проведения гидроразрывов пластов в ОАО “Сургутнефтегаз” // Энергетика Тюменского региона. – Тюмень, 1999, № 1. – С. 31–33.
8. Сургучев, М.Л. Гидродинамическое акустическое, тепловое циклическое воздействие на нефтяные пласты. / М.Л. Сургучев, О.Л. Кузнецов, Э.М. Симкин. – М.: Недра, 1975. – 184с.
9. Матвеев, С.Н. Справочная книга по добыче нефти/ С.Н. Матвеев, Р.Т. Габрафиков и др. — НГДУ «КН» -Сургут: Рекламно-издательский информационный центр « Нефть Приобья», 2002. — 364 с.
10. Муравьев, И.М. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений /И.М. Муравьев, Р.С. Андриасов, Ш.К.Гиматудинов и др.- М.: Недра, 1970.
11. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны

12. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны: гигиенические нормативы ГН 2.2.5.1313-03: утверждены Главным государственным санитарным врачом Р Ф 27 апреля 2003 г // Постановление о введении –2003. – 30 апреля. – 201 с. 86
13. ГОСТ 12.1.003-83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
14. ГОСТ 24346-80 Вибрация. Термины и определения
15. Санитарные нормы СН 2.2.4/2.1.8.562-96 "Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки"
16. ВСН 34-82 Отраслевые нормы проектирования искусственного освещения предприятий нефтяной промышленности.
17. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты
18. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
19. Третьяков А. Н., Перегудина Е. В., Азарова С. В. Воздействие на окружающую среду продуктов нефтегазодобывающей отрасли // Молодой ученый. — 2015. — №11. — С. 560-562.
20. ГОСТ Р 22.3.03-94. Безопасность в чрезвычайных ситуациях. Защита населения. Основные положения
21. ОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности.

## Звукопоглощающие материалы и конструкции

Приложение 1 Таблица 1

Изделия или конструкции, ГОСТ или ТУ	Средняя плотность звукопоглощающего материала $\rho_{ср}$ , кг/м <sup>3</sup>	Толщина слоя звукопоглощающего материала $h$ , мм	Воздушный промежуток, $d$ , мм	Реверберационный коэффициент звукопоглощения $\alpha_{обл}$ в октавных полосах со среднегеометрической частотой, Гц							
				63	125	250	500	1000	2000	4000	8000
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12
1 – супертонкое стекловолокно (ТУ 21-РСФСР-224-75); 2 – стеклоткань ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*); 3 – просечно-вытяжной лист толщиной 2 мм, перфорация 74% (ГОСТ 8706-78)	15	50	0	0,08	0,25	0,7	0,95	1,0	1,0	1,0	0,95
Маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*)	20	200	0	(0,28)	1,0	1,0	1,0	0,9	0,81	0,97	0,96
Маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76), оболочка из стеклоткани типа ЭЗ – 100 (ГОСТ 19907-74*)	20	50	0	(0,02)	0,26	1,0	1,0	1,0	0,94	0,87	0,82
1- маты из супертонкого базальтового волокна (РСТ УССР 5013-76); 2 - стеклоткань ЭЗ-100 (ГОСТ 19907-83*); 3 – перфорированная алюминиевая панель (ТУ 36-1947-76)	25	40	0	0,12	0,23	0,9	1,0	1,0	0,97	0,97	0,92