

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

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

<small>Тема работы</small>
<b>КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДЫ ЗАЩИТЫ ВНУТРИПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)</b>

УДК 622.276.05:620.197

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович		

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

### КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	К. Э. Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.Т.Н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9, ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-23, ПК(У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

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

УТВЕРЖДАЮ:  
 Руководитель ООП

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

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович

Тема работы:

Комплексные методы защиты внутрипромыслового оборудования на Южно-Черемшанском нефтяном месторождении (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	20.04.2021, № 110-30/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет технологической информации по Южно-Черемшанскому нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Виды осложнений работы оборудования в скважинах и способы борьбы с ними</li> <li>2. Характеристика Южно-Черемшанского месторождения как объекта нефтедобычи</li> <li>3. Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении и предложения по борьбе с ними</li> <li>4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>5. Социальная ответственность.</li> </ol>
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н. Сечин Андрей Александрович

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	22.04.2021
--	------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович		22.04.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования Бакалавриат  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	18.06.2021
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
07.05.2021	Виды осложнений работы оборудования в скважинах и способы борьбы с ними	
14.05.2021	Характеристика Южно-Черемшанского месторождения как объекта нефтедобычи	
20.05.2021	Осложнения при эксплуатации скважин на месторождении и предложения по борьбе с ними	
28.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
01.06.2021	Социальная ответственность.	

#### СОСТАВИЛ:

##### Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			22.04.2021

#### Консультант (при наличии)

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата

#### СОГЛАСОВАНО:

##### Руководитель ООП

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

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа бакалавра содержит 94 страницы, 6 рисунков, 22 таблицы, 20 источников.

Ключевые слова: ОСЛОЖНЕНИЯ, ОБОРУДОВАНИЕ, СКВАЖИНА, МЕТОДЫ БОРЬБЫ, ПОВЫШЕНИЕ ПРОДУКТИВНОСТИ.

Объектом исследования является процесс нефтедобычи на Южно-Черемшанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

Цель работы – анализ осложнений работы внутрипромыслового оборудования на Южно-Черемшанском месторождении и разработка методов борьбы с ними.

В процессе исследования проводился анализ видов осложнений работы оборудования в скважинах и способов борьбы с ними, дана характеристика осложнений, более подробно рассмотрена борьба с отложениями неорганических солей, с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями, предупреждение образования высоковязкой и стойкой эмульсии в скважине.

В результате исследования проведен анализ осложнений в работе скважин на Южно-Черемшанском месторождении, описаны существующие методы борьбы с ними, предложены дополнительные методы борьбы с осложнениями.

Область применения: предложенные направления борьбы с осложнениями в скважинах могут быть применены на данном месторождении.

## СПИСОК ПРИНЯТЫХ СОКРАЩЕНИЙ

- АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка
- АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения
- БДР – блок диодно-резисторный
- ГДИС – гидродинамические исследования скважин
- ГНО – глубиннонасосное оборудование
- КПД – кривая падения давления
- КРС – капитальный ремонт скважин
- МОП – межочистой период
- МРП – межремонтный период
- МСЭ – медно-сульфатный электрод сравнения
- НВЛ – нефтевыкидная линия
- НКТ – насоснокомпрессорные трубы
- НСП – нефтесборный парк
- НТФ – нитрилотриметилфосфоновая кислота
- ОЭДФ – оксиэтилендендифосфоновая кислота
- ПАВ – поверхностно-активное вещество
- ПЗП – призабойная зона пласта
- ППД – поддержание пластового давления
- ПРС – подземный ремонт скважин
- ПЭД – погружной электродвигатель
- СВБ – сульфатвосстанавливающие бактерии
- СДЗ – станция дренажной защиты
- СКЗ – станция катодной защиты
- СПКУ – специальное погружное кабельное устройство
- ЭХЗ – электрохимзащита
- УШСН – установка штанговая скважинная насосная
- УЭЦН – установка электроцентробежная насосная

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМИ.....	12
1.1 Общая характеристика осложнений .....	12
1.2 Борьба с отложениями неорганических солей.....	20
1.3 Борьба с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями .....	26
1.4 Предупреждение образования высоковязкой и стойкой эмульсии в скважине.....	29
2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК ОБЪЕКТА НЕФТЕДОБЫЧИ.....	33
2.1 Геологическая характеристика месторождения. Продуктивные пласты.....	33
2.2 Характеристика текущего состояния разработки.....	37
3 ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО БОРЬБЕ С НИМИ.....	40
3.1 Осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении.....	40
3.2 Предлагаемые способы борьбы с осложнениями на Южно-Черемшанском месторождении.....	44
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	54
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения .....	54
4.2 Планирование научно – исследовательских работ.....	57
4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ) .....	63
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования ..	68
5 Социальная ответственность.....	73



5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности .....	73
5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	77
5.2 Охрана окружающей среды .....	85
5.3 Защита в ЧС .....	89
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>92</b>
<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....</b>	<b>93</b>

## **ВВЕДЕНИЕ**

Проблема эффективности работы оборудования и снижения продуктивности скважин является одной из наиболее актуальных в нефтедобывающей промышленности. При этом не существует универсальных способов борьбы с осложнениями по отрасли в целом. Каждый объект разработки, каждое месторождение является уникальным. Поэтому в каждом конкретном случае необходимо предлагать конкретные методы борьбы с осложнениями в работе оборудования и повышения продуктивности скважин.

Объектом исследования является процесс нефтедобычи на Южно-Черемшанском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

Предмет исследования – осложнения в работе внутрипромыслового оборудования на месторождении.

В результате исследования проведен анализ осложнений в работе скважин на Южно-Черемшанском месторождении, описаны существующие методы борьбы с ними, предложены дополнительные методы борьбы с осложнениями.

Предложенные направления борьбы с осложнениями в скважинах могут быть применены на данном месторождении.

Цель работы – анализ осложнений работы внутрипромыслового оборудования на Южно-Черемшанском месторождении и разработка методов борьбы с ними.

Для достижения поставленной цели в ходе работы решаются следующие основные задачи:

- рассмотреть виды осложнений работы оборудования в скважинах и способы борьбы с ними;
- дать характеристику Южно-Черемшанского месторождения как объекта нефтедобычи;

- охарактеризовать осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении и разработать предложения по борьбе с ними;

- разработать разделы финансового менеджмента и социальной ответственности.

# 1 ВИДЫ ОСЛОЖНЕНИЙ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ И СПОСОБЫ БОРЬБЫ С НИМИ

## 1.1 Общая характеристика осложнений

В работе скважин возможны осложнения, так как скважины эксплуатируют длительное время. Эксплуатация скважин производится в разнообразных условиях, поэтому осложнения, возникающие в процессе работы, также могут быть различными. Нормальная работа скважин в соответствии с установленным технологическим процессом нередко нарушается вследствие [1]:

- износа или отказа в работе применяемого подземного и наземного оборудования, эксплуатационной колонны и забоя;
- отложений песка (механических примесей, продуктов коррозии), парафина, солей;
- преждевременного обводнения продукции.

Условия эксплуатации на каждом месторождении разнятся, однако можно выделить некоторую общую количественную характеристику проявления осложнений на отечественных месторождениях (рис. 1.1) [1].

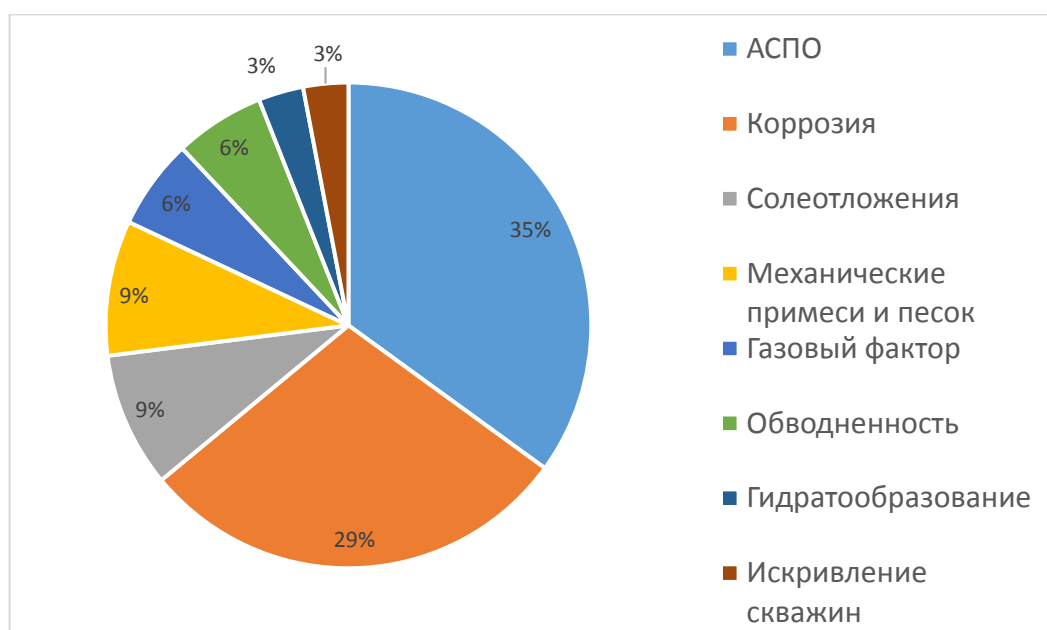


Рисунок 1.1 – Осложнения при эксплуатации скважинного оборудования

Много вреда в процессе эксплуатации скважин приносят отложения парафина. Асфальто-смоло-парафиновые отложения – это сложная углеводородная смесь, состоящая из парафинов 20-70 %, Асфальто-смолистые-вещества (АСВ) 20-40 %, а также присутствуют силикагелевые смолы, масла, воды и механические примеси [2].

Парафины – углеводороды метанового ряда от  $C_{16}H_{34}$  до  $C_{64}H_{130}$ . В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. В зависимости от содержания парафинов нефти классифицируют на:

- а) малопарафиновые - менее 1,5 %;
- б) парафиновые - от 1,5 до 6 %;
- в) высокопарафиновые - более 6 % [2].

Отложение парафина в насосно-компрессорных трубах и наземных выкидных трубопроводах – это проблема, возникающая в тех районах, где добывается особый вид сырой нефти, называемой парафинистая сырая нефть. Парафин, являющийся на самом деле частью этой сырой нефти, осаждается в твердом виде в результате снижения температуры. Накопление парафина редко вызывает затруднения на дне скважины, но становится острой проблемой вблизи поверхности, где температура ниже [2].

**Причины и условия образования парафиновых отложений.** Известны две стадии образования и роста парафиновых отложений. Первой стадией является зарождение центров кристаллизации и рост кристаллов парафина непосредственно на контактирующей с нефтью поверхности. На второй стадии происходит осаждение на покрытую парафином поверхность более крупных кристаллов.

К настоящему времени отмечены следующие факторы, способствующие выделению парафина из нефти образующие отложения или пробки в скважинах:

- а) снижение давления на забое скважины и связанное с этим нарушение гидродинамического равновесия газожидкостной системы;
- б) интенсивное газовыделение;

- в) уменьшение температуры в пласте и стволе скважины;
- г) изменение скорости движения газожидкостной смеси и отдельных ее компонентов;
- д) состав углеводородов в каждой фазе смеси;
- е) соотношение объема фаз;
- ж) состояние поверхности труб [2].

Адсорбционные процессы, происходящие на границе твердое тело (металл) – парафин и заключающиеся в природных свойствах парафиновых отложений, в состав которых входят смолистые вещества; наличие на поверхностях отложений продуктов разрушения пласта, механических примесей, привнесенных с поверхности при технологических операциях, продуктов коррозии металлов и т.д.;

Интенсивность образования парафиновых отложений зависит от преобладания одного или нескольких факторов, которые могут изменяться по времени и глубине, поэтому количество и характер отложений не являются постоянными.

**Влияние давления на забое и в стволе скважины.** В случае, когда забойное давление меньше давления насыщения нефти газом, равновесное состояние системы нарушается, вследствие чего увеличивается объем газовой фазы, а жидкая фаза становится нестабильной. Это приводит к выделению из нее парафинов. Равновесное состояние нарушается в пласте, и выпадение парафина возможно как в пласте, так и в скважине, начиная от забоя.

При насосном способе эксплуатации давление на приеме насоса может быть меньше, чем давление насыщения нефти газом. Это может привести к выпадению парафина в приемной части насоса и на стенках эксплуатационной колонны. В колонне насосно-компрессорных труб (НКТ), выше насоса, можно выделить две зоны. Первая - непосредственно над насосом: здесь давление резко возрастает и становится больше давления насыщения. Вероятность отложения в этой зоне минимальна. Вторая – зона

снижения давления до давления насыщения и ниже, где начинается интенсивное выделение парафина [2].

В фонтанных скважинах при поддержании давления у башмака равного давлению насыщения, выпадение парафина следует ожидать в колонне НКТ.

Как показывает практика, основными объектами, в которых наблюдается образование отложений парафина, являются скважинные насосы, НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

**Влияние температуры в пласте и в стволе скважины.** Нефть является сложной по химическому составу смесью компонентов, которые, в зависимости от строения и внешних условий, могут находиться в разных агрегатных состояниях. Снижение температуры вызывает изменение агрегатного состояния компонентов, приводящее к образованию центров кристаллизации и росту кристаллов парафина. Характер распределения температуры по стволу скважины существенно влияет на парафинообразование и зависит от:

а) интенсивности передачи тепла от движущейся по стволу скважины жидкости окружающим породам. Теплопередача зависит от градиента температур жидкости и окружающих скважину пород и теплопроводности кольцевого пространства между подъемными трубами и эксплуатационной колонной;

б) расширения газожидкостной смеси и ее охлаждения, вызванного работой газа по подъему жидкости [2].

**Влияние газовыделения.** Лабораторные исследования показали, что на интенсивность образования парафиноотложений оказывает влияние процесс выделения и поведения газовых пузырьков в потоке смеси. Известно, что газовые пузырьки обладают способностью флотировать взвешенные частицы парафина. При контакте пузырька с поверхностью трубы, частицы парафина соприкасаются со стенкой и откладываются на ней. В дальнейшем процесс

отложения парафина нарастает вследствие его гидрофобности. На стенке трубы образуется слой из кристаллов парафина и пузырьков газа. Чем менее газонасыщен этот слой, тем большую плотность он имеет. Поэтому более плотные отложения образуются в нижней части подъемных труб, где пузырьки газа малы и обладают большей силой прилипания к кристаллам парафина и стенкам трубы.

**Влияние скорости движения газожидкостной смеси.** Интенсивность образования парафинистых отложений во многом зависит от скорости течения жидкости. При ламинарном характере течения, то есть низких скоростях потока, формирование парафиноотложений происходит достаточно медленно. С ростом скорости (при турбулизации потока) интенсивность отложений вначале возрастает. Дальнейший рост скорости движения газожидкостной смеси ведет к уменьшению интенсивности отложения парафина: большая скорость движения смеси позволяет удерживать кристаллы парафина во взвешенном состоянии и выносить их из скважины. Кроме того, движущийся поток срывает часть отложений со стенок труб, чем объясняется резкое уменьшение отложений в интервале 0-50 м от устья скважины. При больших скоростях движения, поток смеси охлаждается медленнее, чем при малых скоростях, что также замедляет процесс образования парафиноотложений.

**Влияние шероховатости стенок труб.** Состояние поверхности труб влияет на образование отложений. Микронеровности являются очагами вихреобразования, разрыва слоя, замедлителями скорости движения жидкости у стенки трубы. Это служит причиной образования центров кристаллизации отложений, прилипания кристаллов парафина к поверхности труб, блокирования их движения между выступами и впадинами поверхности. В случае, когда значение шероховатости поверхности труб соизмеримо с размером кристаллов парафина, либо меньше его, процесс образования отложений затруднен.



**Влияние электризации.** Процесс образования парафиноотложений носит адсорбционный характер. Адсорбционные процессы сопровождаются возникновением двойного электрического слоя на поверхности контакта парафина с газонефтяным потоком. При механическом нарушении равновесного состояния данного слоя на поверхности трубы или слоя парафина появляются некомпенсированные заряды статического электричества, то есть происходит электризация, как поверхности трубы, так и поверхности кристаллов парафина, что усиливает адгезию (притяжение) парафина к металлу.

Принцип образования и отложения асфальто–смолистых отложений практически аналогичен образованию отложений парафина в процессе эксплуатации скважины.

Практика добычи парафиновых нефтей на промыслах показывает, что основными местами отложений парафина являются: скважинные насосы, подъемные колонны в скважинах – НКТ, выкидные линии от скважин, резервуары промысловых сборных пунктов. Наиболее интенсивно парафин откладывается на внутренней поверхности подъемных труб скважин.

Промысловые исследования показали, что характер распределения парафиновых отложений в трубах различного диаметра примерно одинаков. Толщина отложений постепенно увеличивается от места начала их образования на глубине 500-900 м и достигает максимума на глубине 50-200 м от устья скважины, затем уменьшается до толщины 1-2 мм в области устья [2].

Также осложняют работу отложения солей, они происходят в пласте, скважине, трубопроводах. Причина – химическая несовместимость вод, поступающих в скважины из различных горизонтов или пропластков.

Современные методы разработки нефтяных месторождений с поддержанием пластового давления путем закачки пресных и сточных вод приводят к осложнениям в добыче нефти, которые вызваны образованием твердых отложений неорганических солей в призабойной зоне пласта и

нефтепромысловом оборудовании. Накапливаясь в добывающих скважинах и нефтесборных коммуникациях, неорганические соли часто полностью выводят из строя дорогостоящее оборудование, нарушают режим работы скважин, приводят к трудоемким подземным капитальным ремонтам, а в итоге - к значительным потерям в добыче нефти.

Процессы добычи нефти часто сопровождаются отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважины и подъемных труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. В составе осадков преобладают соли: сульфаты бария (барит), сульфаты стронция (целестин), сульфата кальция (гипс и ангидрит), карбонаты кальция (кальцит), хлориды натрия (галит или поваренная соль) и др. Накопление солей осложняет добычу нефти, приводит к порче дорогостоящего оборудования, трудоемким ремонтным работам, а в итоге - к потерям нефти [2].

Главный источник выделения солей – вода, добываемая совместно с нефтью. Ее химический состав постоянно меняется по мере выработки запасов нефти, что обуславливает многообразие и изменчивость во времени состава солевых отложений. На практике тип отложений принято характеризовать по преобладанию (до 60-80 %) одного из видов неорганических соединений.

Отложение солей происходит при всех способах эксплуатации скважин, но больше всего при насосном. Связано это с тем, что механизированным способом эксплуатируются скважины с обводненностью от 0 до 99 % [2].

Водные растворы солей называются стабильными, если они в течение длительного времени не выделяют твердых осадков. Все недонасыщенные растворы, как правило, являются стабильными. Выпадение вещества в осадок происходит из перенасыщенных растворов, когда концентрация вещества в растворе по тем или иным причинам превышает предельную равновесную концентрацию.

Возрастание фактической концентрации солей в водных растворах в пластовых условиях возможно по различным причинам: испарение, смешение несовместимых вод, растворение горных пород и газов, изменение термобарических условий, дегазация нефти, изменение общей минерализации воды и др.

Важную роль в формировании и выпадении неорганических солей в осадок играют процессы смешения несовместимых вод. В нефтегазовой гидрогеологии широко распространена классификация пластовых вод В.А. Сулина (Таблица 1.1) [2].

Таблица 1.1 – Классификация пластовых вод по В.А. Сулину

Типы вод	$r \text{Na}^+ / r \text{Cl}^-$	$(r \text{Na}^+ - r \text{Cl}^-) / r \text{SO}_4^{2-}$	$(r \text{Cl}^- - r \text{Na}^+) / r \text{Mg}^{2+}$
Гидрокарбонатно-натриевый	$>1$	$>1$	-
Сульфатно-натриевый	$>1$	$<1$	-
Хлоридно-магниевый	$<1$	-	$<1$
Хлоридно-кальциевый	$<1$	-	$>1$

В классификации Сулина природные воды подразделяются на четыре типа по характерным соотношениям между главнейшими ионами и затем на группы и подгруппы по преобладанию различных анионов и катионов. Характерные отношения между ионами, положенные в основу классификации, выражаются тремя коэффициентами, названными Сулиным «генетическими»:

$$r\text{Na} / r\text{Cl};$$

$$(r\text{Na} - r\text{Cl}) / r\text{SO}_4;$$

$$(r\text{Cl} - r\text{Na}) / r\text{Mg}.$$

Таким образом, каждая из смешивающихся вод имеет свою гамму химических веществ и может быть стабильной в данных термобарических условиях. Однако при их смешении смесь часто оказывается

перенасыщенной тем или другим веществом, которое начинает выпадать в осадок при неизменных температуре и давлении [3].

При эксплуатации скважин, оборудованных погружными центробежными электронасосами, возможны осложнения, возникающие в результате вибрации подземного оборудования, которая обусловлена местной связью электродвигателя и центробежного насоса с подъемными трубами, а также осложнения процесса освоения скважин в результате увеличения вероятности прихвата подземного оборудования после глушения их утяжеленным раствором.

## **1.2 Борьба с отложениями неорганических солей**

Образование отложений неорганических солей на внутренней поверхности нефтегазопромыслового оборудования имеет место при добыче обводнённой нефти в процессе разработки большинства месторождений России.

Основным направлением борьбы с отложением неорганических солей является применение методов предотвращения их отложения в трубопроводах. При этом правильный выбор метода можно сделать на основе всестороннего изучения причин, условий и зон образования отложений солей. Существующие методы предотвращения отложения солей можно разделить на две группы – химические и безреагентные (рис. 1.2).



Рисунок 1.2 – Классификация методов предупреждения отложения неорганических солей

К химическим методам относятся подготовка и использование для закачки в пласт высокоминерализованных, совместимых с пластовыми водами [2].

В комплекс работ по подготовке вод входит проверка закачиваемых вод на химическую совместимость с другими водами, с которыми они смешиваются в поверхностных или пластовых условиях. Использование химически совместимых высокоминерализованных вод с пластовыми исключает или в значительной мере снижает интенсивность образования отложений неорганических солей. Поэтому одним из радикальных методов предотвращения выпадения гипса на ряде зарубежных месторождений является применение для заводнения залежей естественных или искусственно приготовленных вод высокой солености с содержанием хлористого натрия порядка до 240 кг/м<sup>3</sup> [2].

Положительное воздействие заводнения залежей солёными водами подтверждается практикой разработки месторождений, показавшей, что в тех случаях, когда обводнение скважин происходит пластовыми, бессульфатными, совместимыми водами с высоким содержанием хлоридов, выпадение гипса не происходит. Опыт эксплуатации нефтяных месторождений Западной Сибири также показывает, что выбор источника

водоснабжения для системы поддержания пластового давления оказывает решающее влияние на отложение неорганических солей. Нагнетание попутных или даже маломинерализованных сеноманских вод вместо пресных позволило значительно снизить интенсивность отложения карбонатных солей в скважинах. Аналогичные результаты получены при закачке совместимых морских вод.

Из известных способов предотвращения отложения неорганических солей наиболее эффективным и технологичным в настоящее время является способ с применением химических реагентов – ингибиторов отложения солей. К ингибиторам солеотложения предъявляются жесткие требования, которые можно подразделить на общие и специальные.

Общие требования [3]:

- не должны оказывать отрицательного воздействия на технологические процессы добычи, сбора, транспорта и подготовки нефти, в том числе и при применении в них химических продуктов для других целей;
- не должны оказывать отрицательного влияния на технологический процесс переработки нефти и не снижать качество продуктов переработки;
- не должны повышать коррозионную активность среды, в которой они растворены;
- не должны способствовать повышению стойкости водонефтяной эмульсии;
- должны быть безопасными для обслуживающего персонала и безвредными для окружающей среды;
- остаточное содержание ингибиторов в различных по составу растворах должно аналитически определяться в промышленных условиях;
- каждый ингибитор должен иметь технологическую характеристику применения, предельно допустимую концентрацию в воде и воздухе, а также рекомендации по безопасному ведению работ.

В зависимости от условий применения могут быть предъявлены дополнительные специальные требования. Так, при использовании жидких

растворов в зимнее время налагаются требования к их температуре замерзания, вязкости растворов. При продавке растворов ингибитора в призабойной зоне пласта (ПЗП) предъявляются соответствующие требования по адсорбционно-десорбционным характеристикам. Твердые ингибиторы в виде гранул и таблеток, предназначенные для загрузки их в контейнеры, должны обладать медленной растворимостью в воде различной минерализации и состава.

Специальные требования к ингибиторам [3]:

- должны обладать способностью предотвращать отложение неорганических солей при малых концентрациях реагента;
- должны быть совместимыми с пластовыми, попутнодобываемыми и нагнетаемыми водами различного состава и хорошо растворяться в них;
- должны быть стабильными при хранении и транспортировке.

Механизм работы реагентов-ингибиторов отложения солей сложен и недостаточно полно изучен. Было обнаружено, что наиболее эффективными и экономически целесообразными ингибиторами являются те, которые обнаруживают «пороговый эффект». Этот эффект возникает тогда, когда реагент покрывает микрокристаллические ядра образующегося осадка, замедляет их рост и удерживает в растворе во взвешенном состоянии при концентрациях выше уровня осаждения. Так как адсорбционные слои ингибитора возникают и на поверхности защищаемого оборудования, эти микромолекулы имеют плохую адгезию к металлическим поверхностям и легко уносятся потоком жидкости. Некоторые ингибиторы мало препятствуют кристаллизации солей, но при этом видоизменяют форму кристаллов и препятствуют их дальнейшему росту.

Существует классификация ингибиторов отложения неорганических солей на основе их химического строения. При этом все ингибиторы подразделяются на две группы: однокомпонентные, представленные одним типом химического соединения, и многокомпонентные, составленные из разных химических соединений. В свою очередь, все однокомпонентные

ингибиторы, на основании различий в химической природе, подразделяются на анионные и катионные.

К анионным ингибиторам относятся: производные карбоновых кислот (полимерные соединения акрилового ряда, сополимеры на основе малеинового ангидрида); производные сульфокислот; фосфоропроизводные (неорганические полифосфаты, органические фосфаты). Среди фосфоорганических производных выделяются эфиры фосфорной кислоты, фосфонаты, аминоксидаты. Последние, по сути, являются амфотерными ингибиторами.

К катионным ингибиторам относятся полиалкиленамины, моноамины, четвертичные аммониевые основания, полиэтоксилированные амины.

Многокомпонентные ингибирующие композиции готовятся из двух или более компонентов и подразделяются авторами классификации на две подгруппы [1]:

- составы, в которых один из компонентов не является ингибитором отложения солей. Обычно, кроме собственно ингибитора солеотложения, такие составы содержат ПАВ неионогенного типа, которое или усиливает действие ингибирующего компонента, или имеет другое самостоятельное значение, но не ухудшает при этом действия ингибирующего компонента;

- составы, в которых все компоненты являются ингибиторами отложения неорганических солей. При смешении ингибиторов получают синергетический эффект ингибирующего действия. В качестве исходных ингредиентов для получения синергетической многокомпонентной композиции используют различные классы ингибиторов. Обычно встречаются комбинации анионных ингибиторов с катионными. Однако определенные принципы комбинирования ингибиторов для получения композиций не разработаны.

К настоящему времени выявлены многочисленные группы соединений, по своей химической природе потенциально способные предотвращать отложение солей. Поэтому ассортимент ингибиторов солеотложения,



способных в той или иной степени предотвращать отложение солей различного состава, достаточно широк. Однако в практике добычи нефти широко используют ограниченное количество отечественных и зарубежных марок ингибиторов.

К безреагентным методам предотвращения отложения солей относятся: воздействие на перенасыщенные солями растворы силовыми магнитными и акустическими полями, использование защитных покрытий труб и рабочих органов насосов. К этой же группе относят и мероприятия, основанные на изменении технологических факторов эксплуатации скважин, – проведение специальных изоляционных работ, поддержание повышенных забойных давлений, использование хвостовиков, диспергаторов и других конструктивных изменений в глубиннонасосных установках.

Кроме того, в некоторых случаях применяют воздействие на перенасыщенные солями водные растворы магнитными и акустическими полями. При этом, эффективность магнитной обработки, как правило, значительно выше.

Использование в нефтепромысловой практике постоянного магнитного поля для снижения солеотложения показало перспективность данного направления [4]. Однако его развитие сдерживается отсутствием четко аргументированных теоретических представлений о механизме воздействия постоянного магнитного поля на кристаллизацию солей жесткости и основ расчета устройств для магнитной обработки нефтегазовых флюидов.

Установлено также, что под воздействием электромагнитного поля повышается дисперсность кристаллов солей, и общая масса отложений, приходящаяся на единицу поверхности, уменьшается [5]. Снижается прочность адгезионной связи солей с поверхностью металлического оборудования, что облегчает дальнейшую очистку труб. Тем не менее, применение аппаратов электромагнитной обработки промысловых сред имеет больше недостатков, чем устройств на постоянном магнитном поле. Прежде всего, это их высокая стоимость, существенное потребление

электроэнергии и, что самое важное, неоднозначность результатов применения, обусловленная отсутствием основ расчета рабочих параметров подобных аппаратов.

### **1.3 Борьба с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями**

При добыче нефти одной из проблем, вызывающих осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, являются асфальто-смолистые и парафиновые отложения (АСПО). Накопление АСПО в проточной части нефтепромыслового оборудования и на внутренней поверхности труб приводит к снижению производительности системы, уменьшению межремонтного рабочего периода (МРП) скважин и эффективности работы насосных установок.

АСПО увеличивают износ оборудования, расходы электроэнергии и давление в выкидных линиях. Поэтому борьба с АСПО – актуальная задача при интенсификации добычи нефти. АСПО представляют собой сложную углеводородную смесь, состоящую из парафинов (20-70 % мас.), АСВ (20-40 % мас.), силикагелевой смолы, масел, воды и механических примесей [6].

Парафиновые отложения в нефтепромысловом оборудовании формируются в основном вследствие выпадения (кристаллизации) высокомолекулярных углеводородов при снижении температуры потока нефти. Состав парафиновых отложений зависит от состава нефти и термодинамических условий, при которых формируются отложения. В зависимости от условий кристаллизации состав парафиновых отложений даже в одной скважине весьма разнообразен. Различаются они по содержанию асфальтенов, смол и твердых углеводородов. Нередко парафиновые отложения содержат воду и механические примеси.

Существует несколько основных методов борьбы с АСПО в скважине [6]:

1. Тепловые методы основаны на способности парафина плавиться при воздействии тепла и выноситься потоком жидкости. Среди тепловых методов известны:

а) Подача в скважину теплоносителей – пара и жидкости, однако на скважинах большой глубины данный метод не целесообразен, так как температура жидкости становится ниже температуры плавления парафина;

б) Помещение теплоисточника в ствол скважины или на забой – электронагреватели, химические термогенераторы. Электронагрев – один из способов тепловой обработки, состоящий в размещении источника тепла непосредственно в зоне воздействия, и обладающий наибольшей эффективностью: в этом случае удастся избежать потерь тепла;

в) Целесообразно использовать передвижные паропроизводные установки автоматические (ППУА) для очистки устьевой арматуры, манифольдов и выкидных трубопроводов, а также поднятого из скважины оборудования и труб.

2. Механические способы борьбы с парафином относятся к наиболее ранним, а вследствие простоты и доступности осуществления применяются и в настоящее время. Используют в основном для периодического удаления АСПО – компонентов с поверхностей нефтяного оборудования, а также с внутренних поверхностей нефтепроводов, коллекторов и т.д. Для этого применяют скребки различных конструкций, спроектированных для различных способов эксплуатации скважин, эластичные шары, перемешивающие устройства.

3. Химические методы получили широкое развитие в последние годы, когда были созданы химические реагенты, активно воздействующие на парафин – ингибиторы парафинообразования. Среди них можно выделить несколько классов:

1) смачиватели создают на оборудовании защитную гидрофильную пленку, препятствующую прилипанию кристаллов парафина;

2) диспергаторы стимулируют взвешенное состояние кристаллов;

3) модификаторы взаимодействуют с кристаллами парафина и диспергируют их.

В настоящее время вследствие высокой стоимости химреагентов проблема не в их приобретении, а в экономном использовании. Поэтому на первый план выдвигается разработка наиболее эффективных способов доставки реагентов в скважину. На практике получили применение три способа подачи реагента:

а) залповый – разовая закачка большого объема химреагента в пласт через определенные интервалы времени;

б) затрубный – дозирование в затрубное пространство устьевыми дозаторами;

в) скважинный глубинный – дозирование к приему насоса скважинными дозаторами.

4. Физические методы борьбы с парафином. Данные методы основаны на использовании различных полей, ультразвуковых и механических колебаний для воздействия на нефть, содержащую парафин в своём составе. Перспективным направлением является воздействие на нефть переменными электромагнитными полями. При этом учитывают состав и свойства обрабатываемой нефти, интенсивность поля и режим обработки. В ходе обработки нефтяного потока полем в нефти образуются дополнительные центры кристаллизации. Они позволяют снизить образование кристаллов на стенках трубопровода, так как кристаллы образуются в объёме нефти. У данной методики есть минус. В ходе обработки вместе с кристаллами парафина удаляются мелкие механические примеси, а крупные остаются. Это сокращает межремонтный период работы скважины до нескольких месяцев.

К физическим методам относятся:

- Магнитный, базируется на создании магнитного поля в потоке жидкости и образовании центров кристаллизации по всему объёму нефтяного потока, что способствует более интенсивному выносу парафина;

- Акустический;

- Гидродинамический, предполагает создание в потоке жидкости ультразвуковых колебаний, которые препятствуют адгезии кристаллов парафина друг к другу и к металлу труб.

5. Специальные покрытия поверхности труб. Для борьбы с отложениями парафина в лифтовых колоннах скважин наиболее широко используются защитные покрытия, в качестве которых применяют полярные (гидрофильные) материалы с диэлектрической проницаемостью 5-8 ед., обладающие низкой адгезией к парафину и имеющие гладкую поверхность. Известно несколько защитных материалов: бакелитовый лак, эпоксидные смолы, стекло, стеклоэмали, полиэтилен.

Выбор метода удаления АСПО тесно связан с составом АСПО и температурой их плавления. При наличии в составе осадков значительного количества парафиновых углеводородов с высокой температурой плавления (церезинов) применение тепловых методов удаления осадков нецелесообразно. Лучшие результаты обеспечивает использование углеводородных растворителей и их композиций.

При больших глубинах скважин нецелесообразны применение для очистки труб скребков и обработка скважин горячей нефтью. Для них более предпочтительно использование химических методов. Проблема борьбы с формированием АСПО в ПЗП на нефтяных промыслах мира в настоящее время решается предпочтительно применением химических методов.

#### **1.4 Предупреждение образования высоковязкой и стойкой эмульсии в скважине**

Определенные осложнения вносит обводнение добываемой нефти в работу глубинного насосного оборудования (ГНО). Смешение нефти с водой в скважине и насосе приводит к эмульгированию жидкостей и образованию в стволе скважины стойких высоковязких эмульсий, вязкость которых может достигать величин 1,0...2,0 Па·с [3]. Кроме того, на поздней стадии

разработки нефтяных месторождений широко применяются различные методы и технологии, направленные как на интенсификацию добычи нефти, так и на борьбу с вышеописанными осложнениями, предусматривающие использование химических реагентов, которые оказывают влияние на устойчивость эмульсии [7]. На стабильность эмульсии влияет наличие механических примесей в виде неорганических солей, частиц породы пласта.

Образование стойких эмульсий снижает МРП работы скважин из-за обрывов штанг штанговых скважинных насосных установок (УШСН), происходящих в результате увеличения амплитудных нагрузок, а в установках электроцентробежных насосов (УЭЦН) из-за пробоев электрической части вследствие перегрузок погружных электродвигателей (ПЭД). Так, по Чекмагушевскому Управлению Добычи Нефти и Газа при среднем МРП, равном 727 суток, в скважинах, эксплуатируемых в условиях образования стойких эмульсий, он снижается до 183...412 суток на УШСН и до 286...430 суток в скважинах с УЭЦН. Наряду с этим заметно падает производительность глубинных насосов: в УШСН из-за больших растягивающих нагрузок на штанги и неполного заполнения насоса, в УЭЦН из-за повышенных гидравлических сопротивлений в рабочих органах насосов.

Основным направлением борьбы с образованием обратной высоковязкой и стойкой эмульсии в глубинных насосах и колонне НКТ является использование методов внутрискважинной деэмульсации, которая достигается вводом реагента-деэмульгатора на прием глубинного насоса. В большинстве случаев реагент доставляется к насосу с устья скважины через межтрубное пространство при помощи дозирующих насосов или путем периодической ручной заливки [8].

На рисунке 1.3 приведена динамика работы штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ) по скв. 3178 Менеузовского месторождения, где была внедрена система внутрискважинной деэмульсации.

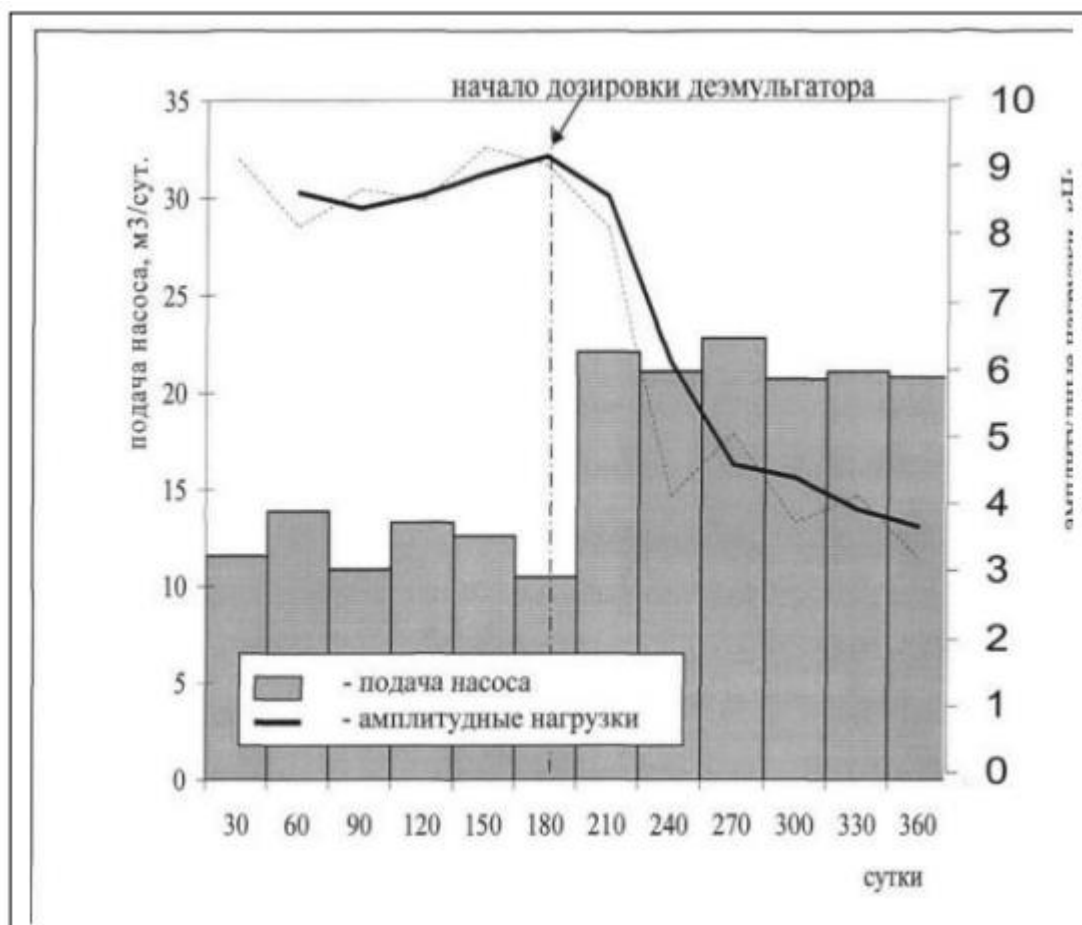


Рисунок 1.3 – Динамика изменения амплитудных нагрузок и подачи голубинового насоса при использовании метода внутрискважинной деэмульсации

В предшествующий период до подачи деэмульгатора в скважину отмечалась высокая обрывность штанг, достигающая 4,3 обрыва в год. При обводненности 41% вязкость добываемой жидкости доходила до 730 мПа·с на устье. Характеристика работы УШСН, снятая динамографом ИКГН-1, представлялась в следующем виде: максимальная нагрузка на головку 26 балансира станка-качалки (СК) составляла 9315 Н, минимальная – 1338 Н, работа клапанов глубинного насоса не просматривалась. Замер дебита скважины показал, что фактическая подача насоса составляет 22% от расчетной.

Подача деэмульгатора марки СНПХ4410 осуществлялась дозаторной установкой типа УДС, параметры режима работы УШСН не изменялись.

Повторный комплекс исследований, проводимый с началом дозированной подачи реагента в скважину показал, что амплитудные нагрузки на колонну штанг снизились на 56,3%.

Отмечается четкая работа клапанов глубинного насоса, а также снижение знакопеременной деформации колонны штанг в 1,48 раз, повысилась подача глубинного насоса. Отмечается снижение вязкости, отбираемой с нефтewыкидной линии (НВЛ) скважины до 120 мПа·с.

Следует отметить как положительную особенность факт снижения количества электроэнергии, потребляемой УШСН [9]. В частности, по рассматриваемой скважине этот показатель изменился с 48 кВт·ч до 39 кВт·ч.

Таким образом, на основании анализа работы 29 скважин в условиях образования в скважине высоковязких эмульсий, выявлено, что с началом внутрискважинной деэмульсации амплитудные нагрузки на колонну штанг снижаются в 1,3... 1,6 раз, МРП достигает средних показателей по управлению, подача глубинных насосов возрастает на 20-32%, наблюдается снижение электропотребления. Применение данной технологии способствует снижению числа текущих ремонтов, уменьшению нагрузок на узлы СК и напряжений в штангах, меньшему расходу энергии.



## 2 ХАРАКТЕРИСТИКА ЮЖНО-ЧЕРЕМШАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК ОБЪЕКТА НЕФТЕДОБЫЧИ

### 2.1 Геологическая характеристика месторождения. Продуктивные пласты

Южно-Черемшанское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области и находится в 232 км к западу от районного центра п. Каргасок (рис. 2.1). Месторождение открыто в 1969 году, в разработку введено в 1992 году. С 2003 года месторождение эксплуатирует ОАО «Томскнефть» ВНК [10].

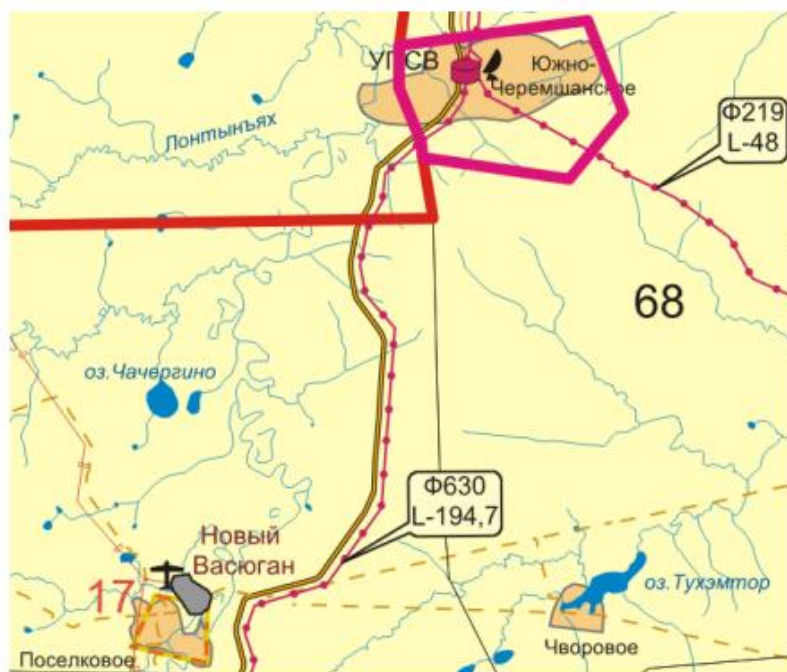


Рисунок 2.1 – Обзорная карта района работ

В геологическом строении Южно-Черемшанского месторождения принимают участие вулканогенно-осадочные породы доюрского (пермьтриасового) фундамента и мощная толща терригенных образований мезокайнозойского осадочного чехла.

ПАЛЕОЗОЙСКАЯ ГРУППА (PZ)

Породы домезозойского платформенного основания вскрыты на месторождении лишь одной скважиной – 337 р, в интервале глубин 3113 – 3116 м. По макроописанию керна литологически представлены вулканогенноосадочными породами – туфобрекчиями и туфопесчаниками буровато-серого цвета. На поверхности фундамента отмечается кора выветривания, сложенная сидеритизированной дресвой, в основном аргиллитового состава. Возраст фундамента предположительно пермо-триасовый.

#### МЕЗОЗОЙСКАЯ ГРУППА (MZ)

Включает в себя юрскую, меловую, палеогеновую и четвертичную системы.

#### ЮРСКАЯ СИСТЕМА (J)

Юрская система в разрезе месторождения представлена всеми тремя отделами: нижний-средний отдел (J1-2) – тюменская свита и верхний отдел (J3), который представлен всеми ярусами: келовейским, оксфордским, киммериджским и волжским. В составе указанных ярусов выделяются свиты: васюганская (J3 k-o), георгиевская (J3 v1-km), баженовская (J3 v1-km). Залежей, содержащих промышленные запасы нефти в границах юрской системы не обнаружено.

#### МЕЛОВАЯ СИСТЕМА (K)

Отложения меловой системы – нижнего и верхнего отделов, толщиной более 1900 м на месторождении вскрыты всеми пробуренными скважинами. Они согласно и без перерыва залегают на породах позднеюрского возраста.

#### Нижний отдел (K1)

В разрезе нижнего отдела установлены все ярусы, в объеме которых выделяются снизу-вверх: куломзинская, тарская, вартовская, киялинская, алымская и нижняя часть покурской свиты. В нижней части тарской свиты (берриас-валанжин, K1b-v) залегают песчаные продуктивные пласты Б13, Б12.

Прибрежно-морские отложения вартовской свиты (валанжин-готеривбаррем, K1v1-K1a) с размывами перекрывают в разрезе осадки тарской свиты.

Свита включает в себя продуктивные пласты B10, B92, B91, B82, B81, B73, B72, B71, B62, B61, имеющие покровное строение.

Континентальные отложения киялинской свиты (валанжин-готеривбаррем, K1) на площади работ перекрывают разрез вартовской свиты. Свита содержит продуктивные пласты B54, B52, B51, B43, B42, B41, B0, A10, A9, A7, A6, A53, A52, A51, A42, A41, A3, A21.

#### Верхний отдел (K2)

Отложения верхнего отдела меловой системы представлены всеми ярусами, в объеме которых выделяются снизу вверх: кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская свиты.

Продуктивных пластов, содержащих запасов нефти или газа, в пределах верхнего отдела не обнаружено.

#### Кайнозойская группа (Kz)

Среди отложений кайнозойской группы в описываемом разрезе выделяются палеогеновая и четвертичная системы.

#### Палеогеновая система (P)

Разрез палеогеновых отложений сложен мощной толщей осадков морского генезиса палеоценового, эоценового отделов и континентальными образованиями олигоценового отдела.

#### ЧЕТВЕРТИЧНАЯ СИСТЕМА

Нерасчлененные континентальные отложения четвертичной системы имеют на площади покровное распространение. Литологически представлены суглинками, песками, песчаными глинами, торфяниками. Их мощность в районе не превышает 20-40 м.

Таким образом, стратиграфический разрез в пределах Южно-Черемшанского месторождения согласуется с региональными закономерностями, установленными для данного района. Продуктивные

пласты приурочены к отложениям меловой системы (берриас-валанжинский ярусы – пласты Б12, Б13; валанжин-готерив-барремский ярусы – пласты Б10, Б92, Б91, Б82, Б81, Б73, Б72, Б71, Б62, Б61, Б54, Б52, Б51, Б43, Б42, Б41, Б0, А10, А9, А7, А6, А53, А52, А51, А42, А41, А3, А21).

Параметры пластовой нефти по продуктивным пластам Южно-Черемшанского месторождения представлены в таблице 2.1 [10].

Таблица 2.1 – Параметры пластовой нефти по продуктивным пластам ЮжноЧеремшанского месторождения

Параметры	Пласты			
	Б13	Б12-Б7	Б4 <sup>1</sup> -Б6 <sup>2</sup>	Пласты группы А
Давление насыщения, МПа	4,1	6,0	6,4	4,8
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	43	50,3	68,3	36
Объемный коэффициент	1,186	1,205	1,248	1,125
Плотность нефти:				
- в пластовых условиях, кг/м <sup>3</sup>	742	743	729	771
- сепарированной, кг/м <sup>3</sup>	833	840	837	841
Вязкость нефти в пластовых условиях, МПа*с	0,75	0,74	0,70	1,34
Пересчетный коэффициент	0,843	0,830	0,801	0,889
Компоненты попутного газа, % мольные:				
Этан	11,35	3,92	7,05	2,17
Пропан	20,02	19,02	18,53	6,54
Бутан	11,07	14,19	13,01	6,12
Содержание серы	0,60	0,50	0,53	0,54

Воды продуктивных пластов хлоридно-кальциевые с минерализацией 21-26 г/л, плотностью 1.015-1.020 г/с м<sup>3</sup>.

Систематизируя изменения физико-химических свойств по разрезу, можно отметить, что нефти продуктивных пластов месторождения ЮжноЧеремшанское легкие, малосернистые, с преобладанием тяжелых фракций.

Нефти недонасыщены газом. Давление насыщения ( $P_n$ ) значительно ниже пластового давления ( $P_{пл}$ ), изменяется в диапазоне от 13.8 до 18.8 МПа. Газосодержание нефтей в залежах пластов групп А и Б низкое. Нефтяной газ при стандартной сепарации жирный.

## **2.2 Характеристика текущего состояния разработки**

Южно-Черемшанское месторождение открыто в 1970 году поисковой скв. № 335. Нефтеносность первоначально связывалась с залежью пласта Б6 нижнего мела.

По окончании геолого-разведочных работ проведена переоценка запасов нефти. По состоянию изученности месторождения на 1.01.1990 г. в пределах контура нефтеносности залежи пласта Б6 выделялись запасы категории С1: геологические в объеме 10750 тыс. т, извлекаемые – 4300 тыс. т, категории С2 соответственно 9770 тыс. т и 4512 тыс. т.

В последствии каждые несколько лет производилась переоценка запасов. В настоящий момент на базе полученной информации были переоценены и утверждены в ГКЗ РФ объемы запасов нефти, которые составили:

- геологические категории С1 25837 тыс. т;
- категории С2, соответственно, 17213 тыс. т.

В конце 2004 г. был составлен проектный документ «Анализ разработки Южно-Черемшанского месторождения», который в настоящее время является действующим. Проектный документ утвержден протоколом ТО ЦКР по ХМАО № 548 от 16.12.2004 г. по 2 рекомендуемому варианту со следующими положениями:

- выделение 3 основных объектов разработки - пласт А4, А7, Б7, остальные объекты рассмотрены как объекты «второго уровня»;
- размещение скважин по треугольной сетке с расстоянием между скважинами 600м;

- общий фонд скважин – 70;
- том числе добывающих – 48;
- нагнетательных – 22;
- водозаборных - 2;
- фонд скважин для бурения – 52;
- в том числе добывающих – 32;
- нагнетательных – 18;
- водозаборных - 2;

Проектные уровни 2021 года:

- добычи нефти - 938 тыс. т.;
- жидкости - 1289 тыс. т.;
- закачки воды - 351 тыс. м<sup>3</sup>.

По объекту А4 скважины размещаются по треугольной сетке плотностью 36 га/скв. Система разработки – трехрядная блоковая. Проектные нагнетательные скважины отрабатываются на нефть в течение 2 лет. По проекту необходимо пробурить 8 горизонтальных скважин с длиной горизонтального участка 500 м.

По объекту А7 скважины размещаются по треугольной сетке плотностью 36 га/скв. Система разработки – трехрядная блоковая. Проектные нагнетательные скважины отрабатываются на нефть в течение 2 лет.

По объекту Б7 скважины размещаются по треугольной сетке плотностью 36 га/скв. Система заводнения – приконтурная, скважины осваиваются в ППД по мере технологической необходимости. Предусмотрено бурение 3 горизонтальных скважины с длиной горизонтального участка 500 м.

В настоящее время месторождение находится в стадии нарастающей добычи, добыча нефти ведётся по 18 объектам: А21, А3, А41, А42, А52, А6, А7, А9, Б41, Б52, Б61, Б62, Б71, Б72, Б82, Б92, Б10, Б13.

За 2020 г. в целом по месторождению добыто 612 тыс.т. нефти и 1720.5 тыс.т. жидкости, средний дебит скважин по нефти составил 75.5 т/сут, жидкости – 212.1 т/сут.

Около 36 % добычи нефти в общем объеме Южно-Черемшанского месторождения за 2020 год пришлось на объект А42 –215.2 тыс. т, 17.8 % или 109.1 тыс. т нефти добыто из пласта Б72, 10 % или 61.5 тыс. т – из пласта Б82, на долю остальных пластов приходится менее чем по 10 % добычи (рис. 2.2).

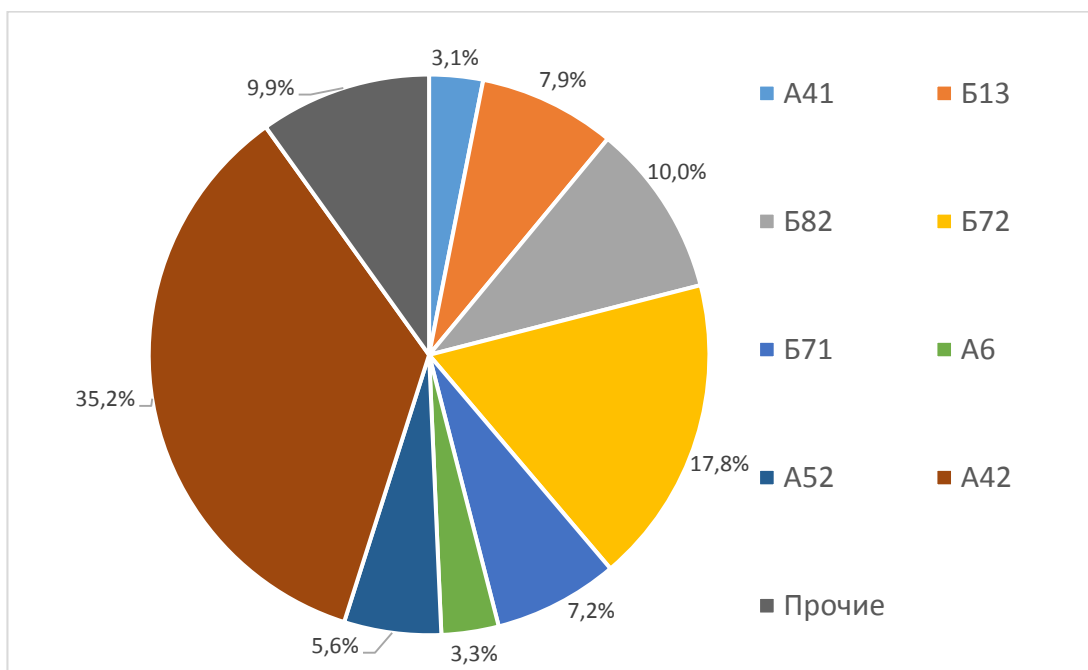


Рисунок 2.2 – Распределение годовой добычи нефти Южно-Черемшанского месторождения по объектам разработки в 2020 году

В целом по месторождению на 1.01.2021 г. добыто 2640 тыс. т нефти и 7362 тыс. т жидкости.

### **3 ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО БОРЬБЕ С НИМИ**

#### **3.1 Осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении**

Осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении связаны со следующими причинами:

- отложения АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- механические примеси;
- отложения солей;
- вредное влияние газа на работу насоса;
- коррозионный износ подземного оборудования;
- сверхнормативная кривизна скважин;
- предупреждение и ликвидация гидратных отложений;
- снижение продуктивности скважин.

При эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

#### **Отложения АСПВ**

Содержание в продукции скважин Южно-Черемшанского месторождения до 15 % асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ) определяет неблагоприятные реологические характеристики нефти для эксплуатации скважин. Процесс отложения АСПВ носит адсорбционный характер.

#### **Механические примеси**

Превышение допустимых концентраций мехпримесей в продукции нефтяных скважин на Южно-Черемшанском месторождении является серьезным осложнением при эксплуатации механическим способом. Так



выход из строя плунжеров и клапанов насоса в большей мере зависит от наличия мехпримесей в продукции скважины.

Механические примеси являются продуктами разрушения коллектора или загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок). На Южно-Черемшанском месторождении при эксплуатации скважин в режиме максимальных депрессий периодически происходит интенсивный вынос примесей из призабойной зоны. Поэтому необходимо определение допустимого забойного давления, при котором вынос механических примесей из пласта находятся в пределах технологических норм.

### **Отложения солей**

Процесс солеотложения представляет собой массовую кристаллизацию солей из перенасыщенных водных растворов в сложных гидро- и термодинамических условиях в присутствии нефтяных компонентов и других примесей, влияющих на кинетику кристаллизации и свойства осадков.

На Южно-Черемшанском месторождении выпадение осадков происходит в результате смешения разнотипных вод, заключенных в нефтяной залежи и закачиваемых в систему ППД. Для поддержания пластового давления на месторождении используется сеноманская вода.

Для предупреждения отложения солей на Южно-Черемшанском месторождении в настоящее время используются технологические, и физические методы.

Используемые технологические методы:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличения скорости водонефтяного потока в трубах;
- использования труб, оборудования с полимерными покрытиями;
- увеличение глубины спуска погружного оборудования;
- спуск «хвостовиков», предупреждающих отложение в обсадной колонне.

Физические средства профилактики солеобразования основаны на обработке добываемого флюида магнитными, электрическими и акустическими полями.

### **Вредное влияние газа.**

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

Для борьбы с этим явлением на Южно-Черемшанском месторождении применяются газовые сепараторы (якори). Для погружных электроцентробежных насосов используются газосепараторы типа МН–ГСЛ, допускающие работу насоса при содержании свободного газа на приеме до 60%. Для штанговых насосов применяются трехсекционные газопесочные якоря конструкции ТомскНИПИнефть, допускающие работу при 25 % свободного газа [10].

Одним из методов повышения стабильности работы насосного оборудования в условиях повышенного газосодержания, применяемых на Южно-Черемшанском месторождении, является увеличение глубины спуска насосов. Наилучший эффект достигается при спуске насоса ниже интервала перфорации. В этом случае увеличивается коэффициент натуральной сепарации газа за счет поворота потока в поле сил тяжести. Для обеспечения необходимого охлаждения погружного электродвигателя применяется дополнительный кожух на двигатель, обеспечивающий движение потока жидкости между корпусом двигателя и кожухом. Использование УЭЦН с кожухом ограничивает требование использования эксплуатационных колонн диаметром более 168 мм.

### **Сверхнормативная кривизна скважин.**

Кривизна скважин существенно влияет на надежность работы насосного оборудования (УЭЦН и УШСН). В процессе бурения из-за несоблюдения технологии иногда происходит сверхнормативное

искривление ствола скважин (более  $2^\circ$  на 10 м), что ухудшает условия работы насосного оборудования, а в некоторых случаях ограничивает глубину его возможного спуска.

В наклонно-направленных скважинах за счет изменения гидродинамики потоков, действия гравитационных сил (по сравнению с вертикальной скважиной) возникают условия, как правило, усиливающие негативные влияние ряда других факторов. К ним относятся:

- коррозионные и эрозионные процессы;
- парафино- и солеотложения;
- повышенные механические нагрузки за счет сил трения;
- в значительной мере осложняются условия работы узлов оборудования в наклонном положении.

Результаты статистического анализа опыта эксплуатации УЭЦН на Южно-Черемшанском месторождении показывают, что влияние искривления ствола скважины в зоне подвески насоса на МРП начинает проявляться при достижении значения около  $12^\circ$  на 10 м, а при приближении к рубежу  $1^\circ$  на 10 м это влияние начинает преобладать над влиянием других параметров [10].

Не менее важное значение имеет учет искривления в зоне спуско-подъемных операций (СПО). При больших (более  $2^\circ$  на 10 м) искривлениях ствола в интервале спуска-подъема, в особенности при высокой скорости СПО, повышается вероятность «полета» УЭЦН или возникновения остаточных деформаций узлов установки, что сокращает МРП.

При эксплуатации УШСН сверхнормативная кривизна сильно сказывается на интенсивности износа штанг, пары плунжер-цилиндр, клапанов насоса, в результате чего снижается МРП.

Перед спуском насоса в скважину на месторождении производится поинтервальный (10 м) расчет параметров кривизны скважин для выявления «опасных» участков по компьютерной программе «Трасса». При выявлении опасных участков соблюдаются меры предосторожности при спуско-

подъемных операциях с УЭЦН. Знание опасных интервалов в стволе скважины помогает также правильной расстановке центраторов на штангах при эксплуатации УШСН [10].

Для определения предельно допустимой кривизны скважины применяется шаблон-калибр с самописцем конструкции ВНИИГИС (г. Октябрьский, Башкортостан), позволяющим регистрировать максимальные усилия при спуске по всей глубине скважины [10].

### **3.2 Предлагаемые способы борьбы с осложнениями на Южно-Черемшанском месторождении**

Рассмотрим некоторые предложения по совершенствованию методов борьбы с осложнениями на Южно-Черемшанском месторождении. Основной проблемой на месторождении является снижение продуктивности скважин из-за возникающих осложнений: отложения АСПВ, механические примеси, отложения солей, вредное влияние газа, гидратные отложения.

Для Южно-Черемшанского месторождения предлагается в 2021 году провести комплекс мероприятий на 9 скважинах, включающий в себя борьбу с осложнениями по следующим направлениям:

- 1) Борьба с отложениями АСПВ.
- 2) Борьба с механическими примесями.
- 3) Борьба с отложениями солей.
- 4) Борьба с вредным влиянием газа.
- 5) Борьба с гидратными отложениями.

Рассмотрим данные мероприятия более подробно.

#### **Отложения АСПВ**

В настоящее время известны шесть направлений предупреждения и борьбы с АСПВ: механические, тепловые, химические, магнитные, микробиологические и регулирование режимов эксплуатации.

Самыми распространенными способами в промышленной практике являются промывка скважины горячей нефтью и прогрев паром. Но для скважин, оборудованных УЭЦН, такой способ опасен тем, что может нарушиться полимерная изоляция питающего электрокабеля, поэтому температура теплоносителя не должна быть более 70<sup>о</sup>С. Для УШГН следует применять традиционные тепловые методы предупреждения образования АСПВ – с использованием агрегатов для депарафинизации АДП-4 или АДПМ-16/150.

Способ периодических горячих промывок или пропарок достаточно трудоемок и малоэффективен технологически: в период между промывками скважина монотонно снижает дебит, что приводит к потере нефти.

Также эффективно применение скребков-центраторов. Скребки-центраторы изготавливаются из полимерных материалов. Они имеют двойной эффект: выполняют функции скребка и предохраняют от износа систему «НКТ-штанга-муфта».

Из новых методов возможно использование магнитных устройств, например магнитное устройство для обработки жидкости (МОЖ) разработки АО «Оренбургнефть».

Принцип работы МОЖ основан на том, что после прохождения жидкости через зазор между стенками трубы и поверхностью магнитного устройства в потоке образуется огромное количество дополнительных центров кристаллизации и флотационного выноса. Они представляют собой газовые электрически заряженные микропузырьки, сформированные на коллоидных микропримесях.

Форма корпуса МОЖ сконструирована так, что магнитный эффект усиливается гидравлическим, в результате чего происходит формирование АСПВ в объеме с последующим флотационным их выносом на устье скважины.

Эффективность применения МОЖ подтверждена на многих месторождениях [10].

## **Механические примеси**

Для Южно-Черемшанского месторождения актуальными способами борьбы с механическими примесями могут стать:

- планировать промывку забоев скважин при проведении текущих ремонтов;
- очистка НКТ от коррозии, песка, солей [11].

## **Отложения солей**

Наиболее прогрессивным методом борьбы с солеотложением, который фактически не используется на Южно-Черемшанском месторождении является химический метод с использованием ингибиторов солеотложений.

К ингибиторам отложения солей предъявляются следующие требования:

- реагенты должны быть совместимы с минерализованной водой;
- иметь низкие температуры застывания, вязкость и коррозионность;
- обладать хорошими адсорбционно-десорбционными характеристиками, температурной устойчивостью, минимальной токсичностью.

Подбор ингибиторов может осуществляться на основании методики прогнозирования выпадения солей на ПЭВМ. Испытанными ингибиторами отечественного производства являются ОЭДФ, ИСБ-1, ДПФ-1Н, СНПХ-5306, ПАФ-13А и ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, корексит 7642 [12].

Эффективность предупреждения солеотложений зависит от точности выполнения технологии подачи ингибитора и периодичности обработок скважин. Ингибиторы следует применять по двум технологиям: периодической задавкой в призабойную зону пласта и постоянной дозировкой в затрубное пространство скважин.

Непрерывную подачу ингибитора осуществляют при отложении солей выше приёма насоса. Метод эффективен в скважинах с низким уровнем потока жидкости, где химические реагенты циркулируют соответствующим образом. При обработке скважин ингибитором солеотложения методом

закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. Удельный расход реагентов типа ПАФ – 10 г/т попутно добываемой воды. Существует третий метод подачи жидких ингибиторов в скважину – периодическая дозировка в затрубное пространство.

Недостатком ингибиторов в жидкой товарной форме является быстрый вынос больших количеств реагента в первоначальный период после пуска скважины в работу. Данный факт отмечается при подаче ингибиторов периодической задавкой в призабойную зону пласта и периодической дозировкой в затрубное пространство скважин. Создать постоянную концентрацию реагента в добываемой жидкости на всё расчётное время предупреждения отложения солей можно с помощью ингибитора в твёрдой товарной форме. Оптимальная дозировка ингибитора составляет 1-2 г/т попутно добываемой воды. Реагент представляет собой прессованную массу в виде цилиндров, размещённых в контейнере.

Оборудование, необходимой при использовании ингибиторов в жидкой товарной форме: цементируемый агрегат ЦА-320А, ЦА-320М, дозировочные устройства типа НД, БР-2.5, УДЭ, УДС, автоцистерны ЦР-7АП, АЦН-7.5, АЦН-11 [12].

Для применения ингибитора в твёрдой товарной форме необходим контейнер, изготовленный из НКТ.

### **Вредное влияние газа.**

При интенсивной эксплуатации скважин при забойном давлении ниже давления насыщения особое внимание следует уделять оценке условий на приеме насоса, так как небольшие изменения давления могут приводить к значительному изменению истинного содержания свободного газа в нефти. Рекомендуется подбор и оптимизацию режимов эксплуатации насосного оборудования проводить на основе известных корреляций для многофазных потоков с использованием современных программных комплексов типа WellFlo (Edinburgh Petroleum Services), SubPump (IHS Energy-Schlumberger) -

для УЭЦН, а также программ «Автотехнолог» (РГУ им. Губкина), либо PumpPro (ООО "Нефтеспецтехника", Тюмень) - для УШСН [12].

### **Предупреждение и ликвидация гидратных отложений.**

Для предотвращения и удаления гидратных отложений необходимо использовать ингибитор СНПХ-7920 и удалитель СНПХ-7920. Применение этих реагентов проводится по схеме периодического дозирования (подачей реагента в затрубное пространство).

Кроме химического метода ликвидации гидратных отложений перспективны следующие методы:

- прогрев колонны НКТ через затрубное пространство;
- промывка под давлением горячим раствором хлористого кальция;
- разложение пробки с помощью электронагревателя большой длины;
- прогрев гидратной пробки ТЭНами.

Для предупреждения гидратообразований в нефтяных скважинах рекомендуется осуществлять:

- периодический подогрев лифтовых труб работающей скважины промывкой горячей нефтью;
- очистку внутренней поверхности НКТ механическими скребками;
- периодический или постоянный ввод антигидратного ингибитора.

Рассмотрим эффективность применения предлагаемого комплекса мероприятий. Для этого на основе данных дебита скважин месторождения, а также на основе данных исследований [10], составим прогноз показателей добычи нефти при успешном применении предложенных методов на Южно-Черемшанском месторождении.

Для анализа сведем необходимые данные в таблицу 3.1



Таблица 3.1 – Исходные данные для расчета эффективности применения комплекса мероприятий по борьбе с осложнениями на Южно-Черемшанском месторождении.

Наименование	Ед.изм.	2021	2022	2023
Количество проводимых мероприятий	скв.	9	-	-
Средний прирост дебита нефти после проведения мероприятий	т/сут	9,6	9,8	6,9
Доп добыча нефти	тыс. т	9,0	30,4	21,4
Затраты на комплекс мероприятий	тыс. руб.	61299		
Цена 1т нефти	руб.	6000	6000	6000
Себестоимость 1т нефти	руб.	2319	2456	2617
Налог на прибыль	%	20	20	20
Налог на имущество	%	2,0	2,0	2,0
Норма дисконта E		0,15	0,15	

Для рассматриваемого проекта прирост выручки должен быть вызван увеличением объема реализации нефти, дополнительно полученным от борьбы с осложнениями предложенным комплексом мер.

Экономическими критериями эффективности реализации проекта являются:

- прирост потока денежной наличности;
- прирост чистой текущей стоимости;
- срок окупаемости;
- коэффициент отдачи капитала;
- внутренняя норма рентабельности;
- чувствительность проекта к риску.

Текущие затраты на проведение работ по реализации мероприятия составляют стоимость работ бригады капитального ремонта скважин (КРС), затраты на работу геоинформационных систем (ГИС), пункты временного размещения (ПВР), ремонтно-изоляционные работы (РИР). За первый год реализации проекта текущие затраты составят 52 406,8 т. руб.

Выручка за 2021 год от проведения мероприятия рассчитывается по формуле:

$$V = Q_{\text{доп}} * C = 9,04 * 6,000 = 54\,240,0 \text{ т. руб.} \quad (3.1)$$

где  $Q_{\text{доп}}$  – дополнительная добыча нефти, т.т.,

$C$  – цена 1 тонны нефти, т. руб.

Прирост прибыли от реализации рассчитывается по формуле:

$$\text{Преал} = Q_{\text{н}} * (C - C_{\text{с}}) = 9,04 * (6,000 - 8,074) = -18\,748,9 \text{ т. руб.} \quad (3.2)$$

где  $Q_{\text{н}}$  – дополнительная добыча нефти, т.т.,

$C$  – цена 1 тонны нефти, т. руб.,

$C_{\text{с}}$  – себестоимость 1т. нефти, т. руб.

Если по проекту используется новое оборудование (как в нашем случае), то налог на имущество рассчитывается по формуле:

$$\text{Ним} = C_{\text{об}} * \text{Ним} / 100 = 8\,895,082 * 2,0 / 100 = 177,902 \text{ т. руб.} \quad (3.3)$$

где  $\text{Ним}$  – налог на имущество, т. руб.,

$\text{Ним}$  – ставка налога на имущество, % (в 2021 г. составляет 2,0 %),

$C_{\text{об}}$  – стоимость нового оборудования, т. руб.

Прибыль, облагаемая налогом, рассчитывается по формуле:

$$\text{Побл} = \text{Преал} + \text{Пвыб} - \text{Ним} \quad (3.4)$$

где  $\text{Побл}$  – прибыль, облагаемая налогом, т. руб.,

$\text{Ним}$  – налог на имущество, т. руб.,

$\text{Преал}$  – прибыль от реализации, т. руб.,

$\text{Пвыб}$  – прибыль от реализации выбывшего имущества в связи с проведением мероприятия, т. руб.

$$\text{Побл} = -18\,748,9 + 0 - 177,902 = -18\,926,80 \text{ т. руб.},$$

В условиях рассматриваемого проекта  $\text{Пвыб} = 0$ , так как оборудование, выбывшее при проведении указанного комплекса мероприятий, не реализуется, а продолжает использоваться на других проектах.

Налог на прибыль рассчитывается по формуле:

$$\text{Нпр} = \text{Побл} * \text{Нпр} / 100, \quad (3.5)$$

где  $\text{Нпр}$  – налог на прибыль, т. руб.,

Побл – прибыль, облагаемая налогом, т. руб.,

Нпр – ставка налога на прибыль, %.

В связи с тем, что в первом году реализации проекта прибыль, облагаемая налогом отрицательная (-18 926,80 тыс. руб.), то и налог на прибыль в первом году реализации проекта не платится.

Основную часть налоговых выплат составляет налог на добычу полезных ископаемых (НДПИ), и с учетом всех налогов, общая налоговая выплата в первый год реализации проекта составит:

$$Н = Нпр + Ним + НДПИ = 0 + 177,9 + 18\,196,8 = 18\,374,7 \text{ тыс. руб.}, \quad (3.6)$$

где Нпр – налог на прибыль, т. руб.,

Ним – налог на имущество, т. руб.

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых, т. Руб.

Поток денежной наличности рассчитывается по следующей формуле:

$$ПДН = В - И - К - Н, \quad (3.7)$$

Где В-выручка от проведения мероприятия, тыс. р.,

И - текущие затраты, тыс. р.,

К - капитальные затраты, тыс. р.,

Н - величина налоговых выплат, тыс. р.

Таким образом, по формуле (3.7) вычислим ПДН для рассматриваемого проекта в первый год реализации:

$$ПДН = 54\,240,0 - 52\,406,8 - 8\,895,082 - 18\,374,7 = -25\,436,6 \text{ тыс. руб.}$$

Аналогично рассчитаем показатели для последующих лет реализации проекта и сведем полученные данные в таблицу 3.2.

По графику динамики НПДН и ЧТС можно определить срок окупаемости затрат (Ток) – это точка пересечения НПДН и ЧТС с осью абсцисс.

Индекс доходности капитала можно определить по формуле:

$$ИД = 1 + (ЧТС/З), \quad (3.8)$$

где ЧТС - чистая текущая стоимость, тыс. руб.,

З - затраты на мероприятие, тыс. руб.

В соответствии с формулой (3.8), вычисляем ИД для рассматриваемого проекта:

$$\text{ИД} = 1 + 163\,263,1 / 61\,301,9 = 3,66 \text{ ед.}$$

Таблица 3.2 – Расчет экономических показателей

Показатели	Ед.изм.	2021	2022	2023
Прирост добычи	тыс. тонн	9,04	30,45	21,42
Прирост выручки	тыс. руб.	54210	182676	128520
Текущие затраты	тыс. руб.	52407	0	0
Затраты на мероприятие	тыс. руб.	61302	0	0
Прирост прибыли	тыс. руб.	-18740	112081	75904
Прибыль, облагаемая налогом	тыс. руб.	-18935	112081	75904
Налоговые выплаты всего	тыс. руб.	18392	88219	61358
в т.ч. налог на прибыль	тыс. руб.	0	26899	18217
в т.ч. налог на имущество	тыс. руб.	196	0	0
Показатель долговой нагрузки (ПДН)	тыс. руб.	-25484	94457	67162
Накопленный ПДН	тыс. руб.	-25484	68972	136134
Коэффициент дисконтирования		0,89	0,71	
Дисконтированный ПДН	тыс. руб.	-22754	75300	47805
Чистая текущая стоимость (ЧТС)	тыс. руб.	-22754	52546	100351

Таким образом, по нашему прогнозу, ЧТС проекта проведения комплекса мероприятий по борьбе с осложнениями на 9 (девяти) скважинах на Южно-Черемшанском месторождении составит 100351 тыс. руб. Можно говорить о прогнозной эффективности применения предлагаемого комплекса мероприятий на Южно-Черемшанском месторождении.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Бюджет проекта – не более 160 000 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 130 000 руб.</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 4,2 баллов из 5</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Отчисления во внебюджетные фонды 30,2 %. (НК РФ)</i>

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Анализ и оценка конкурентоспособности НИ. SWOT-анализ</i>
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Определение структуры выполнения НИ. Определение трудоемкости работ. Разработка графика проведения исследования. Расчет бюджетной стоимости НИ по разработке стенда</i>
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Определение: интегрального финансового показателя; интегрального показателя ресурсоэффективности; интегрального показателя эффективности</i>

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. <i>Карта сегментирования</i>
2. <i>Матрица SWOT</i>
3. <i>График проведения НИ</i>

<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 ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон. наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович		

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

В настоящей работе рассматриваются методы защиты от осложнений внутрипромыслового оборудования на Южно-Черемшанском нефтяном месторождении.

Объектом исследования является Южно-Черемшанское НГКМ.

Обоснование целесообразности проведения исследовательских работ является целью раздела «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение».

Для Южно-Черемшанского месторождения предлагается в 2021 году провести комплекс мероприятий на 9 скважинах, включающий в себя борьбу с осложнениями по следующим направлениям: борьба с отложениями АСПВ; борьба с механическими примесями; борьба с отложениями солей; борьба с вредным влиянием газа; борьба с гидратными отложениями.

Данный раздел, предусматривает рассмотрение следующих задач:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

исследования.

### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

#### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

По результатам проведенного сегментирования рынка были определены основные сегменты, а также выбраны наиболее благоприятные.

Профиль	Вид услуги		
	Проектирование	Мониторинг	Оптимизация
Экономический	○		
Охрана труда	○		○
Охрана окружающей среды			○

Рисунок 4.1 - Карта сегментирования рынка услуг



Таким образом, наиболее благоприятным сегментом и направлением для исследования был выбран проект реализации комплекса мероприятий по борьбе с осложнениями на базе Южно-Черемшанского месторождения.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим конкурентам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения.

Таблица 4.1 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений проведения комплекса мер по борьбе с осложнениями на Южно-Черемшанском месторождении

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б <sub>ф</sub>	Б <sub>к1</sub>	Б <sub>к2</sub>	К <sub>ф</sub>	К <sub>к1</sub>	К <sub>к2</sub>
1	2	3	4	5	6	7	8
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение производительности	0,15	4	3	2	0,6	0,45	0,3
2. Удобство в эксплуатации	0,05	3	3	3	0,15	0,15	0,15
3. Энергоэкономичность	0,08	5	4	4	0,4	0,32	0,32
4. Надежность	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
5. Безопасность	0,1	5	5	5	0,5	0,5	0,5
6. Простота эксплуатации	0,05	4	3	3	0,2	0,15	0,15
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
1. Конкурентоспособность продукта	0,11	4	3	3	0,44	0,33	0,33
2. Уровень проникновения на рынок	0,05	1	2	2	0,05	0,1	0,1
3. Цена	0,08	4	4	3	0,32	0,32	0,24
4. Предполагаемый срок эксплуатации	0,07	4	4	4	0,28	0,28	0,28
5. Финансирование научной разработки	0,08	3	5	4	0,24	0,4	0,32
6. Срок выхода на рынок	0,05	4	4	4	0,2	0,2	0,2
7. Наличие сертификации разработки	0,05	1	3	3	0,05	0,15	0,15
<b>Итого</b>	<b>1</b>				<b>3,83</b>	<b>3,59</b>	<b>3,28</b>

Б<sub>к1</sub>–повышение нефтеотдачи путем борьбы с механическими примесями через промывку забоев скважин при проведении текущихремонтов,

Б<sub>к2</sub> – повышение нефтеотдачи путем борьбы с отложениями солей через с использование ингибиторов солеотложений.

Рассматриваемые в проекте решения имеют наиболее высокий коэффициент конкурентоспособности в сравнении с конкурентами.

#### 4.1.3 SWOT-анализ

Одной из методик анализа сильных и слабых сторон предприятия, его внешних благоприятных возможностей и угроз является SWOT-анализ (таблица 4.2).



Анализируя таблицу SWOT-анализа можем сказать, что предлагаемый комплекс мероприятий имеет достаточно сильных сторон и возможностей.

Основной слабой стороной является зависимость от иностранных сервисных компаний, которые предоставляют услуги по ремонту и модернизации оборудования.

Таблица 4.2 – Swot-анализ комплекса мер по борьбе с осложнениями на Южно-Черемшанском НГКМ

	Возможности	Угрозы
	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение современных технологий и оборудования</li> <li>2. Применение современных методов</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Штрафы за нарушение экологического законодательства</li> <li>2. Устаревание технологий и оборудования</li> </ol>
<p>Сильные стороны</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Высококвалифицированный персонал</li> <li>2. Наличие необходимого оборудования.</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Проведение комплекса мер по борьбе с осложнениями</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам</li> <li>2. Регулярное проведение модернизации</li> </ol>
<p>Слабые стороны</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Сложность геологического строения, кривизна скважин</li> <li>2. Зависимость от иностранных поставщиков услуг ремонтного обслуживания</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Применение современных технологий при бурении новых скважин</li> <li>2. Переход на услуги отечественных сервисных компаний</li> </ol>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Строгое следование всем правилам и экологическим нормам</li> </ol>

При этом стоит говорить о необходимости постоянной модернизации технологий и оборудования. Кроме того, важной задачей является соблюдение экологического законодательства.

## 4.2 Планирование научно – исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой входят Инженер, научный руководитель, консультант по части социальной ответственности (СО) и консультант по экономической части (ЭЧ) ВКР. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Составим перечень этапов и работ в рамках проведения научного исследования, проведем распределение исполнителей по видам работ. Примерный порядок составления этапов и работ, распределение исполнителей по данным видам работ приведен в таблице 4.3

Таблица 4.3 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер
	6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель, Инженер
	7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель
	9	Определение целесообразности проведения ОКР	Инженер, руководитель

Продолжение таблицы 4.3

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность Исполнителя
<i>Проведение ОКР</i>			
Разработка технической документации и проектирование	10	Сбор информации по охране труда	Инженер
	11	Оформление результатов по охране труда	Инженер
	12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер
	13	Оформление экономической части работы	Инженер
Оформление отчета по НИР (комплекта документации по ОКР)	14	Составление пояснительной записки	Инженер, руководитель

4.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Трудоемкость выполнения проекта оценивается экспертным путем в человеко-днях и носит вероятностный характер, т.к. зависит от множества трудно учитываемых факторов. Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется следующая формула:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (4.1)$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы чел.-дн.;  $t_{\min i}$  – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: наиболее благоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.;  $t_{\max i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предположении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), чел.-дн.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая

параллельность выполнения работ несколькими исполнителями. Такое вычисление необходимо для обоснованного расчета заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность одной работы, раб.дн.;  $t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;  $Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

График проведения научного исследования приведен в табл. 4.4  
Календарный план-график проведения исследования представлен в табл. 4.5

Таблица 4.4 – Временные показатели проведения научного исследования

№ этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Продолжительность работ			$T_{pi}$ (дн)
			$t_{min}$ (дн)	$t_{max}$ (дн)	$t_{ож}$ (дн)	
1	2	3	4	5	6	7
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	1	1	1
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	2	2	2	2
3	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	1 2	1 5	1 3	1 3
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	1 4	1 10	1 7	1 7
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер	3	8	6	6
6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель, Инженер	1 3	1 5	1 4	1 4
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер	3	5	4	4
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6	6	6	6

Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель, Инженер	10 3	12 5	11 4	11 4
10	Сбор информации по охране труда	Инженер	3	5	4	4
11	Оформление результатов по охране труда	Инженер	3	5	4	4
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер	2	4	3	3
13	Оформление экономической части работы	Инженер	2	4	3	3
14	Составление пояснительной записки	Руководитель, Инженер	1 9	1 14	1 12	1 12
	Всего дней	Руководитель, Инженер				22 56

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

№ Этапа	Наименование этапа	Кол-во человек	Трi (дни)	Рабочие дни								
				10	20	30	40	50	60	70		
1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель	1	■								
2	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	2	■								
3	Выбор направления исследований	Руководитель	1	■								
		Инженер	3	■								
4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель	1	■								
		Инженер	7	■	■							
5	Проведение теоретических исследований, изучение литературы	Инженер	6		■	■						
6	Построение и проведение экспериментов (расчетов)	Руководитель	1				■					
		Инженер	4				■	■				
7	Сопоставление результатов экспериментов с теоретическими данными	Инженер	4				■	■				
8	Оценка эффективности полученных результатов	Руководитель	6				■	■	■			
9	Определение целесообразности проведения ОКР	Руководитель	11				■	■	■	■		
		Инженер	4						■	■		
10	Сбор информации по охране труда	Инженер	4						■	■		
11	Оформление результатов по охране труда	Инженер	4							■	■	
12	Подбор данных для выполнения экономической части работы	Инженер	3								■	■
13	Оформление экономической части работы	Инженер	3									■
14	Составление пояснительной записки	Руководитель	1									■
		Инженер	12									

■ - Руководитель      ■ - Инженер

### 4.3 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета научного исследования должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов планируемых затрат (расходов), необходимых для его выполнения:

- материальные затраты ;
- затраты на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы.

В процессе формирования бюджета, планируемые затраты группируются по статьям, представленным в таблице.

#### 4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

Материальные затраты для НТИ сводятся к затратам на канцелярию, которые учитываются в накладных расходах.

#### 4.3.2 Затраты на оборудование

Все расчеты по приобретению спецоборудования, включая 15% на затраты по доставке и монтажу, отображены в таблице 4.6

Таблица 4.6 – Расчет затрат на оборудование для научных работ

Наименование оборудования	Кол-во	Стоимость с НДС, руб.
Персональный компьютер	1	51480

Рассчитаем амортизацию оборудования

Используется формула

$$C_{AM} = \frac{N_A * Ц_{OB} * t_{pf} * n}{F_d}, \quad (4.4)$$

где  $N_A$  – годовая норма амортизации единицы оборудования (0,4);

$C_{об}$  – балансовая стоимость единицы оборудования с учетом ТЗР. При невозможности получить соответствующие данные из бухгалтерии она может быть заменена действующей ценой, содержащейся в ценниках, прейскурантах и т.п.;

$F_d$  – действительный годовой фонд времени соответствующего оборудования, берется из специальных справочников или фактического режима его использования в текущем календарном году. При этом второй вариант позволяет получить более объективную оценку  $C_{ам}$ .

$T_{рф}$  – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта, учитывается исполнителем проекта;

$n$  – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Время использования оборудования составило 336 часов, тогда амортизация:

$$C_{ам}(ПК) = (0,4 * 51480 * 336 * 1) / 2408 = 2873,30 \text{ руб.}$$

#### 4.3.3 Расчет основной и дополнительной заработной платы

Численность исполнителей принимается как  $N_{рук}=1$ ,  $N_{исп}=1$ , общее число исполнителей – 2 человек.

Расчет эффективного рабочего времени одного исполнителя сведен в табл. 4.7

Таблица 4.7 – Баланс рабочего времени

Показатели рабочего времени	Руководитель	Исполнитель
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней - выходные дни/праздничные дни	66	66
Номинальный фонд рабочего времени		
Потери рабочего времени - отпуск/невыходы по болезни	56	52
Эффективный фонд рабочего времени	243	247



Статья включает основную заработную плату работников, непосредственно занятых выполнением проекта, (включая премии, доплаты) и дополнительную заработную плату.

$$C_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.5)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя (лаборанта, инженера) от предприятия (при наличии руководителя от предприятия) рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.6)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_{р}$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;  $Z_{дн}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{дн} = \frac{Z_{м} \cdot M}{F_{д}}, \quad (4.7)$$

где  $Z_{м}$  – месячный должностной оклад работника, руб.;  $M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года;

$F_{д}$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дн.

Месячный должностной оклад работника:

$$Z_{м} = Z_{б} \cdot (k_{пр} + k_{д}) \cdot k_{р}, \quad (4.8)$$

где  $Z_{б}$  – базовый оклад, руб.;  $k_{пр}$  – премиальный коэффициент, (определяется Положением об оплате труда);  $k_{д}$  – коэффициент доплат и надбавок;  $k_{р}$  – районный коэффициент, равный 1,3 (для Томска).

$$Z_{зп} = Z_{осн} + Z_{доп}, \quad (4.9)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата;  $Z_{доп}$  – дополнительная заработная плата (12-20% от  $Z_{осн}$ )

Основная заработная плата руководителя(от ТПУ) рассчитывается на основании отраслевой оплаты труда.

Основная заработная плата ( $Z_{осн}$ ) руководителя от предприятия рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_{раб}, \quad (4.10)$$

где  $Z_{осн}$  – основная заработная плата одного работника;  $T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником, раб. дн.;

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а так же выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по следующей формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{осн}, \quad (4.11)$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимается равным 0,12-0,15)

Таблица 4.8 – Расчёт основной и дополнительной заработной платы

Исполнители	$Z_б$ , руб.	$k_p$	$Z_m$ ,руб	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб. дн.	$Z_{осн}$ , руб.	$Z_{доп}$
Руководитель	33162,9	1,3	43111,8	2128,98	22	46837,48	7025,62
Инженер	12800	1,3	16640	736,83	56	41262,29	6189,34

Рассчитываем отчисления на социальные нужды (30,2% ):

$$Q_{соц.н.} = 0,302 * ЗП, \text{руб.}, \quad (4.12)$$

Таблица 4.9 – Заработанная плата одного исполнителя НИР

	<b>Заработная плата</b>	<b>Социальные отчисления</b>
Руководитель	53863,10	16266,66
Исполнитель	47451,63	14330,39
<b>ИТОГО</b>	<b>101314,73</b>	<b>30597,05</b>

#### 4.3.4 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, не попавшие в предыдущие статьи расходов: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи, электроэнергии, почтовые и телеграфные расходы, размножение материалов и т.д. Их величина определяется по следующей формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей } 1 \div 7) \cdot k_{\text{нр}}, \quad (4.12)$$

где  $k_{\text{нр}}$  – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величину коэффициента накладных расходов можно взять в размере 16%.

#### 4.3.5 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанная величина затрат научно-исследовательской работы является основой для формирования бюджета затрат проекта, который при формировании договора с заказчиком защищается научной организацией в качестве нижнего предела затрат на разработку научно-технической продукции.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект по каждому варианту исполнения приведен в табл. 4.10.

Таблица 4.10 - Расчет бюджета затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	2	3	4
1. Амортизационные отчисления*	2873,30	2907,51	2821,99
2. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	88099,77	88099,77	86526,56
3. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	13214,96	13214,96	12978,98
4. Отчисления во внебюджетные фонды	30597,05	30597,05	30050,67
5. Накладные расходы	21565,6	21571,1	21180,5
<b>6. Бюджет затрат НТИ</b>	<b>156350,7</b>	<b>156390,4</b>	<b>153558,7</b>

\*Для Исп 2 и Исп 3 срок работы оборудования составляет 340 и 330 часов соответственно

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности.

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (4.13)$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;  $\Phi_{ri}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;  $\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше единицы, но больше нуля).

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (4.14)$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности для  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $a_i$  – весовой коэффициент  $i$ -го варианта исполнения разработки;  $b_i^a, b_i^p$  – балльная оценка  $i$ -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;  $n$  – число параметров сравнения.

Таблица 4.11 - Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,997	1	0,995
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,45	4,05	3,9
3	Интегральный показатель эффективности	4,45	4,13	4,06
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,93	0,91

В результате выполнения изначально сформулированных целей раздела, можно сделать следующие выводы:

Результатом проведенного анализа конкурентных технических решений является выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 75 дней, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 56 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 22;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на разработку проекта, которые составляют 216067,49 руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать выводы:

Значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,997, что является показателем того, что ИР не уступает аналогам по выгодности;

Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,05 и 3,9;

Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 4,45, по сравнению с 4,13 и 4,06, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом исполнения.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович

<b>Школа</b>	<b>Отделение (НОЦ)</b>
<b>Уровень образования</b>	<b>Направление/специальность</b>

Тема ВКР:

Комплексные методы защиты от осложнений внутрипромыслового оборудования на Южно-Черемшанском нефтяном месторождении (Томская область)

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Объект исследования – Южно-Черемшанское НГКМ. Предмет исследования – методы защиты от осложнений внутрипромыслового оборудования. Полевой этап проводится на Южно-Черемшанском месторождении Камеральный этап проводится на специализированном оборудовании (ЭВМ), рабочее место оборудовано на стационарной базе. Площадь отапливаемого помещения 15 м<sup>2</sup>, с применением искусственного освещения смешанного типа. Область применения: нефтегазовая отрасль.</p>
---	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<p><b>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b></p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</li> </ul>	<p>ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны СНиП 23-05-95* Естественное и искусственное освещение. ГОСТ 30852.19-2002 (МЭК 60079-20:1996) Электрооборудование взрывозащищенное. Часть 20. Данные по горючим газам и парам, относящиеся к эксплуатации электрооборудования</p>
<p><b>2. Производственная безопасность:</b></p> <p>2.1. Анализ выявленных вредных и опасных факторов</p> <p>2.2. Обоснование мероприятий по снижению воздействия</p>	<p>Полевой этап: Отклонение показателей климата на открытом воздухе; Повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; Электрический ток.</p>

	<p>Камеральный этап:          Электромагнитное поле;          Повышенный уровень шума;          Отклонение показателей микроклимата от допустимых значений;          Недостаточная освещенность рабочей зоны.          Электрический ток</p>
<b>3. Экологическая безопасность:</b>	<p>Воздействие на окружающую среду оказывают поисковые и разведочные скважины, отстойники, источники теплоснабжения, их отходы и строительство временных автодорог (зимников), утилизация ТБО.</p>
<b>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	<p>Основным вероятным ЧС на объекте является пожар.</p>

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	К.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б6В2	Казак Сергей Олегович		



## **5 Социальная ответственность**

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

1. К работам на опасном производственном объекте допускаются лица не моложе 18-ти лет, имеющие соответствующую квалификацию и не имеющие медицинских противопоказаний.

2. Все работники сторонней подрядной организации, участвующие в производстве работ, должны:

- пройти обучение правилам оказания первой помощи в установленном порядке;

- пройти вводный инструктаж у начальника структурного подразделения Заказчика, первичный инструктаж по охране труда у начальника соответствующей службы (участка) структурного подразделения Заказчика с регистрацией в соответствующих журналах.

3. Рабочий персонал сторонней подрядной организации, участвующий в производстве работ, должен: перед началом работ повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) получить целевой инструктаж по охране труда у лица, ответственного за безопасное проведение работ; выполнять работы повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) только при наличии наряда-допуска, оформленного в соответствии с требованиями «Регламента организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности и оформления нарядов-допусков...», с соблюдением мер безопасности изложенных в наряде-допуске, инструкциях и т.д.;

- в процессе выполнения работ правильно и своевременно применять полученные средства индивидуальной защиты;

- в процессе выполнения работ применять только исправные инструменты и приспособления.

4. ИТР сторонней подрядной организации, участвующие в производстве работ, должны:

- до начала работ должны пройти проверку знаний промышленной безопасности в аттестационной комиссии своей организации с участием представителя Ростехнадзора России и оформлением соответствующего протокола. Руководители подрядчика, участвующие в аттестации своих работников должны быть предварительно аттестованы в территориальном органе Ростехнадзора;

- до начала работ должны пройти проверку знаний правил и норм безопасности в комиссии филиала Заказчика с участием представителя Ростехнадзора России и оформлением соответствующего протокола;

- до начала работ ознакомить с ППР под роспись всех работников, обеспечить персонал спецодеждой, спецобувью и другими СИЗ в соответствии с действующими нормами, исправными инструментами и приспособлениями, а при производстве работ контролировать правильное и своевременное применение их персоналом в процессе производства конкретновида выполняемых работ;

- перед началом работ повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) провести целевой инструктаж по охране труда персоналу, участвующему в проведении работ;

- выполнять работы повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы) только при наличии наряда-допуска, оформленного в соответствии с требованиями «Регламента организации огневых, газоопасных и других работ повышенной опасности и оформления нарядов-допусков...», с организацией и соблюдением мер безопасности изложенных в наряде-допуске, инструкциях и т.д.

5. ИТР сторонней подрядной организации, назначенные ответственными за безопасное проведение работ повышенной опасности (включая огневые и газоопасные работы), должны постоянно находиться на месте проведения работ. При необходимости покинуть место проведения

работ, работы должны быть приостановлены, персонал выведен за пределы рабочей площадки.

6. Место проведения работ должно быть обеспечено освещением в соответствии с действующими нормами без оказания слепящего действия, а также соответствующее ограждение, установленные предупредительные и информационные знаки и плакаты. Строительная площадка, участки работ, рабочие места, проезды и подходы к ним в темное время суток должны быть освещены в светильниками с лампами типа ДРЛ и типа НЛВД через 7 м (ширина площадки от 20 до 150 м) и прожекторами с ЛН и лампами ДРИ (ширина площадки от 150 до 300 м) ГОСТ 12.1.046-85

7. Для переодевания и отдыха работников должно быть предусмотрено соответствующее помещение (передвижной вагончик и т.д.), оборудованное освещением, отоплением и вентиляцией в соответствии с действующими нормами.

8. На месте проведения работ должна находиться медицинская аптечка с медикаментами с не истекшим сроком годности, другими средствами оказания первой доврачебной помощи (бинт, жгут и т.д.). В каждой бригаде должен быть ответственный за состояние аптечки. Оказать первую (доврачебную) помощь пострадавшим должен уметь каждый работник.

9. Издаётся приказ по ООО «ПТПС» о назначении ответственных лиц за организацию и безопасное производство работ.

10. Обеспечить устойчивую двухстороннюю связь с оператором ЛПУ.

11. Администрация генподрядной организации должна своевременно оповещать все свои подразделения и субподрядные организации о резких переменах погоды (ураганный ветер, снегопад, гроза, и т.д.)

12. Строительные площадки должны быть обеспечены первичными средствами пожаротушения, а именно ящиком с песком, асбестовым полотном, огнетушителями.

13. Территория строительной площадки должна быть спланирована так, чтобы сток поверхностных вод осуществлялся за счет соответствующих

уклонов и устройства водоотводных канав. Застой воды на строительной площадке, подъездных дорогах не допускается.

14. Расследование и учет несчастных случаев на производстве осуществляется в соответствии с Постановлением Минтруда РФ от 24.10.2002 г. №73 «Об утверждении форм документов, необходимых для расследования и учета несчастных случаев на производстве, и Положения об особенностях расследования несчастных случаев на производстве в отдельных отраслях и организациях».

15. Административно-технический персонал организаций за невыполнение обязанностей по соблюдению требований охраны труда несет дисциплинарную, административную, материальную и уголовную ответственность в установленном законом порядке.

16. К работам следует приступать только по указанию ответственного руководителя работ, после снижения давления в трубопроводах.

17. Производство земляных, монтажных и погрузо-разгрузочных работ в охранной зоне коммуникаций, находящихся в районе строительства необходимо осуществлять в присутствии и под наблюдением владельцев.

18. К зонам потенциально опасных производственных факторов относятся зоны перемещения машин, оборудования или их частей, рабочих органов, места, над которыми происходит перемещение грузов кранами, и др.

К зонам постоянно действующих опасных производственных факторов относятся:

- места вблизи от неизолированных токоведущих частей электроустановок;
- места, вблизи от неогражденных перепадов по высоте 1,3 м и более;
- места, где возможно превышение предельно допустимых концентраций вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

19. Производственные и санитарно - бытовые помещения необходимо размещать за пределами опасных зон.

Производственные и санитарно-бытовые помещения должны состоять из конторы, гардеробной, душевой, умывальной, сушилки одежды, помещения для приема пищи, туалета. Умывальную размещают в помещениях, смежных с гардеробной, или в гардеробной, а специально отведенном месте.

20. На выполнение работ в зонах действия опасных производственных факторов, возникновение которых не связано с характером выполняемых работ, должен быть выдан наряд-допуск.

## **5.2 Анализ опасных и вредных производственных факторов**

### **5.2.1 Выявление опасных и вредных производственных факторов**

При производстве работ на месторождении, работники могут быть подвержены воздействию таких факторов, как:

- движущиеся части машин и механизмов;
- производственный шум и вибрация, высокое давление газа или воздуха в системе, высокое напряжение электрического тока;
- загазованность воздушной среды природным газом, газовым конденсатом, парами метанола, одоранта, сварочными аэрозолями и др.;
- метанол (метиловый спирт), антифриз, сорбенты, кислоты (соляная, серная и др.), щелочи (едкий натрий - каустическая сода, едкий калий и др.);
- неблагоприятные метеорологические условия - температура (низкая или высокая), влажность воздуха, скорость движения воздуха (сквозняки), высокое тепловое излучение;
- источники гамма и нейтронного излучения (радиоактивные);
- поражение электрическим током;
- другие [13].

Таблица 5.1 – Выявление опасных и вредных факторов

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы (по ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Полевые работы на месторождении	1. Отклонение показателей климата на открытом воздухе; 2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток.	ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [13] ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [14] ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования [15] ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности [16]
Камеральный этап	1. Электромагнитное поле; 2. Повышенный уровень шума; 3. Отклонение показателей микроклимата от допустимых значений; 4. Недостаточная освещенность рабочей зоны.	1. Поражение электрическим током	ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [17] ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля [18] ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности [19] ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений [20]

## 5.2.2 Обоснование мероприятий по защите исследователя от действия опасных и вредных факторов

### Полевой этап

#### **Отклонение показателей климата на открытом воздухе. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды.**

Нефтяной газ с воздухом составляют газовоздушную смесь, пары нефти с воздухом составляют парогазовую смесь. Смеси способны гореть и взрываться.

При горении нефти выделяется значительное количество токсичных газов: сернистый ангидрид, двуокись азота и угарный газ.

Основная опасность, которую представляет свободный нефтяной газ –

это способность создавать взрывоопасную смесь с воздухом. Основными горючими компонентами нефтяного газа являются предельные углеводороды. Основную массу паров неразгазированной нефти составляют метан и пропан.

Продукция транспортируется по трубопроводам под давлением. При аварийном порыве нефтегазосборного трубопровода произойдет выброс продукта (сырой нефти и попутного нефтяного газа) на поверхность почвы и выделение в атмосферу взрывоопасного газа (паров). При аварийном порыве водовода высокого давления произойдет выброс пластовой воды с высокой степенью минерализации на поверхность почвы.

Трубопроводы и их сооружения после включения в работу функционируют в автоматическом режиме. Для поддержания объекта в рабочем состоянии необходимо следить за режимом работы по показаниям приборов и средств измерений.

Трубопроводы, арматуру следует периодически осматривать и обслуживать согласно утвержденным графикам и регламентам работ. Результаты осмотров необходимо заносить в журнал осмотров и ремонтов трубопроводов.

При обслуживании объекта особое внимание должно быть обращено на герметичность арматуры, фланцевых соединений, состояние сварных швов трубопроводов. За герметичностью сооружений необходимо установить постоянный контроль.

Работы, выполняемые на объектах, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Необходимо осуществлять контроль исправности молниеотводов и заземляющих устройств с проверкой сопротивления заземлителей не реже одного раза в год (летом при сухой погоде) с оформлением результатов контроля. Величина сопротивления заземлителя не должна отличаться более чем в пять раз от зафиксированной при приемке молниеотвода в эксплуатацию.

Для обеспечения безопасной эксплуатации в зимнее время необходимо предотвращать замерзание, застывание транспортируемого продукта. Необходимо хорошо знать наиболее опасные места возможного замораживания трубопроводов, арматуры и тщательно следить за их состоянием.

При открывании и закрывании арматуры запрещается пользоваться ломami, трубами и другими подобными приспособлениями. Размораживать замерзшие участки на трубопроводах необходимо – горячей водой (при температуре до 60 0С), применение открытого огня запрещается, разогрев образовавшейся пробки без отключения от общей системы не разрешается. В случае замерзания трубопроводов и арматуры необходимо поступать следующим образом:

- после тщательного осмотра необходимо убедиться в том, что замерзший участок не поврежден и не разорван ледяной пробкой;
- принять меры к отключению замерзшего участка от основной системы;
- отогреть замерзший участок горячей водой.

При производстве работ по обогреву замерзшего участка используются регламентированные промежутки отдыха и работы на открытом воздухе при пониженных температурах.

### **Движущиеся машины и механизмы.**

При выполнении работ с применением ПС запрещается:

- нахождение людей возле работающего крана стрелового типа во избежание зажатия их между поворотной частью и другими неподвижными сооружениями;
- нахождение людей под стрелой ПС при ее подъеме и опускании с грузом и без груза;
- включение механизмов ПС при нахождении людей на поворотной платформе ПС вне кабины.



При работе экскаватора необходимо осуществлять следующие меры предосторожности: находиться не ближе 5 м от зоны максимального выдвижения ковша;

Запрещается производить погрузку, если в кабине водителя или между автомобилем и экскаватором находятся люди.

Также необходимо соблюдать технику безопасности при работе оборудования, машин и механизмов, а их эксплуатацию должны выполнять только лица имеющие на это право.

На всех объектах, представляющих опасность, располагаются соответствующие знаки.

На объектах, находящихся под напряжением вывешиваются предупредительные таблички и знаки.

### **Камеральный этап**

#### **Электромагнитное поле. Поражение электрическим током.**

Поражение электрическим током персонала, работающего с электроустановками, является опасным для жизни человека и наступает при соприкосновении его с сетью не менее чем в двух точках. При разработке коллективных и индивидуальных средств защиты от электропоражения при работе на токарно-винторезном станке модели 16К20 необходимо, согласно правилам устройства электроустановок (ПУЭ), рассмотреть следующие вопросы:

- а) обоснование категории помещения по степени опасности поражения электрическим током;
- б) требования к электрооборудованию;
- в) анализ соответствия реального положения на производстве перечисленным требованиям;
- г) мероприятия по устранению обнаруженных несоответствий;
- д) обоснование мероприятий и средств защиты, работающих от поражения электрическим током.

По степени опасности поражения людей электрическим током помещение относится к категории 2 - помещения с повышенной опасностью, характеризующиеся наличием в них одного из следующих условий, создающих повышенную опасность, а именно возможности одновременного прикосновения человека к имеющим соединение с землей металлоконструкциям зданий, технологическим аппаратам, механизмам и т.п., с одной стороны, и к металлическим корпусам электрооборудования – с другой.

Для защиты персонала от поражения электрическим током на рабочих местах предприятия используются следующие меры:

- изоляция проводов и её непрерывный контроль;
- предупредительная сигнализация и блокировка;
- использование знаков безопасности и предупреждающих плакатов;
- защита от случайного прикосновения;
- защитное заземление;
- защитное отключение;
- зануление.

Кроме того, используются индивидуальные электротехнические средства.

Со всеми вновь прибывшими работниками производятся инструктажи по пожарной безопасности, электробезопасности.

### **Защита от шума и вибрации (ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ)**

Одними из основных вредных факторов на производстве являются шум и вибрации.

Источниками вибрации являются электроприемники, электрооборудование, различные производственные механизмы.

Общие требования по шумовой и вибрационной безопасности для электротехнического персонала сведены в таблицы 5.2 и 5.3.

Таблица 5.2 - Общие требования по шумовой безопасности

Рабочие места в помещении	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц				Уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	
Постоянные рабочие места в производственных помещениях и на территории предприятия	110	99	92	86	85

Таблица 5.3 - Общие требования по вибрационной безопасности

Вид вибрации	Допустимый уровень вибростойкости, дБ, в октавных полосах с среднегеометрическими частотами, Гц			
	2	4	8	50
Технологическая	108	99	93	92

На рабочих местах операторов шум может достигать 100 дБА, что превышает гигиенический норматив на 15 дБА. Характер шума, генерируемого оборудованием, широкополосный. Показано, что профессии операторов установок являются опасными рабочими местами по воздействию шума (критический стаж составляет 35,9 лет).

В качестве защиты от шума и звука следует применять нормирование; некоторые технические тонкости, звукоизоляцию, звукопоглощение, специальные глушители аэродинамического шума, средства индивидуальной защиты (наушники, беруши, противошумные каски, специальная противошумная одежда).

Всё оборудование, являющееся источником вибраций, должно быть установлено на виброопорах.

#### **Микроклимат в помещении (СанПин 2.2.4.548-96; СП 60.1330.2012)**

Большое значение для охраны здоровья и труда человека имеет качество воздуха в производственных помещениях.

Неблагоприятные перепады производственного микроклимата в помещениях обусловлены наличием многочисленного теплонесущего оборудования. Высокая температура воздуха и низкая (большей частью)

относительная влажность в помещении объясняется значительными конвективными и радиационными тепловыделениями от оборудования.

По ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ нормируются следующие параметры: температура, относительная влажность, скорость движения воздушного потока, ПДК вредных веществ.

В рассматриваемом помещении температура воздуха в теплый период года составляет 26-43 °С, относительная влажность 17-53 %, скорость движения воздуха - от 0,5 до 2,6 м/с. В холодный период температура воздуха рабочих зон на разных отметках снижается неравномерно и находится в пределах 13-45 °С, относительная влажность составляет 17-71 %, скорость движения воздуха в пределах от 0,5 до 1,4 м/с.

При оценке допустимых значений температуры и влажности воздуха учитывается категория тяжести работ. По степени физической тяжести работа относится к категории первой тяжести I (СанПиН 2.2.4.548-96).

Параметры микроклимата в зимнее время поддерживаются системой отопления и вентиляцией, летом – только общеобменной вентиляцией.

В рабочих помещениях на месторождении используется общеобменная, механическая приточно-вытяжная вентиляция. Для очистки загрязненного воздуха, выбрасываемого в атмосферу используются пылеотделители.

### **Недостаточная освещенность рабочей зоны.**

Оценка освещенности рабочей зоны необходима для обеспечения нормированных условий работы в помещениях и проводится в соответствии с ГОСТ Р55710-2013 [19].

Наилучшим видом освещения является дневное, солнечное. Поэтому в соответствии с СП все помещения предприятия имеют естественное освещение. Но дневной свет не может обеспечить нужное освещение в течении всего рабочего дня, а так же зависит от погодных условий. Поэтому помещения предприятия обеспечиваются естественным и искусственным

освещением. В качестве источников искусственного освещения применяются энергосберегающие светодиодные и газоразрядные лампы.

Одним из важных показателей световой среды является коэффициент пульсации освещенности (Кп). Коэффициент пульсации освещенности — это критерий оценки глубины колебаний (изменений) освещенности, создаваемой осветительной установкой, во времени. Для производственных помещений величина Кп должна быть не более 15%.

На этой основе разработаны требования к освещению для рабочих мест персонала в рабочем помещении, указанные в таблице 5.5.

Таблица 5.5 – Нормы освещённости помещений

Помещения и производственные участки	Плоскость нормирования освещенности и ее высота от пола, м	Разряд зрительной работы	Освещенность, лк	
			При комбинированном освещении	При общем освещении
Рабочее помещение	Рабочая область станка, 1,2-1,4 м	VI		100
	Пол	-		10*

\* Освещенность приведена для ламп накаливания;

## 5.2 Охрана окружающей среды

При работах на месторождении наиболее важными источниками воздействия на окружающую среду можно назвать: поисковые и разведочные скважины, отстойники, источники теплоснабжения, их отходы и строительство временных автодорог (зимников).

Осуществление комплекса указанных работ сопровождается воздействием технических сооружений и технологических процессов на природную среду. При этом характер антропогенного воздействия на каждой из стадий работ имеет свои особенности, а его последствия зависят от технологии выполнения работ, временного интервала воздействия и др. Воздействие на окружающую среду при подготовительных и вышкломонтажных работах обычно является временным и с течением

времени природа сама в значительной мере восстанавливает нанесенный ущерб. Основные формы негативного воздействия на компоненты окружающей среды проявляются, в первую очередь, в виде загрязнения атмосферного воздуха от работы строительной техники и автотранспорта, локальных нарушений почвенно-растительного покрова (нарушение и загрязнение плодородного слоя, вырубка деревьев, кустарников, уничтожение мохово-травяного покрова) на участках отвода под площадки буровых и прокладке зимника. Интервал негативного влияния совпадает с периодом производства работ, в дальнейшем при прекращении работ происходит достаточно уверенное естественное самовосстановление природной среды, сопровождающееся незначительным ухудшением качественных характеристик. К основным потенциальным загрязнителям при строительстве скважин относятся: отработанные буровые растворы, буровые сточные воды, шлам и продукты испытания скважин. Масштабы возможного загрязнения окружающей среды на данном этапе определяются принятой технологией бурения, расположением площадок бурения, содержанием и качеством работ по утилизации отходов бурения и рекультивации.

Наиболее разрушительное воздействие на среду происходит при авариях. Перечень источников воздействия на окружающую среду, характеристика воздействия на различных этапах строительства скважины приведены в таблице 5.6.

Таблица 5.6 – Источники воздействия на природную среду

Вид работ	Источник воздействия	Вид воздействия	Возможные последствия воздействия
Подготовительные, строительные, монтажные работы (прокладка дорог, подготовка площадки, сооружение амбаров, монтаж оборудования, завоз материалов)	Автомобильный транспорт, строительная техника, привозной грунт	Нарушение условий поверхностного стока	Возникновение локальных переувлажненных участков
		Рубка, корчевка деревьев и кустарников	Уменьшение ресурсных, ландшафтно-стабилизирующих и рекреационных функций экосистем
	Материалы для строительных работ, приготовления буровых и тампонажных растворов	Шумовое воздействие	Ухудшение условий обитания отдельных видов животных
		Химическое загрязнение почв, атмосферного воздуха	Повышение содержания загрязняющих веществ
Бурение и крепление скважины	Буровое оборудование, устье скважины, котельная, амбары для сбора буровых отходов, склад ГСМ	Химическое загрязнение всех природных сред	Вероятны повышения концентрации токсикантов в атмосферном воздухе, поверхностных водах, почве
	Жизнедеятельность бригады	Шумовое воздействие	Ухудшение условий обитания отдельных видов животных
Испытание скважины	Пластовые флюиды, амбар для сбора пластовых флюидов, факельная установка, котельная, химические реагенты для повышения продуктивности скважины	Химическое загрязнение всех природных сред	Вероятны повышения концентрации токсикантов в атмосферном воздухе, поверхностных водах, почве
	Жизнедеятельность бригады	Шумовое воздействие	Ухудшение условий обитания отдельных видов животных

Выбросы вредных веществ в атмосферу будут наблюдаться при проведении буровых работ по строительству поисковых скважин, их испытании, работе технологического транспорта и спецтехники, котельных.

Выбросы вредных веществ в атмосферу связаны с необходимостью использования автотранспорта, дизельных электростанций, компрессорных установок, котельных, строительных машин и прочих механизмов. Выбросы в атмосферу от сжигания любого энергетического сырья составляют значительные объемы. Практика многих расчетов показывает, что выбросы в атмосферу углекислого газа от работы дизельного и бензинового парка, составляет порядка 70-80 % от всего объема выбросов и зависит от объема потребленного дизельного и бензинового топлива.

Основными загрязняющими веществами при использовании техники являются окись углерода, углеводороды, окислы азота, сажа, сернистый ангидрит.

Количественные характеристики выбросов в данном разделе не приводятся, поскольку они должны быть рассчитаны и обоснованы в основном проекте на строительство скважин, перечня и состава работ, количества и видов оборудования и техники, материалов и объемов использованного ГСМ. Данные расчеты сопровождаются объемами платежей за выбросы.

Планируемые мероприятия по охране атмосферного воздуха в независимости от применяемой техники и оборудования сводятся к следующему:

- проведение стационарных мониторинговых работ с задачей изучения фоновых концентраций загрязняющих веществ в атмосферном воздухе - двуокись азота, сернистый ангидрит, окись углерода и азота, сероводород, пыль. Данные результаты будут являться основой прогнозных расчетов состояния атмосферного воздуха, фактических сведений о выбросах вредных веществ и расчетов их рассеивания при регламентированном и аварийном режимах работы;



-контроль за выбросом, содержанием и осаждением различных веществ путем периодического отбора проб воздуха;

-проведение текущих наблюдений с одновременным геохимическим опробованием депонирующих сред (почва, снег, растительность) позволяет дать количественную характеристику валовым выбросам вредных веществ, контролировать прогнозную оценку состояния воздуха;

-выполнение предписаний действующих ГОСТов, устанавливающих ПДВ токсичных веществ и дымности отработанных газов оборудование постов для контроля и регулировки топливной аппаратуры на токсичность и дымность;

-применение газоанализаторов, пыле-, газоулавливателей;

-экономия топлива, организация хранения ГСМ;

-использование передовых технологий по предотвращению фонтанных выбросов;

-своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов влияющих на выброс вредных веществ;

-применение герметизированной системы сбора и транспорта продукции скважин.

### **5.3 Защита в ЧС**

Основным вероятным ЧС на объекте является пожар.

Развитие аварии может идти по сценариям, которые принято описывать с помощью дерева событий, так согласно данных статистики при авариях на месторождениях связанных с пожаром авария может развиваться по следующим направлениям:

– разгерметизация с возникновением раннего или позднего взрыва;

– разгерметизация с возгоранием и факельным горением;

– разгерметизация с рассеиванием облака и ликвидацией аварии.

Тушение пожара горючих газов истекающих под давлением представляет значительную сложность.

Очевидно, что при возгорании продукта задачей эксплуатационной службы является отсечение аварийного участка, а задачей пожарных подразделений является локализация пожара до падения давления в газопроводе и максимально полного выгорания факела.

Проведем расчет продолжительности пожара от начала возникновения горения до подачи первых средств тушения (промежутков свободного развития пожара)

$$T_{св} = T_{дс} + T_{сб} + T_{сл} + T_{бр1}; \quad (5.1)$$

где,

$T_{дс}$  – Промежуток времени от начала возникновения пожара до сообщения о нем в пожарную дружину;

$T_{сб}$  – Время сбора личного пожарного расчета по тревоге;

$T_{сл}$  – Время следования подразделения на пожар;

$T_{бр1}$  - Время боевого развертывания подразделения по введению первых средств тушения (развертывание рукавов– 5мин.).

$$T_{сл} = 30 \times L / V_{сл} = 30 \times 14 / 40 = 11 \text{ мин.} \quad (5.2)$$

$L$  – длина пути следования, км;

$V$  – скорость движения, км/час.

$T_{св1} = 15 + 2 + 11 + 5 = 33$  минуты.

Определим требуемый расход огнетушащего средства.

Для тушения возможного пожара принимаем пенообразователь 6% кратности.

Расход пенообразователя:

$$g = S \times I, \quad (5.3)$$

где,  $S$  – площадь горения;

$I$  – интенсивность подачи ПО.- 0,1л\*сек/м<sup>2</sup>.

$g = 3000 \times 0,1 = 300$  л\*сек

Принимаем пеногенераторы типа ВПГ – 20 (2шт).

Фактический расход пеногенераторами:

$g_{\text{факт.}} = 40 \text{ л/сек.}$

Расход воды на тушение:

$g_{\text{воды}} = 40 \times 0,94 = 37,6 \text{ л/сек.}$

Расход пенообразователя:

$g_{\text{по}} = 40 \times 0,06 = 2,4 \text{ л/сек.}$

Организационные мероприятия по обеспечению пожарной безопасности.

Во всех служебных и бытовых помещениях на видных местах должны быть вывешены таблички с указанием порядка вызова пожарной охраны, планы эвакуации.

Правила применения на территории объекта открытого огня, проезда транспорта, допустимость курения и проведения временных пожароопасных работ устанавливаются общеобъектовыми инструкциями о мерах пожарной безопасности.

### **Выводы по разделу**

Таким образом, в настоящем разделе выявлены основные опасные и вредные факторы, возникающие при работе инженера в полевых условиях на месторождении, а также на камеральном этапе в ходе работы в производственном помещении.

Предложены рекомендации по обеспечению безопасного труда специалиста, которые могут быть использованы при организации дальнейшей и текущей работы на месторождении и в производственных помещениях предприятия.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В теоретической части работы рассмотрены виды осложнений работы оборудования в скважинах и способы борьбы с ними, дана характеристика осложнений, более подробно рассмотрена борьба с отложениями неорганических солей, с асфальто-смолистыми и парафиновыми отложениями, предупреждение образования высоковязкой и стойкой эмульсии в скважине.

Южно-Черемшанское месторождение открыто в 1970 году поисковой скв. № 335. Нефтеносность первоначально связывалась с залежью пласта Бб нижнего мела. За 2020 г. в целом по месторождению добыто 612 тыс.т. нефти и 1720.5 тыс.т. жидкости, средний дебит скважин по нефти составил 75.5 т/сут, жидкости – 212.1 т/сут.

Осложнения при эксплуатации скважин на Южно-Черемшанском месторождении связаны со следующими причинами: отложения АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях; механические примеси; отложения солей; вредное влияние газа на работу насоса; коррозионный износ подземного оборудования; сверхнормативная кривизна скважин; предупреждение и ликвидация гидратных отложений; снижение продуктивности скважин.

Для Южно-Черемшанского месторождения предлагается в 2021 году провести комплекс мероприятий на 9 скважинах, включающий в себя борьбу с осложнениями по следующим направлениям: борьба с отложениями АСПВ; борьба с механическими примесями; борьба с отложениями солей; борьба с вредным влиянием газа; борьба с гидратными отложениями.

По нашему прогнозу, чистая текущая стоимость проекта проведения комплекса предложенных мероприятий для 9 (девяти) скважин на Южно-Черемшанском месторождении составит 100351 тыс. руб. за три года. Таким образом, можно говорить о прогнозной эффективности применения предложенных мер на Южно-Черемшанском месторождении.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Лялин С.В. Применение реагентов комплексного действия как метод борьбы с осложнениями при эксплуатации скважин // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология, нефтегазовое и горное дело. – 2019. - №8. – С. 27-31.
2. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. / Алескеров С.С., Алибеков Б.И., Алиев С.М., Буевич Ю.А., Вартанов В.Г., Манюхин Н.М., Чубанов О.В. – М.: Недра, 2015. – 217 с.
3. Антипин Ю.В., Валеев М.Д., Сыртланов А.Ш. Предотвращение осложнений при добыче нефти. – Уфа: Башкирское книжное издательство, 2017. – 168 с.
4. Очков В.Ф. Магнитная обработка воды: история и современное состояние // Энергосбережение и водоподготовка. – 2016. - № 1. – С. 18-51.
5. Копылов А.С., Тебенихин Е.Ф., Очков В.Ф. О механизме изменения свойств технических водных растворов при магнитной обработке. // Труды МЭИ. – 2014. - №5. – С. 57-65.
6. Каган Я.М. О физико-химических основах предупреждения образования смолопарафиновых отложений с помощью полей, создаваемых электрическим током. – М.: Недра, 2015. – 182 с.
7. Предупреждение образования эмульсии при добыче нефти / Репин Н.Н., Юсупов О.М., Валеев М.Д. и др. – М.: ВНИИОЭНГ, 2019. – 49 с.
8. Смирнов Ю.С. Применение деэмульгаторов для подготовки нефти на промыслах // Нефтепромысловое дело: обзор, информ. / ВНИИОЭНГ. – 2017. – 43 с.
9. Милинский В.М., Харламенко В.И., Лутфуллин А.Х. Зависимость расхода электроэнергии от коэффициента подачи глубинного насоса // НТЖ «Нефтепромысловое дело». – М.: ВНИИОЭНГ, 2014. – №4. – С. 16-18.

10. Официальный сайт ОАО «Томскнефть» ВНК / [Электронный ресурс]. / Режим доступа: [www.tomskneft.ru](http://www.tomskneft.ru)
11. Алексеев С.С. Эксплуатация скважин в осложненных условиях. / С. С. Алексеев. – М.: Недра, 2019. – 344 с.
12. Красиков А.И. Материалы и технологии для осложненных условий эксплуатации / А.И. Красиков // Инженерная практика» – 2018. – №5. – С. 11-12.
13. ГОСТ 12.0.003-2015 Опасные и вредные производственные факторы. Классификация
14. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны
15. ГОСТ 12.1.004-91 ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования
16. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности
17. ГОСТ 12.1.045-84 ССБТ. Электростатические поля. Допустимые уровни на рабочих местах и требования к проведению контроля
18. ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенически требования к воздуху рабочей зоны
19. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности
20. ГОСТ Р 55710-2013 Освещение рабочих мест внутри зданий. Нормы и методы измерений Ибрагимов Г.З., Артемьев В.Н. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. – М.: МГОУ, 2005. – 243с.