

Министерство образования и науки Российской Федерации  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

TOMSK POLYTECHNIC UNIVERSITY  
 ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ

Институт природных ресурсов

Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

Профиль (специализация) «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»

## БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в работе скважин на «ю-ч» нефтяном месторождении</b>

УДК 622.276.72(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич		

Руководитель

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

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Глызина Татьяна Святославовна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРNM	Чернова Оксана Сергеевна			

Томск – 2017 г.

## ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП

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

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



Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождения  
 Профиль: Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

УТВЕРЖДАЮ:  
 Зав. кафедрой ГРНМ  
 \_\_\_\_\_ Чернова О.С.

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

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3–2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич

Тема работы:

Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в работе скважин на ю-ч месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№2799/с от 21.04.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2017 г.
--	---------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	<i>Пакет геологической и геофизической информации, данные о количестве извлекаемых запасов, технические анализы проведения мероприятий улучшения притока жидкости, анализы ухудшения рабочих органов УЭЦН</i>
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Характеристика ю-ч м.р</li> <li>2. Географическое расположение месторождения</li> <li>3. История освоения месторождения нефтегазоконденсатного месторождения.</li> <li>4. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов</li> <li>5. Свойства и состав пластовых флюидов</li> </ol>

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной</b>	20.02.2017 г.
--	---------------

<b>квалификационной работы по линейному графику</b>	
---	--

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			20.02.2017 г.

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич		20.02.2017 г.

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич

<b>Институт</b>	<b>ИПР</b>	<b>Кафедра</b>	<b>ГРНМ</b>
<b>Уровень образования</b>	Бакалавриат	<b>Направление</b>	Нефтегазовое дело

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

1. Вычисление оптимальных дозировок хим реагента при :	1. Материальные потери при аварии; 2. Затраты на специализированную технику и материалы для работ по устранению аварии; 3. Затраты на специализированную технику и материалы для работ по ликвидации последствий аварии.
--	--

2. Стоимость ингибиторной обработки	1. Рабочая дозировка ингибитора; 2. Стоимость ингибитора;.
-------------------------------------	---

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

1. Расчет срока службы глубинного насосного оборудования.	1. Расчет жидкости; 2. Расчет объема в метре эксплуатационной колонны; 3. Расчет объема жидкости в затрубном пространстве; 4. Расчет объема жидкости глушения
---	--

<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>
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Татьяна Святославовна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич

Институт	ИПР	Кафедра	ГРНМ
Уровень образования	Бакалавриат	Направление	Нефтегазовое дело

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

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения

*Объектом исследования данного раздела является анализ влияния производственных факторов и меры безопасного выполнения работ персоналом электрохимической защиты трубопроводов от коррозии*

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

<p>1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой;</li> <li>– действие фактора на организм человека;</li> <li>– приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ);</li> <li>– предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)</li> </ul>	<p><b>Климатические условия</b> — воздействие на организм человека температуры окружающей среды.</p> <p><b>Утечка токсичных и вредных веществ в атмосферу.</b></p> <p><b>Содержание нефтяных паров и газов в воздухе рабочей зоны</b> — работа в местах возможного выброса и воздействия транспортируемого продукта.</p> <p><b>Укусы насекомых</b> — поражение кожи человека многочисленными кровососущими насекомыми.</p>
<p>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– механические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– термические опасности (источники, средства защиты);</li> <li>– электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты);</li> <li>– пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения)</li> </ul>	<p><b>Выявление опасных факторов:</b></p> <p><b>Электробезопасность</b> — охрана труда при выполнении работ в электроустановках напряжением до и выше 1 кВ в соответствии с «Правилами охраны труда в электроустановках»</p> <p><b>Пожарная безопасность</b> — безопасность при проведении работ в охранной зоне трубопровода и при работе в электроустановках.</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p><b>Анализ возможного влияния объекта исследования и производственного процесса на окружающую среду.</b></p> <p>- анализ воздействия объекта на атмосферу:</p> <p>эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ в атмосферный воздух;</p> <p>- анализ воздействия объекта на гидросферу:</p> <p>негативное воздействие на водоемы при эксплуатации объектов нефтедобычи оказывают разливы нефти, которые на поверхности воды образуют пленку,</p>

	<p>препятствующая воздушному обмену;  <b>- анализ воздействия объекта на литосферу:</b>  ликвидация участков разлива, приоритетно - в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (отработанные карьеры);</p> <p><b>Обоснование мероприятий по защите окружающей среды.</b>  Все отработанные нефтепродукты подлежат обязательному сбору в целях охраны окружающей среды от загрязнения.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>- выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>- разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>- разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>- разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Томской области присуще чрезвычайные ситуации (ЧС) природного и техногенного характера.  Действия для предупреждения возможных аварий.</p>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова Ольга Александровна			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Стрелков Евгений Игоревич		

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

Институт природных ресурсов  
 Направление подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
 Уровень образования: бакалавриат  
 Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений  
 Период выполнения: весенний семестр 2015/2016 учебного года

Форма представления работы:

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2017
--	------------

Дата текущего контроля*	Название раздела / вид работы	Процент выполнения
10.03.2017	Введение	5
21.03.2017	Характеристика месторождения	10
30.03.2017	Постановка цели и определение задач исследования	5
10.04.2017	Геологическая часть: общая характеристика месторождения, его геологические и геолого-физические свойства, текущее состояние разработки	10
15.05.2017	Анализ процесса коррозии, солеотложений методов борьбы с ней.	10
	Исследование существующей защиты от коррозии солеотложений «Ю-Ч» месторождения	30
	Анализ и обсуждение результатов	5
25.05.2017	Раздел «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»	5
	Раздел «Социальная ответственность»	5
25.05.2017	Заключение	5
28.05.2017	Реферат, аннотация	2
	Предварительная защита дипломной работы	–
11.06.2017	Написание пояснительной записки	2
12.06.2017	Подготовка доклада	3
13.06.2017	Оформление презентации	3
	<b>Итого</b>	<b>100</b>

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Чеканцева Л.В.			

Согласовано:

Зав. кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ГРНМ	Чернова О.С.	к.г.-м.н., доцент		



## **Реферат**

Выпускная квалификационная работа по теме «Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в работе скважин на ю-ч м.р» содержит 109 страницы текстового документа, 14 рисунков, 44 таблицы, 23 источник.

Ключевые слова: КОРРОЗИЯ, ОТЛОЖЕНИЕ СОЛЕЙ, АСПО, МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ, ГАЗСОДЕРЖАНИЕ.

Тема выпускной квалификационной работы – «Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в работе скважин на ю-ч месторождении. Во введении обоснована актуальность выбранной темы, поставлены цели и задачи написания выпускной квалификационной работы, определены объект и предмет исследования.

Объектом исследования является ю-ч м.р

Цель работы: данной выпускной квалификационной работы является анализ состояния разработки методов по отказу нефтяного оборудования от отложение солей, мех примесей, коррозии. На объектах ОАО «Томскнефть» ВНК Ю-Ч м.р.

В процессе исследования необходимых результатов в ходе выполнения работы необходимо рассмотреть проектные документы на разработку данного месторождения, проанализировать фонд скважин, сопоставить проектные и фактические показатели разработки, оценить эффективность систем разработки, провести анализ применения геолого-технических мероприятий на ю-ч м.р.

## **Обозначения и сокращения**

к. – куст;

м.р. – месторождение;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ЗБС – зарезка боковых стволов;

ФСГЩ – фильтр скважинный гравитационно щелевой;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

НКТ – насосно компрессорная труба;

# СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	12
1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	13
1.1 Географическое расположение месторождения.....	13
1.2 История освоения месторождения .....	14
1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов .....	15
1.4 Свойства и состав пластовых флюидов .....	21
2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ .....	27
2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения .....	27
2.2 Анализ текущего состояния разработки объекта .....	28
2.3 Анализ показателей работы фонда скважин.....	35
3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ .....	73
3.1 Анализ отказов погружного оборудования.....	73
3.2 Осложнения при эксплуатации скважин по категориям .....	77
3.3 Разработка мероприятий по предупреждению осложнений в работе скважин на Южно-Черемшанском месторождении.....	85
4 <b>ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....</b>	<b>68</b>
4.5 Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП	
4.6 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	70
4.7 Затраты на амортизационные отчисления.....	70
4.8 Затраты на материалы.....	71
4.9 Расчет заработной платы бригады.....	72
4.10 Затраты на страховые взносы.....	73
4.11 Затраты на проведение мероприятия.....	74

<b>5</b>	<b>СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....</b>	<b>75</b>
5.1	Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе....	76
5.2	Общие меры безопасности на действующем газопроводе.....	76
5.3	Укусы насекомых.....	78
5.4	Общие меры электрической безопасности.....	78
5.5	Безопасность проведения работ на высоте.....	84
5.6	Основы пожарной безопасности при работе на газопроводе и устройствах электрохимической защиты.....	85
5.7	Экологическая безопасность.....	88
5.8	Защита в чрезвычайных ситуациях.....	89
	<b>ЗАКЛЮЧЕНИЯ, ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ.....</b>	<b>96</b>
	<b>СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....</b>	<b>98</b>

## **Введение**

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ состояния разработки методов по отказу нефтяного оборудования от отложение солей, мех примесей, коррозии. На объектах ОАО «Томскнефть» ВНК Ю-Ч м.р.

Объектом исследования является ю-ч м.р

Предмет исследования – влияние методов на состоянии разработки мероприятий по предупреждению осложнений в работе скважин на ю-ч месторождении

Для получения необходимых результатов в ходе выполнения работы необходимо рассмотреть проектные документы на разработку данного месторождения, проанализировать фонд скважин, сопоставить проектные и фактические показатели разработки, оценить эффективность систем разработки, провести анализ применения геолого-технических мероприятий на ю-ч м.р

Разработка освоение скважин на кустах № 14, 15 ю-ч м.р ведется согласно проектному документу на период с 2012 года. Основные положения проектного документа: разработка мероприятий по повышению нефти отдачи пласта, проведение гидравлический разрыва пласта увеличение притока, методы борьбы от преждевременного отказа нефтяного оборудования, отложения солей; коррозионная агрессивность пластовой жидкости; влияние механических примесей; газосодержание в зоне подвески УЭЦН [1].

# 1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1 Географическое расположение месторождения

В административном отношении ю-ч м.р расположено на юго-западе Томской области, в Кargasокском районе. Географически оно находится на территории Западно-Сибирской низменности, в междуречье Оби и Васюгана. Месторождение является объектом производственной деятельности ОАО "Томскнефть" (Рисунок 1.1).

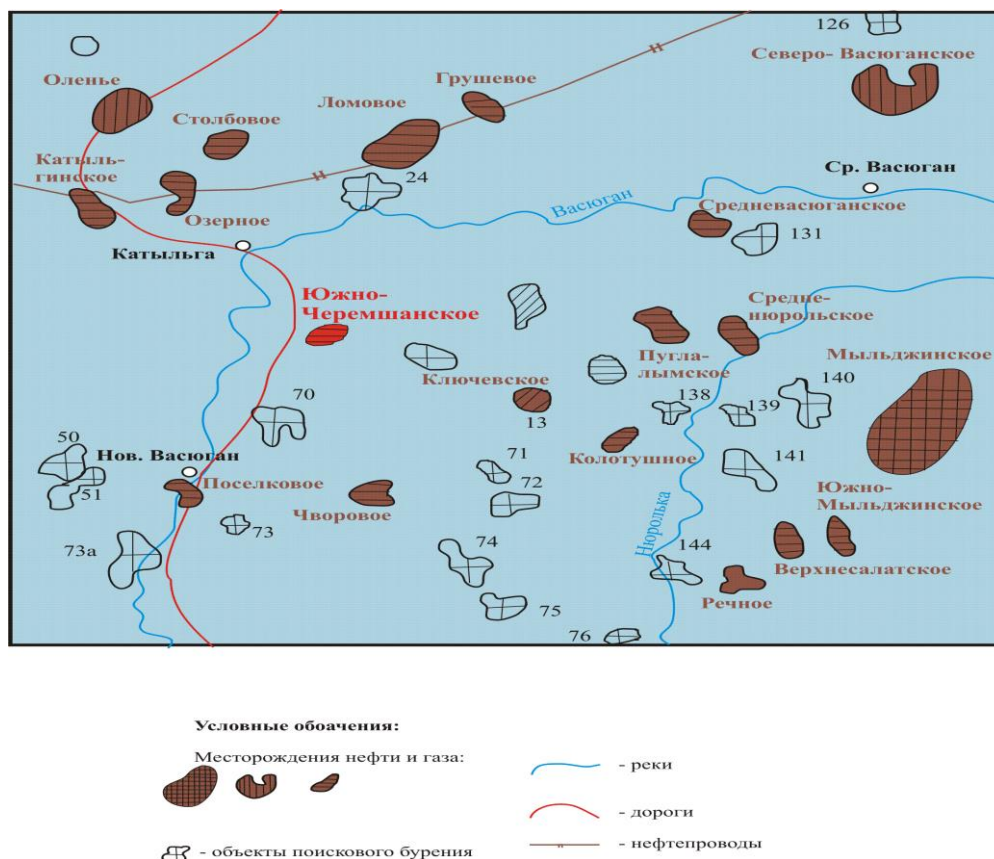


Рисунок 1.1 – Выкопировка из обзорной карты Томской области

В орографическом отношении район представляет собой расчлененную, слабозаболоченную (до 10%) и залесенную равнину с абсолютными отметками от плюс 78 до плюс 118 м. Основной водной артерией является река Васюган, протекающая в 10 км к западу от месторождения. Ее ширина достигает 90 м.

Реки мелководные, слабо-меандрирующие, характеризуются спокойным течением, их ширина не превышает 5-10 м, глубина менее 2 м.

Климат района резко континентальный, с продолжительной, суровой зимой и коротким теплым летом. Среднесуточная температура января составляет минус 25° С, минимальная достигает минус 50° С. Среднесуточная температура июля плюс 17° С, максимальная достигает плюс 36° С. Снежный покров появляется в октябре и сохраняется до начала мая, его высота достигает 0.4-0.5 м на открытых, и 0.8-1.0 м. на залесенных местах. Промерзаемость грунта изменяется от 0.3 до 1.5 м. Реки вскрываются преимущественно в мае, ледостав проходит в конце ноября. Ближайшими населенными пунктами являются село Новый Васюган (54 км) и вахтовый поселок нефтяников - Пионерный (60 км).

К северо-западу (60 км) от ю-ч м.р ОАО "Томскнефть" сформирована мощная инфраструктура, обеспечивающая нефтедобычу, подготовку и транспортировку нефти. Местное население представлено народами севера (ханты, манси, селькупы), занимаются, в основном, охотой и рыбной ловлей.

В 55 км на север от месторождения проходит нитка действующего нефтепровода, соединяющая Васюганскую группу месторождений с магистральным нефтегазопроводом Александровское - Анжеро-Судженск. К западу (1 км) проходит бетонная дорога круглогодичного пользования, обеспечивающая транспортную связь между месторождением и поселком Пионерный [3].

## **1.2 История освоения месторождения**

Ю-Ч м.р открыто в 1969 году, в разработку введено в 1992 году. Недропользователем месторождения является ОАО «Томскнефть» ВНК, на основании лицензионных соглашений: ТОМ № 00040 НЭ от 17.09.1998 году, выданного Комитетом природных ресурсов и администрацией Томской области, сроком действия до 16.09.2021 г. и ТОМ № 14838 НЭ от 31.12.2009 году, выданного Комитетом природных ресурсов и администрацией Томской области, сроком действия до 29.12.2038 г.

За всю историю разработки месторождения были выполнены и утверждены пять проектных документов.

В 1969 году Томским территориальным геологическим управлением составлен «Проект глубокого поискового бурения на ю-ч м.р площади». По результатам работ получен прирост запасов нефти по пласту Б<sub>6</sub> по категории С1 и С2. В 1971 году поисковый объект получил статус месторождения.

В 1990 году составлен и в 1994 г. утвержден ЦКР Минтопэнерго РФ «Проект пробной эксплуатации объекта Б<sub>6</sub> ю-ч м.р Томской области» (протокол № 1658 от 18.03.1994 г.).

В 1995 году специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть» составлен и утвержден новый «Проект пробной эксплуатации и доразведки ю-ч месторождения» (протокол ЦКРиР Минтопэнерго № 2045 от 10.07.96г.).

В 1999 году выполнена работа «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ЗАО «Томск Петролеум унд Газ» на период действия лицензионных соглашений» (протокол ЦКР № 2443 от 13.10.1999 г.)

В 2004 году составлен проектный документ «Анализ разработки ю-ч месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 548 от 16.12.2004 г.).

В 2006 году специалистами ОАО «Тандем», г. Тюмень, выполнена «Технологическая схема разработки ю-ч месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО № 737 от 21.02.2006 г.).

В 2009 году в тех схему были внесены изменения в «Дополнении к технологической схеме разработки ю-ч месторождения» (протокол ТО ЦКР № 4549 от 26.03.2009 г.).

В настоящий момент месторождение разрабатывается на основании Дополнении к технологической схеме разработки ю-ч месторождения» (протокол ТО ЦКР № 5794 от 04.12.2013 г.). [2;4;3]



### 1.3 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

#### Стратиграфия

В геологическом строении разреза принимают участие терригенные осадочные отложения верхней юры, нижнего, верхнего мела, палеогена и четвертичной системы. Геологический разрез района работ вскрыт и изучен бурением двенадцатью поисково-разведочными и одной эксплуатационной скважинами.

#### Юрская система, верхний отдел

Отложения васюганской свиты залегают с неглубоким размывом на тюменских отложениях средней юры. В ее основании иногда прослеживаются базальные слои песчаников Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>. По литофаунистической характеристике свита подразделяется на две подсвиты - нижнюю и верхнюю. Верхняя подсвита выделяется в границах горизонта Ю<sub>1</sub>, в нижней части которого развит песчаный пласт, индексируемый как Ю<sub>13+4</sub>. Пласт на Ю-Ч площади не выдержан по толщине, литологии и фациям. Его эффективные толщины изменяются от 0 до 27 м. Объект представляется перспективным на поиски залежей УВ неструктурного типа. Толщина свиты изменяется от 60 до 75 м.

Вышележащие отложения георгиевской и баженовской свит, выражены в морских мелководных фациях и литологически сложены темно-серыми, плотными аргиллитами, темно-бурыми плитчатыми битуминозными аргиллитами. Толща выдержана по толщине, является региональным геологическим и сейсмическим репером. Суммарная толща свит изменяется от 8 до 16м [4;5].

#### Меловая система, нижний отдел

Куломзинская свита залегает согласно на осадках баженовской свиты. Литологически представлена толщей аргиллитов с резко подчиненными прослоями и линзами алевролитов и глинистых песчаников. В низах свиты, развиты песчаные пласты ачимовской пачки Б<sub>12</sub> имеющие клиноформное строение, и песчаный пласт Б<sub>13</sub>, занимающий верхнее положение в свите.

Аргиллиты серые, плотные, массивные, линзовидно и параллельно расслоенные. Песчаники серые, светло-серые, крепкоцементированные, известковистые, разнозернистые. Толщина свиты составляет 260-300 м.

Вышележащая тарская свита характеризуется равномерным чередованием слоев песчаников, алевролитов и аргиллитов. Это типично прибрежно-морские отложения сформированные в условиях верхневаланжинской регрессии моря. В составе свиты выделяется четыре песчаных пласта – Б12, Б11, Б10 и Б9, отделенных друг от друга глинистыми перемычками толщиной 10-20 м. Общие толщины пластов Б9 и Б11 изменяются от 11 до 32 м, при среднем значении 20 м. Пласты Б10 и Б12 характеризуются толщинами от 5 до 12м, при среднем значении 6-7 м. Толщина свиты изменяется от 98 до 123 м.

Отложения киялинской свиты без видимого перерыва в осадконакоплении залегают на осадках тарской свиты. Ее нижняя граница проводится в основании выдержанной по площади глинистой пачки толщиной 15-32 м, верхняя в основании пласта А1 алымской свиты. По литологическим особенностям строения свита расчленяется на три толщи - нижнюю, среднюю и верхнюю.

Нижняя толща, толщиной 70-90 м, литологически сложена пачками равномерного чередования песчаников, аргиллитов, реже алевролитов. Содержит три песчаных пласта группы Б (Б6, Б7 и Б8) отделенных друг от друга глинистыми пачками толщиной от 10 до 25м.

Пласт Б6 залегает в верхах описываемой толщи и имеет покровное распространение. Его общая толщина изменяется от 3.6 до 23 м, при среднем значении 10м. Однородный, не содержит глинистых прослоев.

Пласт Б7 характеризуется сложным строением, не выдержан по толщине, литологии и фациям. Общая толщина пласта изменяется от 0 до 11 м (средняя 4 м). Нередко состоит из двух проницаемых пропластков, осложненных глинистым разделом толщиной 1-3 м.

Пласт Б8 имеет характеристику аналогичную вышеописанному пласту Б7. Его толщина изменяется от 0 до 16 м. Состоит из одного-трех проницаемых слоев.

Толщина глинистых перемычек пласта не превышает 0.5-1.0 м.

Средняя толща свиты характеризуется частым чередованием аргиллитов, глинистых алевролитов с резко подчиненными слоями песчаников толщиной 2-3 м. Ее толщина изменяется от 220 до 240 м.

Верхняя толща киялинской свиты, толщиной 145-230 м, залегает согласно на средней, иногда с небольшим угловым и стратиграфическим несогласием. Толща характеризуется переслаиванием песчаников, аргиллитов, реже алевролитов и их разностей, в разрезе толщи выделяется семь песчаных пластов – А8, А7, А6, А5, А4, А3 и А2.

Пласт А2 характеризуется литофациальной изменчивостью слагающих его пород, не выдержан по толщине, часто выклинивается и замещается на глинистые разности пород. Толщина пласта колеблется от 0 до 8.5 м.

Пласт А3 имеет покровное распространение, его толщины изменяются от 3.5 до 9.0 м. Характеризуется повышенной глинистостью и расчлененностью разреза.

Пласт А4 имеет ограниченное площадное распространение. В разрезах формирует песчаные тела линзовидной формы. Характеризуется литофациальной изменчивостью слагающих его пород, не выдержан по толщине. Толщина пласта изменяется от 0 до 16м, иногда пласт содержит 1-2 непроницаемых пропластка толщиной 1.0-1.5 м.

Пласт А5 имеет повсеместное распространение, его толщина изменяется от 18 до 35 м. Характеризуется повышенной расчлененностью и глинистостью, содержит от 2 до 6 непроницаемых слоев.

Пласт А6 характеризуется повсеместным площадным распространением, изменчивой толщиной (от 5 до 13 м), неоднородным строением по разрезу и включает в себя от одного до двух непроницаемых глинистых пропластка толщиной 1-2 м.

Пласт А7 имеет строение, аналогичное вышеописанному пласту А4. Толщина пласта изменяется от 0 до 12.4 м. На площади установлены элементы как литологического так и стратиграфического выклинивания пласта. Толщина киялинской свиты составляет 450-480 м.

Отложения киялинской свиты трансгрессивно перекрываются морскими осадками алымской свиты. В ее нижней части залегают песчаные отложения

пласта А1, сменяющиеся кверху на аргиллиты кошайской литопачки. Толщина свиты составляет 55-65 м.

Отложения покурской свиты нижнего-верхнего мела залегают согласно на алымских и выражены в континентальных, реже прибрежно-морских мелководных фациях. Литологически представлены частым чередованием глин, аргиллитоподобных глин, аргиллитов, слабосцементированных и среднесцементированных песчаников, алевролитов, уплотненных песков с редкими слоями глинистых известняков и ракушников. Толщина свиты составляет 780-800- м [2;4;5].

Меловая система, верхний отдел

Верхнемеловые отложения выражены преимущественно в морских фациях. Литологически сложены известковыми и известковистыми глинами, опоковидными глинами, слоистыми, массивными с подчиненными слоями глинистых алевролитов, песков и слабосцементированных песчаников. Толщина составляет 300-310 м.

Палеогеновая система, нижний-верхний отдел

Палеогеновые отложения в объеме палеоцена и эоцена сложены преимущественно морскими глинами.

Вышележащие олигоценые отложения новомихайловской и атлымской свит характеризуют континентальный цикл осадконакопления. Литологически

атлымская свита представлена русловыми песками с прослоями озерных и старичных глин. Осадки новомихайловской свиты, сложены преимущественно уплотненными глинами с подчиненными слоями песков, алевролитов и бурых углей. Толщина палеогена составляет 600-620 м.

Четвертичная система

Нерасчлененные отложения четвертичной системы выходят на дневную поверхность и сложены суглинками, песками, песчаными глинами, торфяниками. Их толщина в районе не превышает 20-40 м.

## Тектоника

В региональном тектоническом плане мезозоя Западно-сибирской плиты Ю-Ч месторождение расположено в северной части Нюрольской впадины. В тектоническом отношении месторождение сопряжено с Ю-Ч куполовидным поднятием. Поднятие выделяется в ранге положительной структуры третьего порядка и занимает во впадине крайнее северное положение.

В локальном структурном плане по сейсмогоризонту Ю-Ч м.р. поднятие простирается в субширотном направлении на расстояние 30 км. По оконтуривающей изогипсе - 2660 м имеет размеры 30 на 3-8 км и амплитуду 120-125 м. Представляется крупной брахиантиклинальной складкой многокупольного строения. Вторичная складчатость проявляется в виде мелких складок изометричных и эллипсовидных очертаний, развивающихся, как правило, на сводовой поверхности структуры. Всего здесь насчитывается до четырех локальных складок четвертого порядка. Наиболее приподнятое гипсометрическое положение занимает центральная часть структуры, в разрезе и плане структура имеет асимметричное строение. Ее северное крыло представляется крутым и коротким, южное более протяженным и пологим. Южное крыло осложнено многочисленными глубокими структурными выступами и заливами северо-восточного простирания. Периклинальные обрамления широкие и протяженные.

Ундуляции шарниров мелких складок неглубокие и не превышают 15-20 м. На востоке Ю-Ч структура, неглубоким (10-15 м) и узким (1.2 км), прогибом отделяется от Заячьей локальной складки четвертого порядка и формирует с ней единую линию антиклинальных складок [6;7].

## Нефтеносность

Продуктивными отложениями на месторождении являются песчаники берриас-валанжинского (пласт Б13) и валанжин-готерив-барремского ярусов (пласты Б8, Б7, Б6, Б<sub>5</sub><sup>2</sup>, Б<sub>5</sub><sup>1</sup>, Б<sub>4</sub><sup>1</sup>, А7, А<sub>4</sub><sup>2</sup>, А<sub>4</sub><sup>1</sup>). Геологический разрез Ю-Ч месторождения представлен на (Рисунке 1.2.)

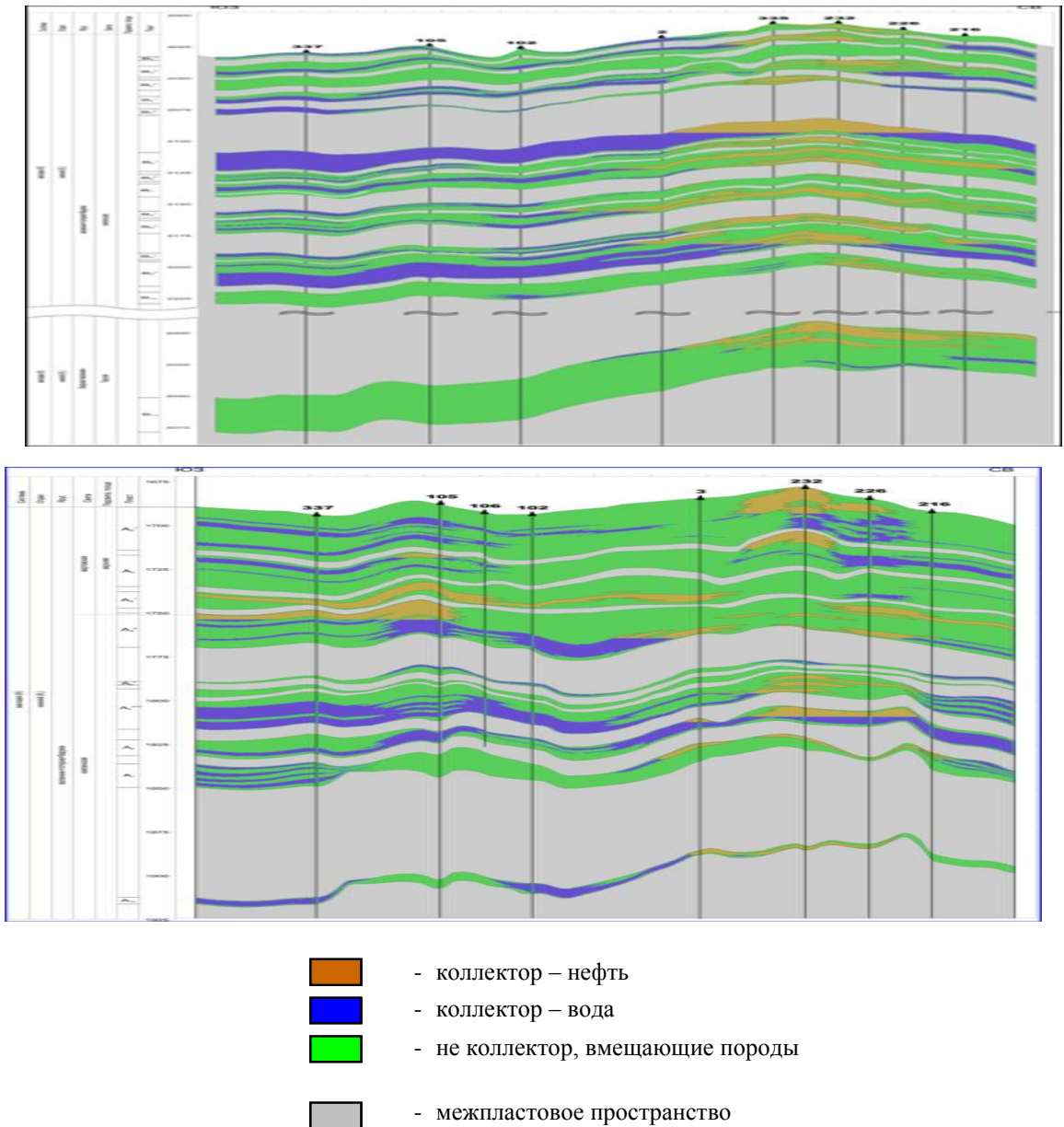


Рисунок 1.2 – Геологический разрез Ю-Ч месторождения.

## 1.4 Свойства и состав пластовых флюидов

Пласт  $A_4^2$  керном охарактеризован в трех скважинах - 1р, 233р, 216р. Песчаники алевролитовые, кварц-полевошпатовые, мелкозернистые, пятнистые, нередко пористо-кавернозные, хорошо отсортированные. Состав обломочного материала преимущественно кварц-полевошпатовый, обломки других пород (до 6 %) сложены кремнями и глинистыми литотипами. Содержание слюдистых минералов достигает 7-8 %. Цементирующая масса (до 15 %) глинисто-карбонатная (гидрослюдисто-кальциевая). Тип цементации – поровый.

Алевро-песчаники характеризуются примерно одинаковым содержанием алевролитовой и песчаной составляющей. По минеральному составу полевошпатовые, слюдистые (до 10 %) и известковые (до 25 % кальцита), плохо отсортированные. Обломки пород не превышают 6-7 %.

Алевритистые песчаники мелко-среднезернистые, крепкие. По петрографическому составу - полевошпатовые. Окатанность зерен от плохой до средней. Цементирующая масса по составу каолинито-гидрослюдистая. Количество цемента не превышает 10-15 %. Тип цементации преимущественно поровый.

Керн был исследован по скважинам 1, 233 и 216. Плотность определения составляет 5 образцов на 1 м. Пористость изучена по 8 образцам, изменяется от 19.6 до 28 %, составляя в среднем 23.4 %. Проницаемость изучена по восьми образцам и меняется от 3.4 до 50.9 мД, составляя в среднем 22.2 мД.

Остаточная водонасыщенность изучена по 4 образцам и меняется от 28.8 до 55 %, составляя в среднем 38.4 %.

Коллекторы пласта  $A_7$  изучены весьма слабо и охарактеризованы лишь одним образцом алевролита из разреза скважины 1р. Алевролиты от мелко- до крупнозернистых, кварц-полевошпатовые, слюдистые, плохо отсортированные. Цемент гидрослюдистый (до 18 %), порового типа. Количество обломков пород не превышает 7-8 %.

Пласт  $B_5^1$  охарактеризован керном в скважинах 233р и 2р. Литологически коллектор сложен песчаниками светло-серыми, мелкозернистыми, массивными, слабосцементированными. По минеральному

составу полевошпато-кварцевые. Среди обломков пород преобладают кварциты, встречаются хлоритовые и кварц-слюдистые сланцы, аргиллиты, эффузиты, биотит и мусковит. Цемент каолиновый, его количество не превышает 3-5 %. По гранулометрическому составу преобладающей является фракция 0.16-0.2 мм (40 %). Отсортированность обломочного материала выше средней.

Пористость изучена по 6 образцам, изменяется от 24.1 % до 25.8 %, составляя в среднем 24.9 %. Проницаемость изучена по 6 образцам, изменяется от 49 до 930 мД, составляя в среднем 101.6 мД. Остаточная водонасыщенность изучена по 3 образцам и в среднем равна 38.7 %.

Пласт Б6 как коллектор изучен в шести скважинах - 1р, 2р, 226р, 336р, 337 р и 344р. Здесь выделяется два литотипа пород – песчаники и алевролиты, при этом первый из них имеет резко доминирующее значение.

Песчаники серые, зеленовато-серые, мелко-среднезернистые, средне-мелкозернистые, крупнозернистые, однородные и микрослоистые, хорошо отсортированные, крепко- и среднесцементированные. По петрографическому составу полевошпато-кварцевые, кварц-поливошпатовые, редко полимиктовые. Содержание цемента до 10-20 %. Обломочный материал окатан и полуокатан.

Алевролиты песчаные и глинистые, зеленовато-серые, буровато-серые, крупно-мелкозернистые, мелкозернистые и крупнозернистые. Структура пород алевролитовая псаммоалевритовая, текстура однородная, реже микрослоистая. По составу полевошпато-кварцевые, слюдисто-полевошпато-кварцевые, реже полимиктовые. Характеризуются хорошей, реже плохой, отсортированностью обломочного материала. Цемент гидрослюдисто-хлоритовый, участками кальцитовый. Встречаются единичные вторичные поры выщелачивания, выполненные каолинитом.

Коллекторские свойства пласта изучены по трем скважинам (1, 2, 226), плотность определения составляет 2 определения на 1 м эффективной толщи.

Пористость изучена по 55 образцам. В пласте встречаются коллекторы с пористостью от 16 до 24 %. В целом по пласту средняя пористость имеет



значение 20.8 %. Характерно увеличение пористости (а также проницаемости) сверху вниз по разрезу.

Проницаемость пласта Б6 также изучена по 55 образцам и меняется в широких пределах от 1.5 до 1067 мД. Наименьшая проницаемость до 5 мД приурочена к тонким прослоям с толщиной 1 м. Среднее значение равно 172.4 мД. Остаточная водонасыщенность исследована по 37 образцам и меняется от 14.1 до 48 %, составляя в среднем 30.1 %.

Породы-коллекторы пласта Б изучены в двух скважинах - 1р и 336р. Литологически представлены двумя литотипами пород - песчаниками и алевролитами.

Песчаники и алевролитовые песчаники преимущественно мелкозернистые, редко средне-мелкозернистые, текстура беспорядочная, нередко хорошо отсортированные. По составу полевошпато-кварцевые. Количество цемента незначительно и не превышает 5-6%. По составу он гидрослюдистый и гидрослюдисто-известковый. Тип цементации – поровый.

Алевролиты слюдистые и песчаные, крупно-мелкозернистые, микрослоистые, полимиктовые с содержанием полевых шпатов 43 %, кварца 40 % и слюд от 13% до 20 %. Состав цемента и тип цементации аналогичен вышеописанным песчаникам.

Керн исследован по скважине 1, пробуренной в зоне водоносности. Плотность определения составляет 2 образца на 1 м эффективной толщи. Пористость изучена по четырем образцам, изменяется от 19.1 до 22.7%, составляя в среднем 20.2 %. Проницаемость пласта изучена по трем образцам, меняется от 7.8 до 342.4 мД, убывая к подошвенной части пласта. Среднее значение проницаемости равно 123.1 мД. Остаточная водонасыщенность изучена по трем образцам, меняется от 23.6 до 49.1%, составляя в среднем 43.2%.

Пласт Б8 сложен мелкозернистыми песчаниками, слабо сцементированными алевролитами. Породы-коллекторы изучены по скважинам 1, 2. Песчаники по составу кварцево-полевошпатовые, сцементированы глинистым и карбонатно-глинистым цементом. Тип цемента поровый. Обломочный материал составляет 86-87 % породы, количество

цемента 5-6 %. Алевролиты крупнозернистые и мелкозернистые глинистые, полимиктовые на гидрослюдисто-хлоритовом цементе. Тип цемента изменяется от 7 до 35 %.

Коллекторские свойства пласта изучены по 2 скважинам, плотность определений составляет 3 определения на 1 м эффективной толщины. Пористость изучена по 24 образцам, меняется от 17.3 до 24.6 %, составляя в среднем 21.8 %. Проницаемость пласта Б8 изучена по 23 образцам, меняется от 2 до 278.8 мД, увеличиваясь в нижней части пласта. Среднее значение составляет 63 мД. Остаточная водонасыщенность изучена по 23 образцам, составляя в среднем 43.8 %.

Пласт Б13 как коллектор охарактеризован керном в разрезах скважин 216р и 2р. Литологически представлен однотипным набором пород аркозовыми песчаниками. Породы тонкозернистые и мелкозернистые с массивной текстурой и средней степенью отсортированности. Содержание кварца и полевых шпатов приблизительно одинаковое, обломков пород около 15-20 %. Кварц и полевые шпаты плохо и редко среднеокатанные. Среди обломков в разных соотношениях присутствуют кварциты, аргиллиты, биотит, встречаются мусковит, сланцы, силициты и эффузивы. Первичные поры доминируют над порами выщелачивания. Тип цементации конформный, пленочный, порово-пленочный. По минеральному составу цемент глинистый (гидрослюдистый и каолинитовый), реже глинисто-известковый. Количество цемента изменяется от 5 до 20 %.

Коллекторские свойства пласта изучены по скважине 216, пробуренной в нефтяной зоне, плотность определений составляет 3.5 определения на 1 м эффективной толщины. Пористость изучена по 15 образцам, меняется от 16.6% до 20.5 %, составляя в среднем 20.5 %. Проницаемость также изучена по 15 образцам и составляет в среднем 48.7 мД. Остаточная водонасыщенность изучена по 7 образцам и составляет в среднем 39 %.

Таким образом, коллекторами нефти всех описанных выше продуктивных пластов являются мелкозернистые песчаники и алевролиты. Различные фильтрационно-емкостные свойства коллекторов пластов, их изменчивость по площади зависят от литологического и фракционного

состава, соотношения тех или иных разностей пород и распределения их в плане в разрезе. Большая часть пластов недостаточно освещена керном (или вообще не освещена) [8;9;10].

#### Физико-химические свойства нефти и газа

Числовые физико-химические характеристики нефти Ю-Ч месторождения свидетельствуют о ее высоком качестве и сходстве с нижнемеловыми нефтями Советского месторождения пластов группы А и Б.

Пластовая нефть имеет плотность от 706 до 718 кг/м<sup>3</sup>, при низком давлении насыщения - от 6 до 6.2 МПа. Величина объемного коэффициента изменяется от 1.243 до 1.252 (среднее значение 1.247), вязкость пластовой нефти 0.695 сП. По результатам одноступенчатого разгазирования, нефть характеризуется, низким газосодержанием, оцениваемом в среднем на уровне 49 м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>, плотность нефти изменяется от 834 до 836 кг/м<sup>3</sup>, и в среднем составляет 835 кг/м<sup>3</sup>, вязкость не превышает 4.97 сП. Плотность газа составляет от 1.298 до 1.301 кг/м<sup>3</sup>, и в среднем составляет 1.3 кг/м<sup>3</sup>.

По поверхностным пробам характеристика нефти представляется в следующем виде: плотность сепарированной нефти оценивается в 840.1 кг/м<sup>3</sup> при средней динамической вязкости в стандартных температурных условиях (температура плюс 20°C) - 5.79 мПа·с и при температуре равной 50°C в 3.16 мПа·с. Содержание серы составляет - 0.53%, парафина - 1.4%, асфальтенов - 4.8%, силикагелевых смол - 8.84%.

По данным фракционного анализа выход бензиновых фракций (до температуры равной 200°C) составляет 33%, керосино-газойлевых - 43.2% (до температуры равной 250°C) и выход более тяжелых фракций, (температура более 300°C), находится в пределах 52.8%.

Растворенный в нефти газ имеет УВ, преимущественно метановый состав(41.68%), сумма газообразных его гомологов (этан-нормальный бутан) составляет 42.23% и более тяжелых (жидкие УВ, изо-пентан-гексан) - 5.41%. Из неуглеводородных газов присутствует азот (8.71%), углекислый газ (1.11%), а также отмечаются следы гелия [6;7].

## Физико-химические свойства пластовой воды

В целом химический состав и физические свойства (плотность, вязкость пластовой воды Ю-Ч месторождения типичны для вод меловых отложений западных районов Томской области.

В соответствии с классификацией А.М.Овчинникова по величине минерализации (21.033 г/л) вода относится к группе вод с повышенной соленостью. Среда слабокислая (рН 5.6), плотность -1.014 г/см<sup>3</sup>, вязкость: динамическая - 1.024 мПа·с; кинематическая -1.010 мм<sup>2</sup> /с. Название типа воды по химическому составу следующее по классификации С.А.Щукарева - хлоридно-натриево-кальциевый; по классификации В.А.Сулина - хлор-кальциевый.

## **2 АНАЛИЗ СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1 Основные этапы проектирования разработки месторождения**

В 1969 году Томским территориальным геологическим управлением составлен «Проект глубокого поискового бурения на Ю-Ч площади». По результатам работ получен прирост запасов нефти по пласту Б6 по категории С1 и С2. В 1971 году поисковый объект получил статус месторождения. В 1990 г. составлен и в 1994 г. утвержден ЦКР Минтопэнерго РФ «Проект пробной эксплуатации объекта Б6 Ю-Ч месторождения Томской области» (протокол № 1658 от 18.03.1994 г.).

В 1995 году специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть» составлен и утвержден новый «Проект пробной эксплуатации и доразведки Ю-Ч месторождения» (протокол ЦКРиР Минтопэнерго № 2045 от 10.07.96г.). В 1999 г. В 2004 г. составлен проектный документ «Анализ разработки Ю-Ч месторождения» (протокол ТО ЦКР по ХМАО № 548 от 16.12.2004 г.).

В 2006 году специалистами ОАО «Тандем», г. Тюмень, выполнена «Технологическая схема разработки Ю-Ч месторождения» (протокол ТО ЦКР Роснедра по ХМАО № 737 от 21.02.2006 г.).

В 2009 году в тех схему были внесены изменения в «Дополнении к технологической схеме разработки Ю-Ч месторождения» (протокол ТО ЦКР № 4549 от 26.03.2009 г.).

В настоящий момент месторождение разрабатывается на основании Дополнении к технологической схеме разработки Ю-Ч месторождения (протокол ТО ЦКР № 5794 от 04.12.2013 г.) [2].

## 2.2 Анализ текущего состояния разработки объекта

Ю-Ч месторождение открыто в 1970 году, пробная эксплуатация месторождения началась с 1991 года, в промышленную разработку введено с 2004 года.

По состоянию на 01.01.2015 года Ю-Ч месторождение разрабатывается в пределах двух лицензионных участков: Ю-Ч и Катильгинский блок № 62.

Нефтеносность месторождения связана с меловыми и юрскими отложениями. По состоянию на 01.01.2015 года разработка месторождения осуществляется по 33 объектам разработки: А<sub>2</sub><sup>1</sup>, А<sub>3</sub>, А<sub>3</sub><sup>1</sup>, А<sub>4</sub><sup>2</sup>, А<sub>4</sub><sup>3</sup>, А<sub>5</sub><sup>1</sup>, А<sub>5</sub><sup>2</sup>, А<sub>5</sub><sup>3</sup>, А<sub>6</sub>, А<sub>7</sub>, А<sub>9</sub>, А<sub>10</sub>, Б<sub>0</sub>, Б<sub>4</sub><sup>1</sup>, Б<sub>4</sub><sup>2</sup>, Б<sub>5</sub><sup>1</sup>, Б<sub>5</sub><sup>2</sup>, Б<sub>5</sub><sup>3</sup>, Б<sub>5</sub><sup>4</sup>, Б<sub>6</sub><sup>1</sup>, Б<sub>6</sub><sup>2</sup>, Б<sub>7</sub><sup>1+2</sup>, Б<sub>7</sub><sup>3</sup>, Б<sub>8</sub><sup>1</sup>, Б<sub>8</sub><sup>2</sup>, Б<sub>8</sub><sup>3</sup>, Б<sub>9</sub><sup>1</sup>, Б<sub>9</sub><sup>2</sup>, Б<sub>10</sub>, Б<sub>11</sub>, Б<sub>12</sub>, Б<sub>13</sub>, Ю<sub>13+4</sub>, из них на 13 объектах с применением системы ППД (А<sub>3</sub>, А<sub>4</sub><sup>1</sup>, А<sub>4</sub><sup>2</sup>, А<sub>5</sub><sup>2</sup>, А<sub>5</sub><sup>3</sup>, А<sub>7</sub>, Б<sub>5</sub><sup>2</sup>, Б<sub>5</sub><sup>4</sup>, Б<sub>6</sub><sup>1</sup>, Б<sub>7</sub><sup>1+2</sup>, Б<sub>7</sub><sup>3</sup>, Б<sub>8</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>13+4</sub>).

Накопленный отбор нефти и жидкости на 01.01.2015 г. по месторождению составил соответственно 4839 тыс.т и 27159 тыс.т, текущий коэффициент нефтеизвлечения (В+С<sub>1</sub>) 0,146 д.ед. относительно запасов, утвержденных ГКЗ по результатам ОПЗ 2015 года (Протокол №03-18/176 от 20.04.2015 г и протокол №03-18/508 от 19.09.2015 г.) , отбор от начальных извлекаемых запасов 41,8 %, накопленный ВНФ составил 4,6, текущая обводненность продукции 89,2 %. Накопленная закачка воды равна 10811,4 тыс.м<sup>3</sup>, текущая приемистость 735,8 м<sup>3</sup>/сут. Компенсация накопленная и текущая составила соответственно 37 % и 43,8 %.

Динамика основных технологических показателей разработки Ю-Ч месторождения представлена в (таблице 2.1и на рисунке 2.1). Месторождение находится на III стадии разработки.

С 1991 года по 2003 год можно выделить первую стадию разработки Ю-Ч месторождения. В данный период происходит рост добычи нефти и жидкости в связи с тем, что разбуривают фонд скважин. Система ППД, пока не вводилась. Резкое увеличение обводненности в 1995-1997 года связано с выработкой запасов. С 1998 года обводненность снижается в связи с более интенсивным вводом новых скважин из бурения.

С 2003 года по 2006 год – вторая стадия разработки. В этот период наблюдается максимальная добыча нефти 611,4 тыс.т (в 2004 году) за счет

бурения и ввода в эксплуатацию восьми новых скважин. Начинается ввод скважин ППД.

С 2007 года происходит падение добычи нефти до 274 тыс.т. с этого года начинается III стадия разработки месторождения. В 2008-2009 г., наблюдается рост добычи нефти, который обусловлен возобновлением бурения и вводом в эксплуатацию шести новых скважин в 2008 г. и четырех в 2009 г. С 2010 года происходит падение добычи нефти на 23,7 %, связанное с ростом обводненности на 6,4 %, при этом отбор жидкости вырос на 22,1 %. В 2011 году снижение уровня добычи на 15,3 % – до 294 тыс.т при обводненности 91 %. В 2012 году добыча нефти увеличилась по сравнению с предыдущим годом на 9 %, за счет проведенных ГТМ. Максимальный уровень добычи жидкости приходится на 2010-2011 гг. и составляет 3255 тыс.т.

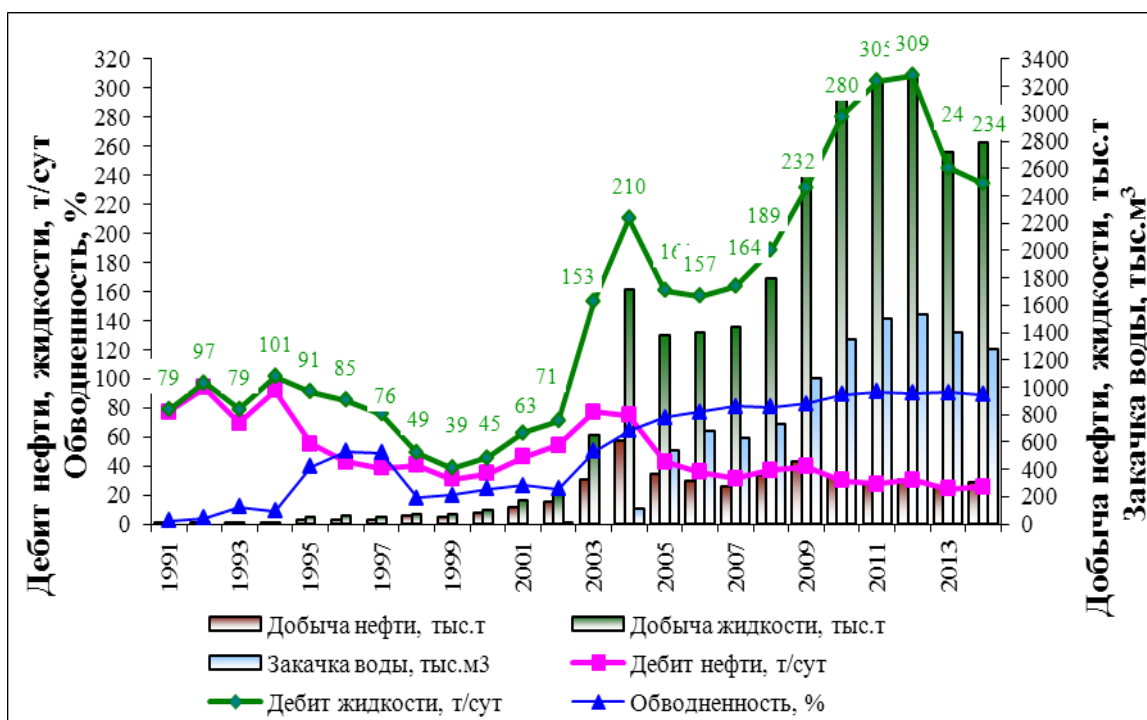


Рисунок 2.1—Динамика основных показателей разработки Ю-Ч месторождения.

На протяжении всей истории разработки месторождения добыча нефти велась как фонтанным, так и механизированным способом эксплуатации. Как следует из (таблицы 2.1), большая часть накопленной добычи нефти и жидкости реализована механизированным способом, ЭЦН – 89 % и лишь 3 %

– ШГН. Добыча нефти фонтанным способом в объеме 394 тыс. т (или 8 % от накопленной добычи нефти) приходится на период фонтанирования добывающих скважин в начале разработки Ю-Ч месторождения (1991-2002 гг.), при невысокой обводненности. В 2014 году на фонтан переведена лишь одна высокообводненная скважина № 906 с дебитом нефти 5,5 т/сут и обводненностью 82,7 %, работающая на объект Ю1(3+4).

Таблица 2.1—Динамика основных технологических показателей разработки по Ю-Ч месторождению

Год	Годовой отбор				Накопленный отбор				Обводненность, %	Средний дебит, т/сут		Сред. приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Компенсация отбора, %		Действующий фонд скв. на кон.года		Темп отбора от извл. зап., %		Отбор от НИЗ, %	КИН (B+C <sub>1</sub> ), дел.
	нефти, тыс.т	жидкости, тыс.т	закачки, тыс.м <sup>3</sup>	газа, млн.м <sup>3</sup>	нефти, тыс.т	жидкости, тыс.т	закачки, тыс.м <sup>3</sup>	газа, млн.м <sup>3</sup>		нефти	жидкости		текущая	накопленная	добывающих	нагнетательных	начальных	текущих		
1991	9,4	9,6	0	0	9	10	0	0	2,1	77,0	78,6	0,0	0	0	1	0	0,1	0,1	0,1	0,000
1992	7,3	7,6	0	0	17	17	0	1	3,9	93,8	97,2	0,0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,1	0,001
1993	7,6	8,6	0	0	24	26	0	1	11,6	69,4	79,0	0,0	0	0	0	0	0,1	0,1	0,2	0,001
1994	9,1	10,0	0	0	33	36	0	1	9,0	91,7	101,3	0,0	0	0	2	0	0,1	0,1	0,3	0,001
1995	32,3	53,1	0	1	66	89	0	3	39,2	55,3	91,0	0,0	0	0	2	0	0,3	0,3	0,6	0,002
1996	29,1	57,8	0	1	95	147	0	4	49,7	42,8	85,1	0,0	0	0	2	0	0,3	0,3	0,8	0,003
1997	27,9	54,9	0	1	123	202	0	5	49,2	38,6	75,9	0,0	0	0	2	0	0,2	0,2	1,1	0,004
1998	60,1	73,4	0	3	183	275	0	8	18,1	40,2	49,1	0,0	0	0	5	0	0,5	0,5	1,6	0,006
1999	55,2	68,8	0	2	238	344	0	10	19,8	30,9	38,6	0,0	0	0	5	0	0,5	0,5	2,1	0,007
2000	78,0	102,5	0	3	316	446	0	13	23,9	34,6	45,4	0,0	0	0	7	0	0,7	0,7	2,7	0,010
2001	123,9	168,7	0	5	440	615	0	17	26,6	46,1	62,7	0,0	0	0	10	0	1,1	1,1	3,8	0,013
2002	161,8	212,9	3,3	6	602	828	3	24	24,0	54,0	71,0	50,0	1	0	11	0	1,4	1,5	5,2	0,018
2003	326,8	649,5	0	17	928	1477	3	41	49,7	77,2	153,4	0,0	0	0	19	0	2,8	3,0	8,0	0,028
2004	611,4	1717,1	111,0	32	1540	3194	114	73	64,4	74,9	210,2	524,8	-	4	25	2	5,3	5,7	13,3	0,047
2005	368,1	1378,9	538,0	19	1908	4573	652	92	73,3	42,9	160,5	737,0	54	19	25	2	3,2	3,7	16,5	0,058
2006	317,6	1401,4	682,0	13	2225	5975	1334	105	77,3	35,6	156,9	934,2	60	29	25	2	2,7	3,3	19,2	0,067
2007	274,0	1436,5	629,0	11	2499	7411	1963	116	80,9	31,2	163,6	892,8	55	34	27	2	2,4	2,9	21,6	0,076
2008	354,3	1794,1	732,0	15	2854	9205	2695	131	80,3	37,2	188,5	734,6	48	36	32	3	3,1	3,9	24,7	0,086
2009	454,8	2665,7	1061,6	22	3309	11871	3757	153	82,9	39,5	231,6	770,8	44	39	33	5	3,9	5,2	28,6	0,100
2010	347,1	3255,7	1345,7	17	3656	15127	5103	170	89,3	29,9	280,4	644,1	45	40	33	6	3,0	4,2	31,6	0,111
2011	293,9	3251,6	1501,0	13	3949	18378	6604	183	91,0	27,5	304,7	688,9	52	42	31	6	2,5	3,7	34,1	0,119
2012	321,4	3264,8	1529,2	14	4271	21643	8133	197	90,2	30,4	308,8	831,5	59	45	30	5	2,8	4,2	36,9	0,129
2013	265,0	2721,9	1396,8	12	4536	24365	9530	209	90,3	23,9	245,3	769,6	59	45	32	5	2,3	3,6	39,2	0,137
2014	302,9	2793,9	1281,9	14	4839	27159	10811	223	89,2	25,4	234,0	735,8	59	45	40	5	2,6	4,3	41,8	0,146

Сопоставление фактических и проектных показателей разработки по месторождению приведено в (таблице 2.2).



Таблица 2.2 — Сравнение проектных и фактических показателей разработки Ю-Ч месторождения

№ п/п	Показатели	Ед. изм.	2010 г.*		2011 г.*		2012 г.*		2013 г.		2014 г.	
			Проект	Факт т	Проек т	Фак т	Проек т	Фак т	Проек т	Факт	Проек т	Факт
1	Добыча нефти всего	тыс.т	542,2	347,1	700	293,9	793,9	321,4	265,5	265,0	210,5	302,9
2	в том числе из новых скважин	тыс.т	157,1	0,0	194	0,0	188,5	2,8	0,0	0,0	20,6	44,0
3	добыча нефти механизированным способом	тыс.т	542,2	347,1	700	293,9	793,9	321,4	265,5	265,0	210,5	302,4
4	Ввод новых добывающих скважин	шт.	18	0	27	0	27	1	0	0	6	11
5	Средняя глубина новой скважины	м	2340	0,0	2359	0,0	2379	2670,0	0	0,0	3050,0	3064,5
6	Фонд добывающих скважин на конец года	шт.	72	33	96	32	119	32	34*	32	39	44
7	Действующий фонд добывающих скважин на конец года	шт.	70	33	94	31	118	30	30*	32	36	40
8	Фонд механизированных скважин	шт.	72	33	96	31	120	30	30*	32	36	39
9	Ввод нагнетательных скважин	шт.	0	1	0	0	3	0	0	0	4	0
10	Действующий фонд нагнетательных скважин на конец года	шт.	2	6	2	6	5	5	5	5	9	5
11	Средний дебит действующих скважин по жидкости	т/сут	97,5	280,5	90,9	296,4	86,3	308,8	254,8	245,3	217,5	234,0
12	Средний дебит новых скважин по жидкости	т/сут	75,9	0	67,2	0	71,1	40	0,0	0	40,8	180
13	Средняя приемистость нагнетательных скважин	м <sup>3</sup> /сут	1131,6	644,1	1083	688,9	818,3	831,5	908,7	769,6	680,8	735,8
14	Средняя обводненность продукции действующего фонда скважин	%	77,2	89,3	75,6	91,0	76,6	90,2	89,8	90,3	91,0	89,2
15	Средняя обводненность продукции новых скважин	%	31,1	0,0	36,1	0,0	42	22,2	0	0,0	16	77,3
16	Добыча жидкости всего	тыс.т	2375,0	3256,0	2874	3252,0	3394,1	3264,8	2595,0	2721,9	2345,0	2793,9
17	в том числе из новых скважин	тыс.т	228,0	0,0	304,	0,0	322	3,6	0,0	0,0	24,5	193,9
18	добыча жидкости механизированным способом	тыс.т	2375,0	3256,0	2874	3252,0	3394,1	3264,8	2595,0	2721,9	2345,0	2791,2
19	Коэффициент извлечения нефти (КИН)	доли. ед	0,115	0,111	0,13	0,119	0,160	0,129	0,137	0,137	0,144	0,146
20	Отбор от утвержденных извлекаемых запасов	%	32,8	31,6	38,9	34,1	45,7	36,9	39,2	39,2	41,0	41,8
21	Темп отбора от начальных извлекаемых запасов	%	4,7	3,0	6,0	2,5	6,9	2,8	2,3	2,3	1,8	2,6
22	Компенсация отбора текущая	%	30	45,1	24	51,7	38	58,8	54,7	49,1	63,4	43,8
23	Компенсация отбора с начала разработки	%	28,0	40,1	37,0	42,3	29,0	44,6	31,1	36,3	33,8	37,0
24	Добыча растворенного газа	млн.м <sup>3</sup>	29,3	17,0	36,1	14,0	40,0	14,0	15,0	12,0	13,2	13,7

В целом по месторождению в 2010-2012 гг. наблюдается ежегодное отставание фактического фонда действующих добывающих скважин от проектного (в 2010 г. на 53 %, в 2011 г. на 67 %, в 2012 г. на 74,6 %). Это, прежде всего, связано с медленными темпами разбуривания месторождения и полным прекращением эксплуатационного бурения с 2010 года. Таким образом, основной причиной не выполнения проектных уровней добычи нефти в 2010-2012 гг., является недостижение утвержденного действующего фонда добывающих скважин, рост которого предусматривался за счет бурения и ввода в эксплуатацию новых скважин.

Фактические дебиты нефти и жидкости на протяжении всего рассматриваемого периода значительно превышают проектные значения, обводненность продукции превышает (до 13,6 % в 2012 г.) проектные значения. Одной из причин обводнения может быть интенсивная работа системы ППД: объемы закачки значительно превышают проектные значения.

В 2010 году по месторождению добыто 347,1 тыс.т нефти, что составляет 64 % от проектного объема. Отставание по отборам нефти связано, прежде всего, с меньшим действующим фондом добывающих скважин. Бурение 18 добывающих скважин, предусмотренное проектом, не проведено. Действующий фонд добывающих скважин на конец года составил 33 ед. или 45,8 % от проектного. Фактические темпы роста обводненности существенно превысили проектные, в 2010 году обводненность составила 89,3 % при проектной величине – 77,2 %. По отношению к проектному (22,2 т/сут), фактический среднегодовой дебит нефти за 2010 год был на 34,7 % выше. Фактический дебит жидкости втрое превысил проектный (проект – 97,5 т/сут, факт – 280,4 т/сут), фактическая добыча жидкости (3255,7 тыс.т) оказалась выше проектной на 37,1 %.

В 2011 году предполагалось повышение объема добычи нефти на 29,1 %, фактически добыча уменьшилась на 15,3 %, за год добыто 293,9 тыс.т, что составляет 42 % от проектной. Проектным документом предусматривалось в 2011 г. пробурить 61,3 тыс.м. и ввести в эксплуатацию 26 новых из бурения

скважин, в т.ч. выполнить одну зарезку ЗБС. Бурение на месторождение не велось и заложенная в проекте добыча 194,4 тыс. т. нефти из новых

скважин не получена. Значительное отставание фактического фонда скважин (действующий фонд втрое меньше проектного) является основным фактором, не позволившим реализовать проектный уровень добычи нефти. Дебиты по нефти и жидкости превысили проектные на 17,5 и 69,3 % соответственно, среднегодовая обводненность выросла на 1,7 % и превысила проектную на 15,4 %. Учитывая тот факт, что дебит скважин по жидкости в 3,3 раза превышает проектный, было добыто 3251,6 тыс.т жидкости, что на 13,1 % превышает проектный объем.

Что касается годового объема закачки, то в 2011 году на месторождение было закачано в 2,1 раза больше, чем предполагалось проектным документом. Фактический объем закачки составил 1501 тыс.м<sup>3</sup> при проектной величине 711 тыс.м<sup>3</sup>, текущая компенсация отбора жидкости составила 44,5 % вместо 23,7 % по проекту.

В 2012 году добыча нефти по факту по сравнению с предыдущим годом выросла на 27 тыс.т, обводненность продукции уменьшилась на 1 % из-за удачно выполненных ПВЛГ на месторождение, но и это не уменьшило отклонения от проектных значений. Отставание по добыче нефти за 2012 год составило 60 %. Причина этому та же что и в предыдущие года. Программа бурения новых скважин не выполнена на 26 ед., проектная добыча нефти из новых скважин 189 тыс.т. не получена. Действующий фонд добывающих скважин меньше на 88 скважин, обводненность превышает проектное значение на 18 %.

В период 2013-2014 гг. утвержденным проектным документом является «Дополнение к технологической схеме разработки Ю-Ч месторождению» (протокол ЦКР № 5794 от 04.12.2013 г.)

Фактическая добыча нефти в 2013 году практически соответствует проектному значению, бурение новых скважин не предусмотрено. Действующий фонд добывающих скважин на конец года - 32 ед., больше

проектного на 2 скважины. Средний дебит нефти (23,9 т/сут) на 8,4 % ниже проектного значения. Также, в проекте не предусмотрены работы по увеличению количества действующих нагнетательных скважин, фактический фонд соответствует проектному – 5 скважин.

В 2014 году фактическая добыча нефти выше проектной на 43,9 %. Фонд действующих добывающих скважин больше проектного на 4 ед., а дебит скважин по нефти в 1,3 раза превышает проектный. Причиной такого превышения проектных показателей является бурение и ввод в эксплуатацию 11 добывающих скважин, дебит по нефти которых на 19 % выше проектного. Скважины №№ 1,2,6 введены в работу на пласте Ю1 3+4 со средним по году дебитом нефти 40 т/сут и обводненностью 28 %, № 5 – совместно на Ю1 3+4 и Б13, №№ 4,7 эксплуатируются на объекте Б13 с дебитом нефти 36 т/сут и обводненностью 68 %, № 3Б – на объекте А<sub>5</sub><sup>3</sup> (дебит нефти и жидкости 75 и 263 т/сут соответственно), № 8 – на Ю1 3+4 и Б11, № 9 совместно на А9, А10.

Согласно утвержденному проектному документу, предусматривалось бурение и ввод в эксплуатацию шести добывающих (дебит нефти и жидкости соответственно 34,5 и 40,8 т/сут) и четырех нагнетательных скважин на объект Ю1 3+4. Кроме того, в 2014 году проведены успешные операции ПВЛГ, приобщение. В 2010-2014 гг. на месторождении проведено 14 операций ГРП (по проекту - 12), девять операций на новом фонде - эффект не определен. В пяти случаях дебит нефти, в среднем, увеличился в 2,4 раза, обводненность после операций ГРП увеличилась на 23 %.

В целом, ГРП показал высокую эффективность на месторождении. Дополнительная добыча нефти за счет операций ГРП на 01.01.2015 г. 617,9 тыс.т (51,5 тыс.т на скважину)

По состоянию на 01.01.2015 г. накопленная добыча нефти на Ю-Ч месторождении по факту составляет 4839 тыс.т при проектной 4747 тыс.т (отклонение -19 %), накопленный отбор жидкости по факту на 2 % выше, чем предполагалось проектом (26583 тыс.т). Текущий КИН - 0,146 при утвержденном значении 0,144 по категории запасов В+С1.

С начала разработки месторождения в пласты закачано 10811 тыс.м<sup>3</sup> воды, что превышает проектные объемы закачки (9786 тыс.м<sup>3</sup>), накопленная компенсация – 37 % (по проекту 33,8 %).

В 2014 году проектом предусмотрен рост нагнетательного фонда до 9 ед., в действительности под закачкой остается 5 скважин. Фактический объем закачки составил 1281,9 тыс. м<sup>3</sup>, текущая компенсация отбора жидкости

43,8 % вместо 63,4 % по проекту. Фактическая приемистость составила 734,6 м3/сут при проектной – 680,8 м3/сут [11;12;13].

### 2.3 Анализ показателей работы фонда скважин

На 01.01.2015 г. добывающий фонд скважин равен 51, нагнетательный 5 и поглощающий – 5 скважин в соответствии с (таблица 2.3, рисунок 2.2).

Таблица 2.3–Характеристика фонда скважин Ю-Ч месторождения по состоянию на 01.01.2015 г.

Наименование	Характеристика фонда	В целом
Фонд добывающих нефтяных скважин	Пробурено	54
	Возвращены с других	0
	Нагнетательные в отработке на нефть	5
	Всего	59
	В том числе:	0
	Действующие	40
	из них фонтанные	1
	ЭЦН	38
	ШГН	1
	газлифт	0
	Бездействующие	4
	В освоении после бурения	0
	В консервации	0
	Наблюдательные	0
	Переведены под закачку	5
	Переведены на другие объекты	3
В ожидании ликвидации	0	
Ликвидированные	7	
Фонд нагнетательных скважин	Пробурено	7
	Возвращены с других	0
	Переведены из добывающих	5
	Всего	7
	В том числе:	0
	Под закачкой	5
	в том числе: газа	0
	Бездействующие	0
	В освоении после бурения	0
	В консервации	0
	Наблюдательные	0
	В отработке на нефть	5
	Переведены на другие объекты	2
	В ожидании ликвидации	0
Ликвидированные	0	

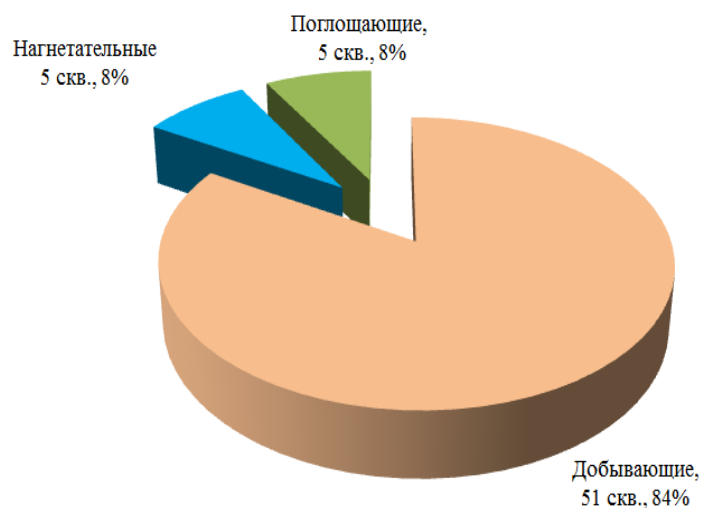


Рисунок 2.2 – Распределение фонда скважин на 01.01.2015 года

За 2014 г. в целом по месторождению добыто 302,9 тыс.т. нефти и 2793,9 тыс.т. жидкости, средний дебит скважин по нефти составил 25,4 т/сут, жидкости – 234 т/сут. Закачка воды составила 1282 тыс.м<sup>3</sup>. Основные показатели состояния разработки по месторождению на 01.01.2015 г. представлены в (таблице 2.4).

Таблица 2.4 – Основные показатели разработки Ю-Ч месторождения на 01.01.2015 г

Показатели	По месторождению
Годовая добыча нефти, тыс.т	302.9
Накопленная добыча нефти, тыс.т	4839
Годовая добыча жидкости, тыс.т	2793.9
Накопленная добыча жидкости, тыс.т	27158.9
Добыча жидкости в пластовых условиях, тыс.м <sup>3</sup>	3340,2
Обводненность, %	89,2
Дебит нефти, т/сут	25,4
Дебит жидкости, т/сут	234.0
Годовая закачка, тыс.м <sup>3</sup>	1281.9
Накопленная закачка, тыс.м <sup>3</sup>	10811.4
Компенсация отбора закачкой, %, текущая	43.8
Накопленна	37
Приемистость нагнет. скважины, м <sup>3</sup> /сут	735.8

Способы эксплуатации добывающих скважин и технологические режимы их работы представлены в (таблице 2.5, таблице 2.6).

Таблица 2.5 – Способы эксплуатации на 01.01.2015г.

Показатели	Способ эксплуатации			ВСЕГО
	фонтан	ЭЦН	ШГН	
Количество скважин	3	39	1	43

Таблица 2.6 – Технологический режим работы скважин на 01.01.2015г.

Месторождение	Куст	Скв.	Тип насоса	Рпл		Фактический режим						
				Нач	Тек	D шт	P затр	P буф	P лин	Q нефти	Q жид.	Обводненность
Южно-Черемшанское	14	1	Э-79	267	255	18.0	17	18	17	50	71	18.0
Южно-Черемшанское	14	2	Э-25	267	245	18.0	18	18	17	17	24	16.0
Южно-Черемшанское	1	2P	ВОР	182	186	65.0	0	6	3	2	230	99.0
Южно-Черемшанское	1	3	Э-59	218	221	8.0	4	7	4	13	60	74.0
Южно-Черемшанское	14	3Б	Э-240	185	175	65.0	18	18	17	37	260	83.0
Южно-Черемшанское	14	4	Э-159	241	232	18.0	17	18	17	26	58	47.0
Южно-Черемшанское	14	5	D-4500	241	230	65.0	15	19	17	18	432	95.0
Южно-Черемшанское	14	6	D-285	267	250	18.0	17	18	17	15	23	24.0
Южно-Черемшанское	14	7	Э-280	241	230	18.0	17	18	17	11	260	95.0
Южно-Черемшанское	14	9	D-530	193	180	18.0	8	18	17	35	75	45.0
Южно-Черемшанское	14	10	Э-125	177	170	18.0	5	18	17	4	150	97.0
Южно-Черемшанское	14	73	D-700	267	250	18.0	17	18	17	29	35	2.0
Южно-Черемшанское	6	105	НВ-44	177	133	65.0	6	0	13	7	21	60.0
Южно-Черемшанское	6	106	Э-44	180	202	18.0	12	13	13	5	42	87.0
Южно-Черемшанское	6	112	Э-59	180	138	18.0	11	14	13	6	65	89.0
Южно-Черемшанское	3	216P	Э-79	241	220	8.0	пакер	14	10	6	61	88.0
Южно-Черемшанское	3	225	Э-159	182	178	10.0	15	20	10	15	160	89.0
Южно-Черемшанское	3	226P	Э-79	241	230	18.0	пакер	10	10	10	73	84.0
Южно-Черемшанское	3	232	Э-199	189	190	65.0	пакер	19	10	13	198	92.0
Южно-Черемшанское	3	233P	Э-240	193	195	65.0	пакер	10	10	11	257	95.0
Южно-Черемшанское	0	335P	Э-80	208	209	18.0	0	9	8	12	101	86.0
Южно-Черемшанское	0	48П	DN-5800	185	180	65.0	4	13	10	231	740	63.0
Южно-Черемшанское	2	426	Э-280	184	183	65.0	5	7	6	24	222	87.0
Южно-Черемшанское	2	442	Э-1000	212	174	65.0	7	9	8	7	827	99.0
Южно-Черемшанское	2	454	Э-240	222	220	65.0	2	7	6	26	285	89.0
Южно-Черемшанское	2	472	Э-59	222	220	18.0	пакер	7	6	8	70	87.0
Южно-Черемшанское	2	474	Э-125	212	165	10.0	пакер	8	6	4	110	96.0
Южно-Черемшанское	2Б	482	Э-100	180	156	18.0	4	6	6	9	28	63.0
Южно-Черемшанское	2Б	484	Э-240	195	210	65.0	0	14	6	65	202	62.0
Южно-Черемшанское	2Б	492	Э-280	189	210	65.0	0	8	6	9	218	95.0
Южно-Черемшанское	2	522	Э-400	177	170	65.0	6	7	6	99	295	60.0
Южно-Черемшанское	2	534	Э-700	186	174	65.0	6	7	6	19	750	97.0
Южно-Черемшанское	2	542	Э-240	225	225	65.0	пакер	7	6	18	180	88.0
Южно-Черемшанское	2	552	Э-59	220	180	18.0	10	7	6	2	24	91.0
Южно-Черемшанское	2	554	Э-159	196	200	18.0	пакер	7	6	24	169	83.0
Южно-Черемшанское	8	606	Э-1250	216	220	65.0	1	11	10	22	1330	98.0
Южно-Черемшанское	8	637	ВОР	177	170	65.0	1	11	9	2	95	97.0
Южно-Черемшанское	8	642	Э-125	182	198	18.0	3	11	10	31	160	77.0
Южно-Черемшанское	8	697	Э-79	196	190	18.0	9	11	10	15	95	81.0
Южно-Черемшанское	8	701	Э-500	182	180	65.0	9	13	10	15	600	97.0
Южно-Черемшанское	8	728	Э-240	182	170	65.0	9	11	10	8	247	96.0
Южно-Черемшанское (соб)	20	902	Э-125	267	160	10.0	14	17	13	24	138	80.0
Южно-Черемшанское (соб)	20	906	ВОР	267	251	65.0	10	2	1	5	30	80.0

Для повышения эффективности работы скважин на Ю-Ч месторождении применяются различные мероприятия по интенсификации притока к добывающим скважинам, улучшению условий

притока флюидов к скважине (уменьшению скин-фактора). Работы в данном направлении на месторождении проводятся с применением широко распространенных технологий. На добывающих скважинах, проводимые работы преимущественно включают в себя мероприятия направленные на интенсификацию притока, реализуется программа с применением методов форсированного отбора. Для улучшения условий притока флюидов к скважине применяются такие методы как гидравлический разрыв пласта. Также на месторождении проведено достаточное количество мероприятий по обработке призабойных зон скважин, применяемых для восстановления продуктивности добывающих скважин и приемистости нагнетательных скважин.

В результате проведения мероприятий по повышению эффективности работы скважин на Ю-Ч месторождении применялись следующие виды: ИДН, ГРП, ОПЗ, ЛА, ПВЛГ, ЗБС, ГОР, РИР, которые позволили дополнительно добыть 2504 тыс.т. нефти, что составляет 57% от всей накопленной добычи 4839 тыс.т. на 01.01.2015г. Всего было проведено 187 операций на 50 скважинах из 61 пробуренных, в общем удельная дополнительная добыча нефти на одну скважино-операцию составляет 8 тыс.т.

Наибольший эффект от проведенных ГТМ был получен от ЗБС, ГОР, ПВЛГ и ГРП и составляет 2329 тыс.т. или 93% от всей дополнительно добытой нефти.

На месторождении пробурена только одна ЗБС, которая является по факту методом ликвидации аварии. На основании ее высокой эффективности нельзя сделать вывод о дальнейшем эффекте бурения уплотняющих ЗБС

ГРП показал высокую эффективность и рекомендуется к применению на пластах Ю1 и Б13. В первом случае рекомендуется максимальный, а во втором минимальный тоннаж [12;13;14;15].



### 3 ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

#### 3.1 Осложнения при эксплуатации скважин по категориям

Классификация скважин по осложняющим факторам проводится с целью:

- Получения корректных результатов сравнения при оценке наработки скважин с учетом различий в условиях эксплуатации;
- Обеспечения единства подходов в вопросах градации скважин на категории в зависимости от степени влияния осложняющих факторов;
- Лучшего понимания способов снижения вредного влияния осложняющих факторов на работу скважин.

Коррозионная агрессивность пластовой жидкости

Коррозионную агрессивность пластовой жидкости характеризуют факторы, такие как, количество растворенных солей, концентрация водородных ионов рН, жесткость воды, содержание кислых газов, наличие органических веществ. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, скорости движения потока, природы и количественного соотношения воды и углеводорода в двухфазной среде. Большое влияние на коррозионный процесс оказывает сероводород, увеличивая скорость коррозии металла. При росте в пластовой жидкости содержания сероводорода скорость коррозии увеличивается линейно. Виды коррозии бывают: Газовые- химическая коррозия металлов в газовой среде при минимальном содержании влаги (как правило не более 0,1%) или при высоких температурах. Биокоррозия–коррозия, вызванная жизнедеятельностью микроорганизмов, вырабатывающих вещества, ускоряющие коррозионные процессы.

Учитывая большое количество факторов, влияющих на скорость коррозии, разделение скважин на категории производится исходя из интенсивности коррозионного разрушения подземного оборудования. Отнесение скважин к категориям 1, 2, 3 производится при наличии (обнаружении) на скважине одного из ниже перечисленных условий.

Категория скважин 1 (низкая коррозионная агрессивность).

Категория скважин 2 (высокая коррозионная агрессивность).

Категория скважин 3 (очень высокая коррозионная агрессивность).

Влияние механических примесей, абразивных частиц

Определение степени влияния механических примесей абразивных частиц на работу насоса является сложной задачей. Отказы насосов происходят как по причинам износа, так и по причинам забивания рабочих органов.

Износ деталей насосов (рабочих органов, подшипников и т.д.) зависит от степени абразивности продукции скважины, которая определяется по следующим параметрам: количество выносимых частиц, их твердость, гранулометрический состав, содержание (%) кварца, геометрия песка (угловатость).

В существующей практике лабораторными исследованиями в основном определяется только один параметр - концентрация взвешенных частиц (КВЧ). Поэтому наиболее ценной является информация о состоянии оборудования, применяемого на данной скважине ранее.

Механические примеси можно разделить на две категории по времени выноса, это искусственные (материалы, использованные при ГРП) - вынос продолжается примерно около 2-х недель с массовым содержанием от 1000 мг/л и выше и натуральные - непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л) – вынос постепенно уменьшается и зависит от времени. Методы, используемые для борьбы с механическими примесями, соответственно различаются.

Искусственные механические примеси состоят из пропнета, проппанта. Вынос механических примесей после ГРП (1,5-2,0 тонны) происходит из-за увеличения депрессии, плохого цементирования эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов, который приводит к значительному износу рабочих органов УЭЦН, заклиниванию вала насоса.

Натуральные механические примеси размер частиц от 0,001 мм и больше. Вынос происходит из-за разрушения скелета породы пласта. Продолжительные по времени, всплески наблюдаются при запуске УЭЦН

после смены. Отнесение скважин по степени влияния мехпримесей,

абразивных частиц по категориям 1, 2, 3 производится при наличии (обнаружении) на скважине ниже перечисленных условий.

Категория скважин 1 (отказов по мех. примесям не зафиксировано).

Категория скважин 2 (наличие мехпримесей в процессе эксплуатации).

Категория скважин 3 (сильное влияние механических примесей).

Отложения солей

Разработка нефтяных месторождений на современном этапе характеризуется необходимостью извлечения огромного количества попутных вод, которые имеют различные происхождение, различный химический состав. Основной причиной солеотложений является пересыщение вод неорганическими солями. Причины пересыщения делятся на две группы: гидрогеохимические условия продуктивных горизонтов вещественный состав и физические свойства пород-коллекторов, термобарические условия, химический состав и минерализация пластовых вод. Отложение солей происходит в случаях, если нарушено равновесное состояние растворенных примесей в результате изменений температуры, давления и турбулентности, которым подвержена вода, например: при поступлении в ствол скважины, на приеме насоса и т.д. Следует учитывать, что состав и тенденции солеобразования могут меняться на разных стадиях разработки месторождения в результате закачки воды, а также зависит от изменений режима работы УЭЦН в скважине и конструкции ступеней насоса.

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины, эксплуатирующиеся в условиях обводнения добываемой продукции; интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя.

Отнесение скважин к категориям 1, 2, 3 производится при наличии

(обнаружении) на скважине одного из ниже перечисленных условий.

Категория скважин 1 (отсутствует влияние солеотложений)

Категория скважин 2 (отмечено влияние солеотложений при эксплуатации).

Категория скважин 3 (сильное влияние солеотложений).

Газосодержание в зоне подвески насоса

Повышенное газосодержание на приеме УЭЦН приводит к частому срыву подачи, в следствии чего погружной-электродвигатель перестает получать достаточное охлаждение что приводит к остановки погружного-электродвигателя по температуре и в последствии перегрева погружного-электродвигателя. Отнесение скважин к категориям 1, 2, 3 производится согласно нижеследующим критериям.

Категория скважин 1 (низкое газосодержание) содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос - менее 15%.

Категория скважин 2 (высокое газосодержание)

содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос - от 15% до 50%.

Категория скважин 3 (очень высокое газосодержание)

Содержание свободного газа в объеме смеси на входе в насос - более 50% [16;17;18;19].

### **3.2 Анализ осложнений, возникающих при разработке «Ю-Ч» месторождении.**

Отказ установки определяется необходимостью подъема насосного агрегата из-за отказа подземного оборудования. Под отказом подземного оборудования следует понимать нарушение его работоспособности.

В период с 2012 по 2015 год произошло 183 отказа погружного оборудования, в результате были затрачены огромные средства на проведение текущего ремонта скважин, эти средства можно было бы сэкономить при рациональном подходе к эксплуатации скважин.

Любые действия, направленные на повышение эффективности нефтедобычи, должны сочетаться с показателями надежности оборудования.

Технология нефтедобычи во многом опирается на механизированный способ эксплуатации с помощью УЭЦН, на данном месторождении УЭЦН составляет 99% фонда.

Для увеличения межремонтного периода, нужно четко знать причины отказов погружного оборудования, для этого нужно проводить постоянный анализ отказов погружного оборудования.

Разделим эксплуатацию погружного оборудования о наработке на две группы, к первой группе отнесем наработки, завершившиеся отказом оборудования, ко второй наработки погружного оборудования, эксплуатация которого завершена, но не из-за его отказа, а по другим причинам. В своей работе исследую только группу наработок на отказ, так как эти данные и будут определять вес критерия, влияющего на износ оборудования.

Для начала определяю количество отказов за пять лет, по (таблице 3.1) видно, что количество отказавшего погружного оборудования не отработавший гарантийный срок эксплуатации 365 суток, выше отработавших гарантийный срок [19;20].

Таблица 3.1 – Отказы УЭЦН за пять лет с учетом остановок по ГТМ и ОИО

Отказы УЭЦН по годам	Отказы от 0 до 365 суток	Отказы от 365 и выше суток	Всего отказов	МРП, суток
2011год	15	12	27	361
2012год	25	10	35	293
2013год	12	7	19	403
2014год	35	10	45	250
2015год	44	13	57	244

Оборудования разных типоразмеров и от разных производителей имеет различные уязвимые места, поэтому выделяем причины отказов оборудования по группам типоразмеров (таблица 3.2).

Таблица 3.2 – Причины отказа УЭЦН по группам типоразмеров с 2011 по 2015

Причины	Типоразмер УЭЦН		
	ВНН (25-44)	ВНН (59-125)	ВНН (159-600)
Причины связанные с нарушением технологии эксплуатации			
Геолого-технические мероприятия	2	34	24
Солеотложения	2	3	2
Засорение мехпримесями	2	4	3
Определение источника обводненности	5	9	6
Вина нефтегазодобывающего управления	2	7	4
Некачественный вывод на режим			
Некачественный подбор УЭЦН		1	
Коррозия		1	1
Бесконтрольная эксплуатация			
Причины, связанные с нарушением технологии подземного ремонта скважин			
Негерметичность НКТ		1	
Мехповреждения кабеля		8	4
Нарушение технологии спуско-подъемной		3	
Полет по НКТ	2	1	
Некачественная подготовка скважины	2		1
Конструктивная надежность УЭЦН			
Отказ ЭЦН	1		
Отказ погружного электродвигателя (ПЭД)	2	9	5
Отказ гидрозащиты		1	2
Отказ кабельной линии	4	10	15
Итого отказов за пять лет без учета ГТМ	17	49	37

При проведении анализа отказов УЭЦН по типоразмерам, стала ясно что наибольшее количество отказов УЭЦН произошло с УЭЦН средней производительности 59-125м<sup>3</sup>/сутки что составила 48% от общего количество отказав. Среди причин отказа УЭЦН лидируют отказы по причине отказ кабельной линии и отказа ПЭД. Но в ходе расследования причины отказа

УЭЦН, часто эксплуатационные причины вынужденно переходят на виновность оборудования, так как при расследовании причин отказа УЭЦН специалисты не всегда определяют, в следствии какого процесса произошел отказ погружного оборудования, в результате записывают возможную, предполагаемую причину отказа, а не истинную первоначальную причину отказа. Причиной этому может послужить недостаток информации и не совершенная система контроля за ходом расследования, а также отсутствие проведения комиссионного расследования по отказам отработавшим гарантийный срок эксплуатации.

Проведем анализ отказов УЭЦН всех типоразмеров без учета остановок по геолого-техническим мероприятиям и определения источника обводненности, так как причины подъема УЭЦН по ГТМ и ОИО не является отказ выхода из строя погружного оборудования. Исходя из (таблицы 3.3) видно что реальных отказов, гораздо меньше чем с учетом ГТМ и ОИО.

Таблица 3.3 – Причины отказа УЭЦН за период с 2011 по 2015

Причины	Отказы УЭЦН с 2011 по 2015 год				
	за 2011 год	за 2012 год	за 2013 год	за 2014 год	за 2015 год
Причины связанные с нарушением технологии эксплуатации скважин					
Геолого-технические мероприятия	6	12	3	16	23
Солеотложения	2	1			4
Засорение мехпримесями	2	2	2	3	
Определение источника обводненности	2	3	3	4	9
Вина нефтегазодобывающего управления	1	3	1	4	4
Некачественный вывод на режим					
Некачественный подбор УЭЦН					1
Коррозия	1				1
Бесконтрольная эксплуатация					
Причины, связанные с нарушением технологии подземного ремонта скважин (ПРС)					
Негерметичность НКТ		1			
Мехповреждения кабеля		4		6	2
Нарушение технологии спуско-подъемной					3
Полет по НКТ			1	2	
Некачественная подготовка скважины	1				2
Конструктивная надежность УЭЦН					
Отказ ЭЦН	1				
Отказ погружного электродвигателя (ПЭД)	3	3	2	5	3
Отказ гидрозащиты	2	1			
Отказ кабельной линии	6	5	7	5	5
Итого отказов за пять лет без учета ГТМ и ОИО	19	21	13	25	25

Сопоставив реальные отказы погружного оборудования и общее количество отказав, мы видим, как изменится общий межремонтный период, в соответствии (таблицей 3.4 и рисунком 3.1) показывают реальное изменение отказов погружного оборудования [14;15;17;18].

Таблица 3.4 – Отказы погружного оборудования и УЭЦН за пять лет.

Отказы УЭЦН по годам	Отказы от 0 до 365 суток	Отказы от 365 и выше суток	всего отказов	МРП, суток
2011 год	10	9	19	443
2012 год	13	8	21	354
2013 год	7	6	13	505
2014 год	18	7	25	280
2015 год	18	7	25	292

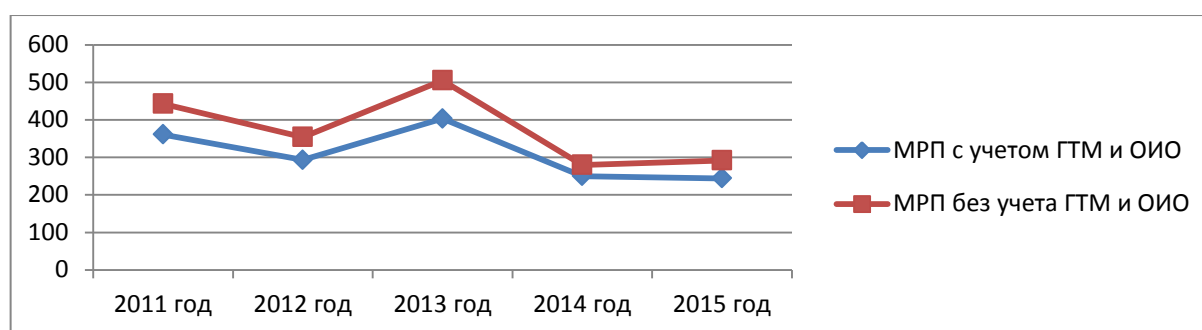


Рисунок 3.1 – Динамика изменения межремонтного периода

Сопоставим количество отказов с учетом ГТМ и ОИО и количество реальных отказов погружного оборудования с наработками до 365 суток и выше 365 суток, в соответствии с (рисунком 3.2).

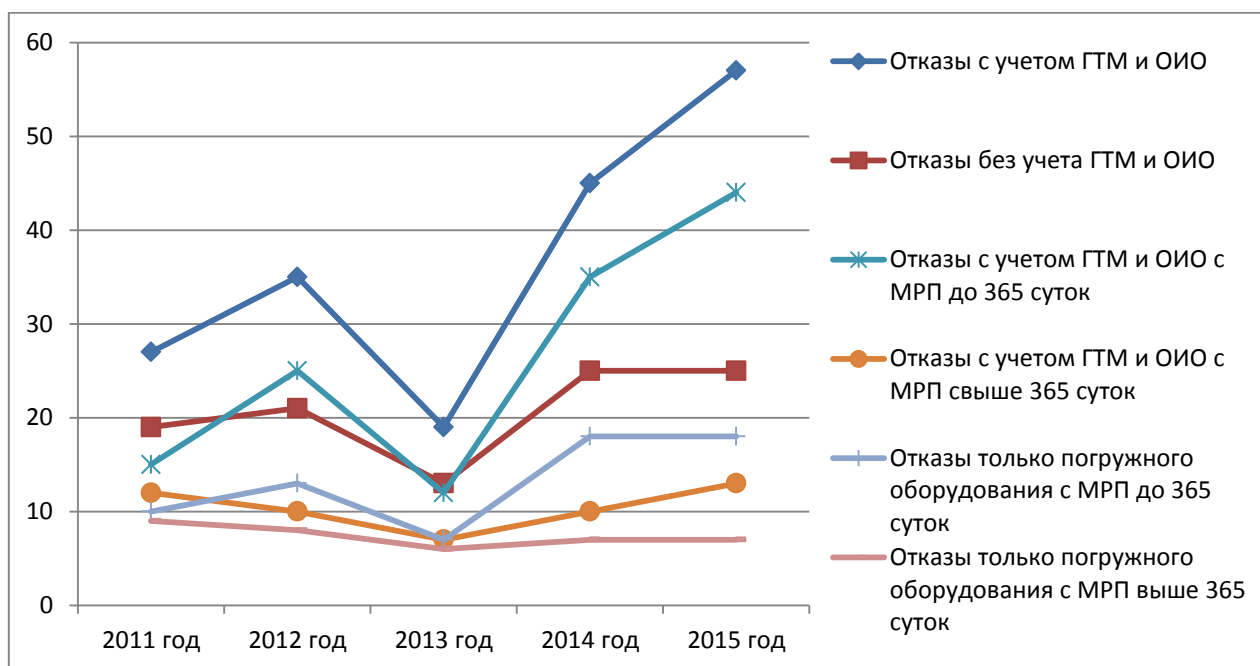


Рисунок 3.2 – Динамика изменения количество отказов

Если на первом этапе анализа, общее количество отказов было 183, то после вычета ГТМ и ОИО их стало 102 отказа за пять лет, из них 66 отказов не отработали гарантийный срок эксплуатации, что составляет 67% отказов за пять лет не отработавших гарантийный срок эксплуатации.



Проведя анализ отказов погружного оборудования и количества общих отказов, переходим к анализу реальных отказов погружного оборудования, по категориям отказов независимо от их наработки. Проанализируем количество отказов по категориям в соответствии с (рисунком 3.3).

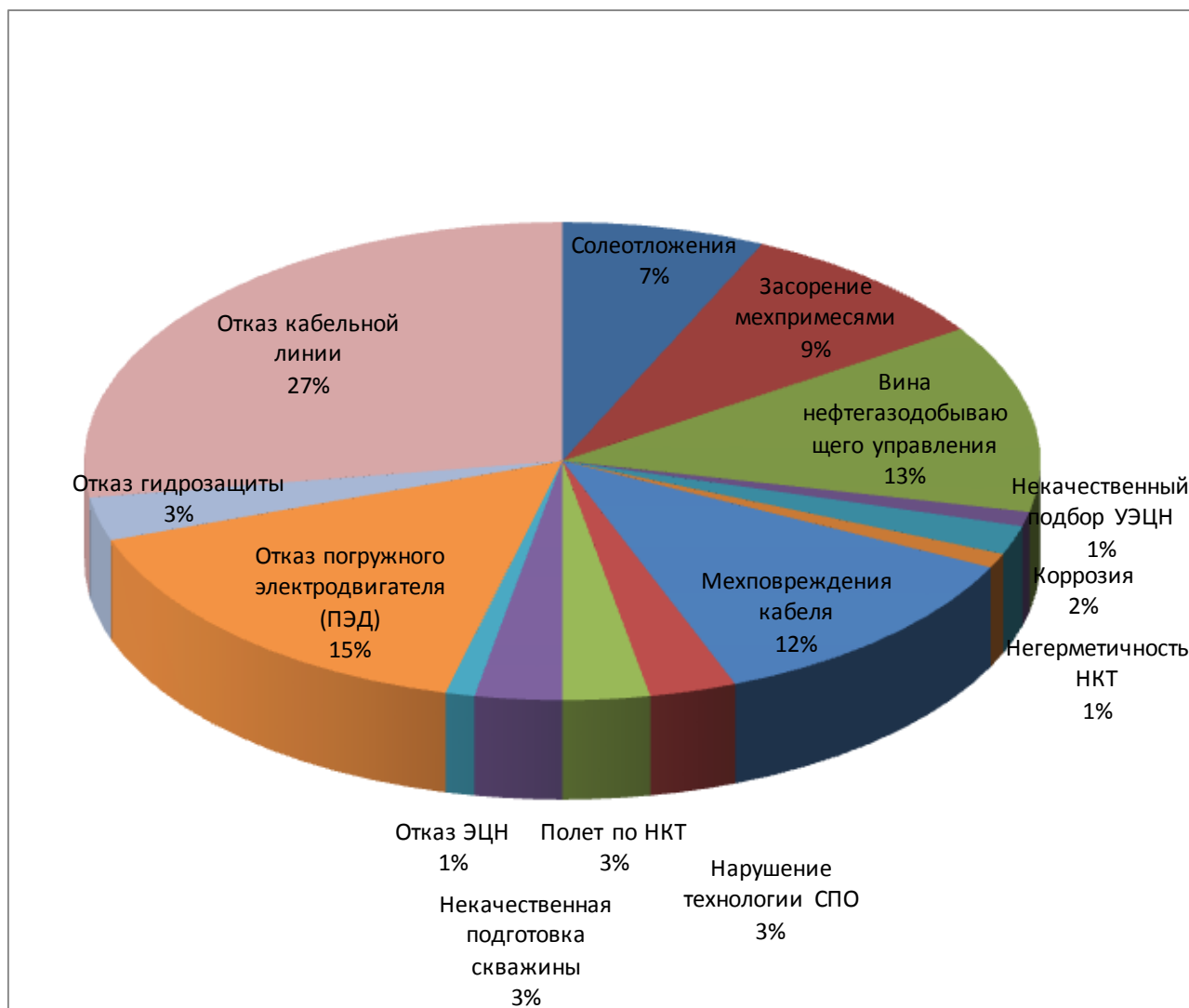


Рисунок 3.3 – Отказы погружного оборудования по категориям за пять лет

Как и было указана ранее, что основное количество отказов составляют: отказ кабельной линии 27%, отказ ПЭД 15%, вина нефтегазодобывающего управления 13% и мехповреждения кабеля 12%, нельзя сказать что отказ кабельной линии и ПЭД это окончательная причина отказа, окончательная причина отказа может быть выяснена в ходе расследования каждого отказа в независимости от наработки на отказ, на как было заявлена ранее, расследования по причине отказа погружного оборудования не ведется по наработке на отказ УЭЦН свыше 365 суток, а у нас отказы с наработкой свыше 365 суток составляют 33%, по данным отказам всегда ставится причина отказа

погружного оборудования а не следствие приведенные к отказу оборудования. Также мы брали все отказы погружного оборудования, а у нас с конца 2013 года начались вводятся новые скважины с бурения вновь пробуренных кустов №14 в конце 2013 года и куст №15 в конце 2014 года.

Для этого необходимо проанализировать отказы погружного оборудования за 2014 и 2015 год с изменением отказов при выводе из бурения и отказа действующего фонда, так как отказы из бурения не могут отражать реальные показатели МРП в соответствии с (таблицей 3.5).

Таблица 3.5 – Отказы УЭЦН 2014-2015 год с бурения и действующего фонда

Отказы УЭЦН по годам	Всего отказов УЭЦН	Отказы УЭЦН с бурения	Отказы УЭЦН действующего фонда	МРП с бурения	МРП действующего фонда
2014год	25	5	20	62	508
2015год	25	15	10	142	517

Анализ отказов погружного оборудования скважин вновь вводимых из бурения (рисунок 3.4) показал что большая часть отказов это отказы связанные с нарушением спуска подъемных операций, и следствия перегрева УЭЦН что привело к солеотложению на рабочих органах УЭЦН, таким образом можно заключить что причины отказа погружного оборудования введенных вновь с бурения скважин это следствия несовершенства подобранного оборудования, халатного отношения при проведении спуска подъемных операций и негативные факторы (ГРП или недостаток притока для неверно подбора оборудования) влияющие на работу погружного оборудования. Еще одна причина преждевременных отказов скважин вводимых из бурения, это вовремя не принятые меры по предупреждению осложнений, так как при эксплуатации первой установки после бурения не проводились мероприятия по защите погружного оборудования от вредного влияния солеотложения, а данная категория отказав составляет 20% от всех отказав из бурения [16;17;18].

Проведем анализ отказа погружного оборудования только действующего фонда скважин (таблица 3.6) и (рисунок 3.5), без учета отказов скважин вводимых из бурения, мы увидим реальная количества отказов и МРП.

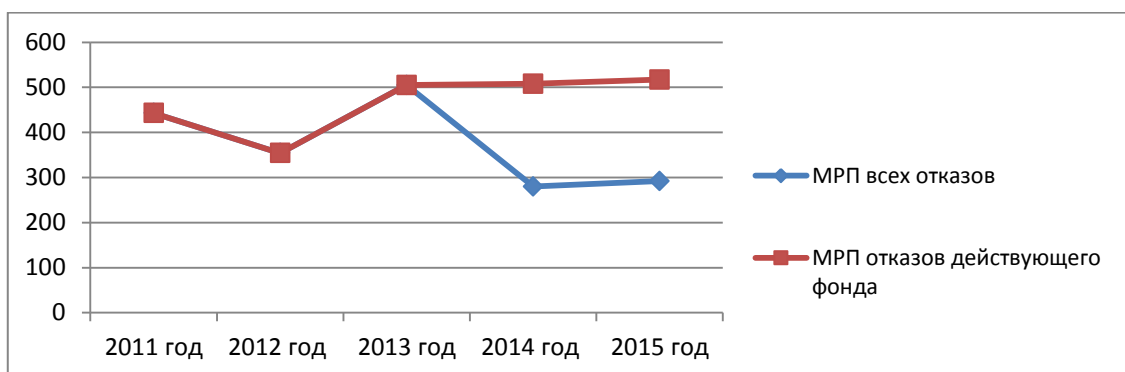


Рисунок 3.5 – Динамика изменения межремонтного периода

Таблица 3.6 – Причины отказа УЭЦН действующего фонда скважин

Причины	Отказы УЭЦН с 2011 по 2015 год				
	2011 год	2012 год	2013 год	2014 год	2015 год
Солеотложения	2	1			
Засорение мехпримесями	2	2	2	3	1
Вина нефтегазодобывающего управления	1	3	1	2	1
Коррозия	1				
Негерметичность НКТ		1			
Мехповреждения кабеля		4		5	2
Нарушение технологии (СПО)					
Полет по НКТ			1	2	
Некачественная подготовка скважины	1				1
Конструктивная не надежность УЭЦН					1
Отказ ЭЦН	1				
Отказ погружного электродвигателя (ПЭД)	3	3	2	5	2
Отказ гидрозащиты	2	1			
Отказ кабельной линии	6	5	7	3	2
Итого отказов действующего фонда скважин	19	21	13	20	10

В итоге получается что реальных отказов действующего фонда скважин за пять лет 83 отказа, а МРП остается на достаточно высоком уровне в 510 суток среднее МРП за три года, также видна что в целом за последние два года по ряду категорий отказов, наблюдается снижения отказов (рисунок 3.6).

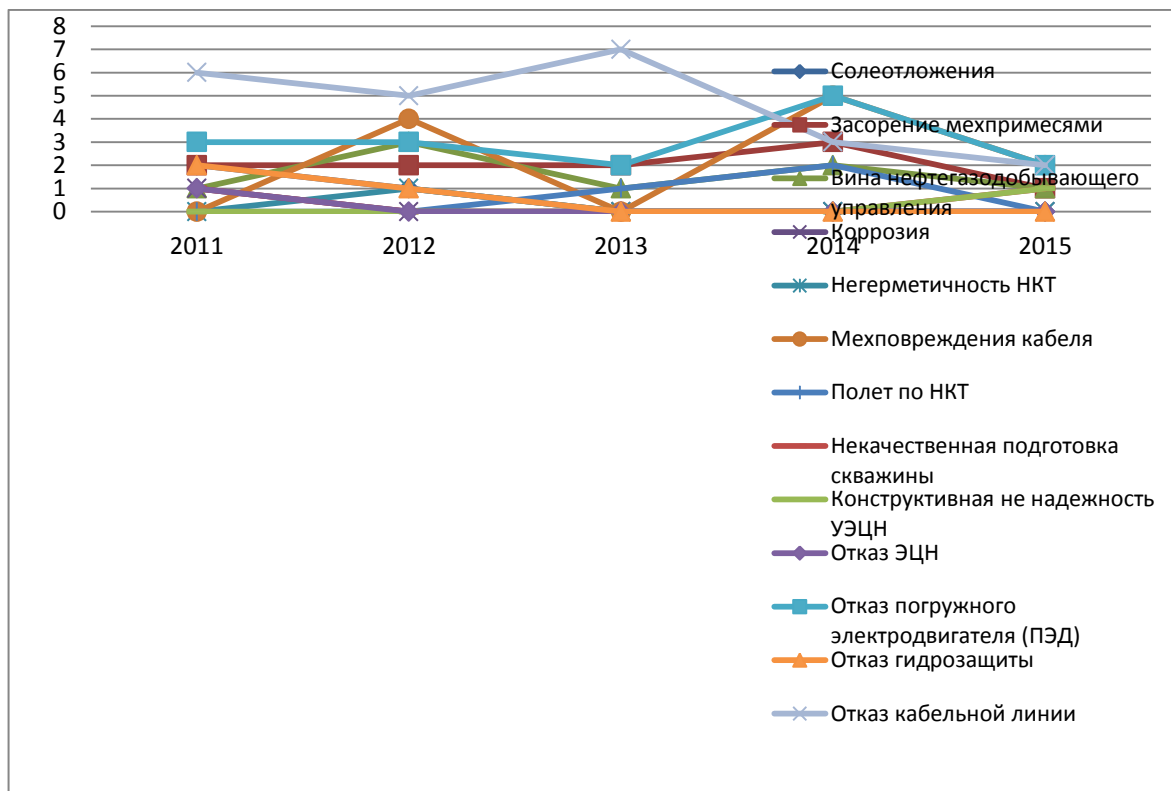


Рисунок 3.6 – Отказы погружного оборудования по категориям

По отказам кабельной линии, погружного электродвигателя (ПЭД), необходимо проводить мероприятия по снижению отказов, так как данная категория отказав, в ходе анализа стоят на первом месте по отказам и в большинстве случаев не является причиной отказа, а просто следствия приведенное к отказу, а настоящей причиной отказа это некачественная поставка оборудования от подрядной организации, нарушения спуска подъемных операций, работа погружного оборудования в осложненных условиях, и в ряде случаев несовершенство погружного оборудования.

Подводя итог анализа отказов погружного оборудования, становится ясно что причина отказов погружного оборудования заключается в влиянии основных пяти факторов это коррозионная агрессивность пластовой жидкости, механические примесей, солеотложения, газосодержание в зоне подвески УЭЦН, несовершенство ремонта и эксплуатации погружного оборудования.

Для продления межремонтного периода, необходимо после каждого отказа погружного оборудования, проводить мероприятия по предупреждению осложнений в процессе эксплуатации, вести контроль за поставляемым оборудованием, монтажом, спуска подъемными операциями и процессом эксплуатации погружного оборудования [17;16;19].

### 3.3 Мероприятия по предупреждению осложнений в работе скважин на «Ю-Ч» м.р

#### Мероприятия по предупреждению осложнений солеотложений

Данные мероприятия разработаны для предупреждения отказа погружного оборудования, по причине солеотложения. В процессах нефтедобычи нефтесодержащей жидкости возникают проблемы, связанные с отложением минеральных солей на внутренних поверхностях оборудования.

Солеобразования закупоривают перфорационные каналы, обсадные и эксплуатационные колонны, НКТ, клапаны, насосы, а также внутреннюю поверхность погружного оборудования, засоряя, таким образом, скважину и препятствуя потоку жидкости. Основной причиной выпадения осадка неорганических солей в объеме водно-нефтяного потока является перенасыщение промысловых вод малорастворимыми солями щелочноземельных металлов, в частности, карбонатом и сульфатом кальция, солями магния, бария и стронция. В результате перенасыщения солевые растворы теряют стабильность и выделяют малорастворимые карбонаты и сульфаты щелочноземельных металлов, которые формируются в полидисперсный осадок, оседающий в призабойной зоне пласта и на погружном оборудовании. С течением времени осадки превращаются в твердые отложения, которые приводят к снижению наработки на отказ погружного оборудования, дебита скважин, уменьшению темпов добычи нефти и к дорогостоящим ремонтным работам.

В большинстве случаев предотвращение солеобразования путем химического ингибирования является наиболее эффективным. На сегодняшний день существует множество способов подачи ингибиторов в скважины: периодическое нагнетание ингибитора в ПЗП; периодическая подача раствора ингибитора в затрубное пространство скважины; постоянная подача ингибитора автоматизированными дозаторами в затрубное пространство или на прием насоса с помощью капиллярных трубок;

помещение ингибитора в подвесные контейнеры. Выбор технологии подачи зависит от условий эксплуатации объекта.

Предложенные мероприятия разработаны для борьбы с солеобразованием на разных стадиях эксплуатации и позволяют свести отказы погружного оборудования по причине солеотложения практически до нуля.

Выделим два основных вида борьбы с солеотложением: первый периодическая обработка ингибитором от солеотложения «Акватек-511М» и второй спуск погружного контейнера с твердым реагентом «КСТР». Какой способ защиты от солеобразования применяют, зависит от условия эксплуатации, категории осложнения и экономической целесообразности.

Разработаем мероприятия по предупреждению солеобразования согласно категориям:

Категория скважин 1 (отсутствует влияние солеотложений)

Категория скважин 2 (отмечено влияние солеотложений при эксплуатации).

Категория скважин 3 (сильное влияние солеотложений).

Мероприятия по категории скважин 1 (отсутствует влияние солеотложений) без осложнений, мероприятия не проводятся, погружное оборудование в предупреждении осложнения не нуждается.

Мероприятия категории скважин 2 (отмечено влияние солеотложений при эксплуатации): Проведения периодической обработки ингибитором солеотложений, долив производится согласно расчету исходя из потенциала скважины, чем больше дебит тем больше ингибитора, периодичность ингибирования «Акватек-511М» один раз в четырнадцать дней.

Обработка ингибитором солеотложений нового поколения «Акватек-511М» предназначены для эффективной защиты погружного оборудования на всех стадиях добычи нефти. Данный вид реагента отличает стабильность свойств в широком диапазоне температуры от  $-60$  до  $+140^{\circ}$  и низкая коррозионная агрессивность. Реагенты серии «Акватек-511М» предназначен для предотвращения солеотложений путем формирования защитной пленки на оборудовании добывающих скважин, часть ингибитора отделяет поверхность от агрессивной среды, блокируя гальванические воды, предотвращает образование карбон кальция на поверхности оборудования и

осадкообразующих катионов в промышленной воде, имеет низкую температуру застывания, показатели качества «Акватек-511М» в (таблица 3.7).

Таблица 3.7 – Показатели качества «Акватек-511М».

Наименование показателя	Норма по ТУ	Фактически по анализу
Внешний вид	Жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	Жидкость коричневого цвета
Температура застывания, °С не более	Минус 50	Минус 50
Плотность при 20°С г/см <sup>3</sup> , не менее	0,990	1,010
Водородный показатель(рН) в пределах	8,0-9,0	8,2
Стабильность при концентрации 30 мг/дм <sup>3</sup> %	90	98
Кинематическая вязкость, мм <sup>2</sup> /сек, при 20°С	20	3
Скорость коррозии при 20°С г/м <sup>2</sup> *час не более	0,125	0,017
Массовая доля активной основы % не менее	26	28

#### Технология обработки скважины «Акватек-511М»

Принцип работы основан на подаче растворов и товарных форм химических реагентов из емкостей Е1, Е-2, Е-3 при помощи насосного агрегата НД в затрубное пространство скважины или другого технологического оборудования. Технологическая схема агрегата для закачки ингибитора приведена на (рисунке 3.7) и (рисунке 3.8)

Подача реагента из технологических емкостей Е-1, Е-2, Е-3 к насосу НД производится при помощи всасывающего трубопровода, который соединен с всасывающим патрубком насоса. На всасывающем трубопроводе установлен фильтр Ф и счетчик СМ. Фильтр защищает рабочую камеру счетчика СМ от попадания примесей, что является условием правильной его работы. Насос НД подает реагент через разгрузочный клапан РК по нагнетательному патрубку, который соединен с рукавом высокого давления РВД с БРС 3/4" (накидная гайка). На нагнетательной части насоса НД установлены манометр МН, разгрузочный клапан РК, который также служит как запорный вентиль.

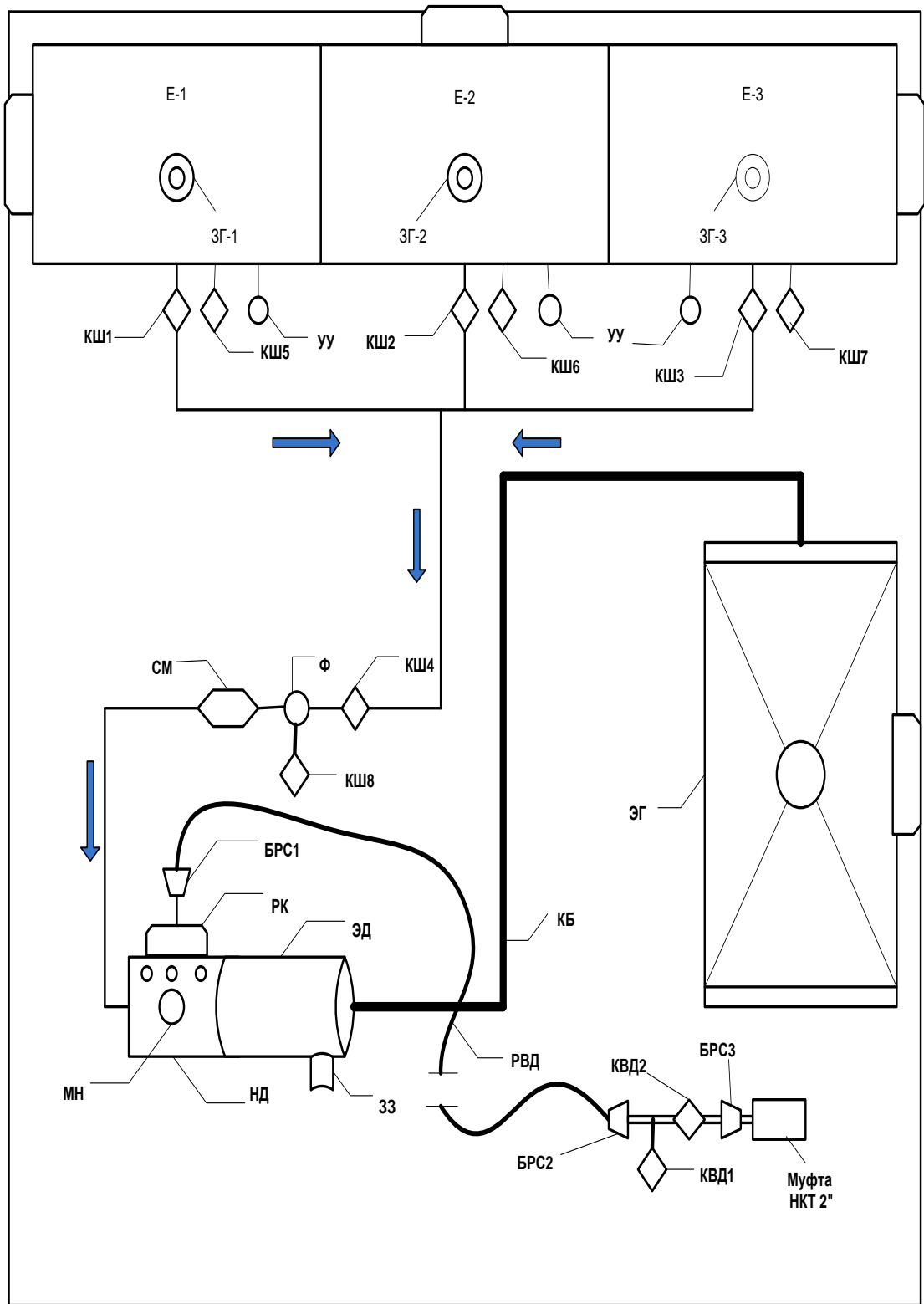


Рисунок 3.7 – Технологическая схема агрегата для закачки ингибитора



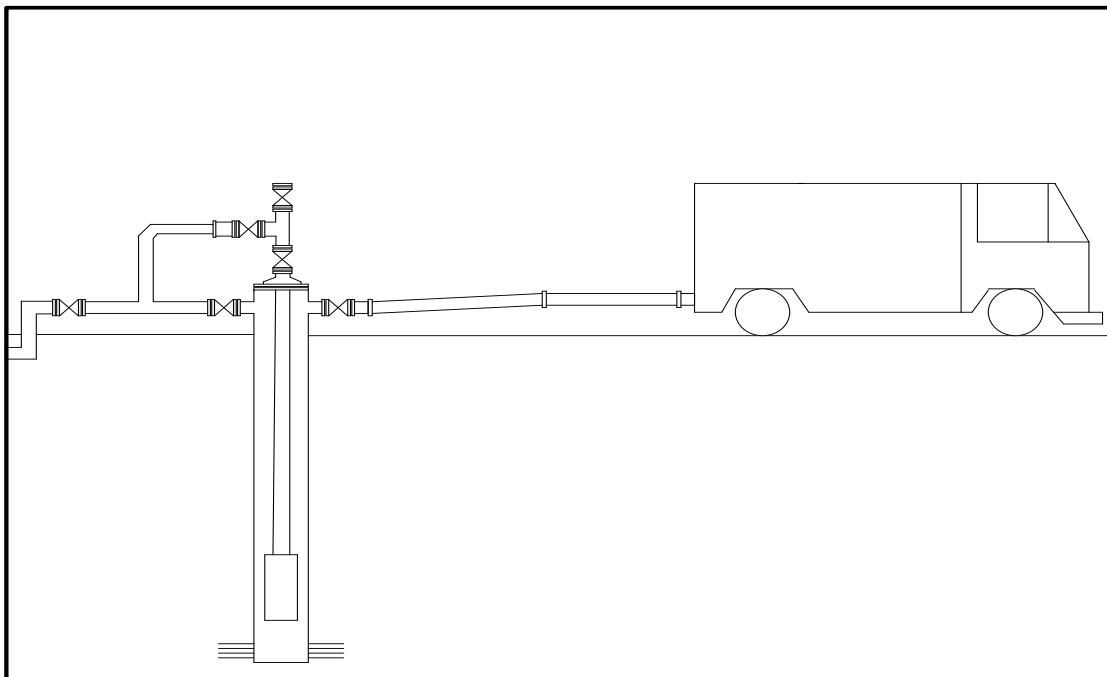


Рисунок 3.8 – Схема размещения агрегата для закачки ингибитора

На нагнетательной части насоса НД установлены манометр МН, разгрузочный клапан РК, который также служит как запорный вентиль.

Разгрузочный клапан РК предохраняет гидравлическую систему агрегата для закачки ингибитора от возможного выброса со стороны затрубного пространства скважины.

Манометр МН обеспечивает визуальный контроль давления нагнетания. Наполнение технологических емкостей Е-1, Е-2, Е-3 обеспечивается через заливные горловины ЗГ-1, ЗГ-2, ЗГ-3, которые снабжены дыхательными отверстиями.

#### Технические характеристики агрегата для закачки ингибитора

Мобильная база реагентного хозяйства (далее МБРХ) предназначена для дозированного ввода жидких деэмульгаторов, водонефтяных эмульсий, ингибиторов солеотложений, сложных смесей поверхностно-активных веществ и др., в нефтяные скважины и нефтепромысловое оборудование, с целью защиты от солеотложений, разрушения стойких водонефтяных эмульсий в системах сбора

Данная установка дозирования ингибитора, содержит установленное внутри кузова автомобиля технологическое оборудование, состоящее из: бака

$V=0,66$  м<sup>3</sup> (три секции по  $V=0,22$  м<sup>3</sup>), плунжерного насоса Speck NP16/15-210 с разгрузочным клапаном UL 180/200 Н, манометра для контроля

давления, механического счетчика. К выходу насоса подсоединяется рукав высокого давления EN 853 2SN DN 16 через БРС к внешним приемникам дозируемого реагента. Фильтр тонкой очистки расположен на всасывающей магистрали после баков. В качестве привода для работы оборудования использован электродвигатель NICOLINI 5,5 кВт. Основным источником электропитания является бензиновый электрогенератор HUTER DY 8000LX-3 6,5 кВт, ТХ в соответствии с (таблицей.3.7).

Таблица 3.7 – Основные параметры и технические характеристики МБРХ.

№	Наименование показателей	Параметры
1	Обозначение изделия	МБРХ
2	Базовое шасси	УАЗ-390945
3	Снаряженная масса, кг	1995
4	Полная масса автомобиля, не более, кг	3070
5	Вместимость бака для реагентов, л	660
6	Количество секций и вместимость каждой секции, л	3 × 220
7	Мощность электродвигателя, кВт	5,5
8	Мощность электрогенератора, кВт	6,5
9	Напряжение электропитания, В	380
10	Частота электрического тока, Гц	50
11	Номинальная подача насоса, л/мин	15
12	Максимальное рабочее давление, атм	210

Основные требования при работе необходимо пользоваться предусмотренной спецодеждой и средствами индивидуальной защиты (защитная каска, защитные перчатки, защитные очки).

Все работы, связанные с устранением неисправностей, должны производиться на выключенной установке. При этом двигатель автомобиля должен быть остановлен, давление в трубопроводе снижено до атмосферного.

При авариях, ремонтах на объекте обработки, на нагнетательном трубопроводе или на установке, подача реагента должна быть прекращена, электрооборудование отключено.

Необходимо ежедневно проверять работоспособность предохранительных клапанов, запорной арматуры, вентилях, а также наличие и пригодность средств пожаротушения, следить за состоянием уплотнений трубопроводов и арматуры.

Монтаж, эксплуатацию, техническое обслуживание и ремонт МБРХ необходимо проводить в соответствии с указанными нормативными документами и инструкциями, руководством по эксплуатации технических устройств, входящих в состав МБРХ, и ТУ.

Перед пуском МБРХ в работу необходимо проверить исправность всех узлов и соединений, средств контроля и управления, герметичность гидравлической системы, исправность заземления и наличие всего комплекта крепежных деталей, их затяжку.

В период эксплуатации ежедневно проводить ревизию электрооборудования, визуальный осмотр видимой части заземляющего устройства установки, а также питающих кабелей. При осмотре оценивается состояний контактных соединений между заземляющим проводником и оборудованием, отсутствие обрывов.

Емкости для реагентов должны быть герметичными. Течь и «потение» не допускаются.

Не допускается розлив, скопление реагента, а также ветоши внутри или на территории установки, места загрязнений должны засыпаться и пропитываться сорбентом или песком.

Мероприятия по категории скважин 3 (сильное влияние солеотложений): Скважины с осложнениям категории 3, а также скважины эксплуатирующийся с пакером, применяются мероприятия по предупреждению солеотложения: Производится спуск контейнера с твердым реагентом «КСТР» в соответствии с (рисунком 3.9). Контейнер скважинный с твердым реагентом предназначен для дозированной подачи ингибитора солеотложений в пластовую жидкость с целью предотвращения солеотложения на погружное оборудование. В результате обработки пластовой жидкости молекулы ингибитора прочно адсорбируются на зародышах кристаллов неорганических солей

( $\text{CaO}_4, \text{CaCO}_3$ ), препятствуя их дальнейшему росту и выпадению на погружном оборудовании в качестве твёрдого реагента применяется ингибитор солеотложение твердый [22;23].

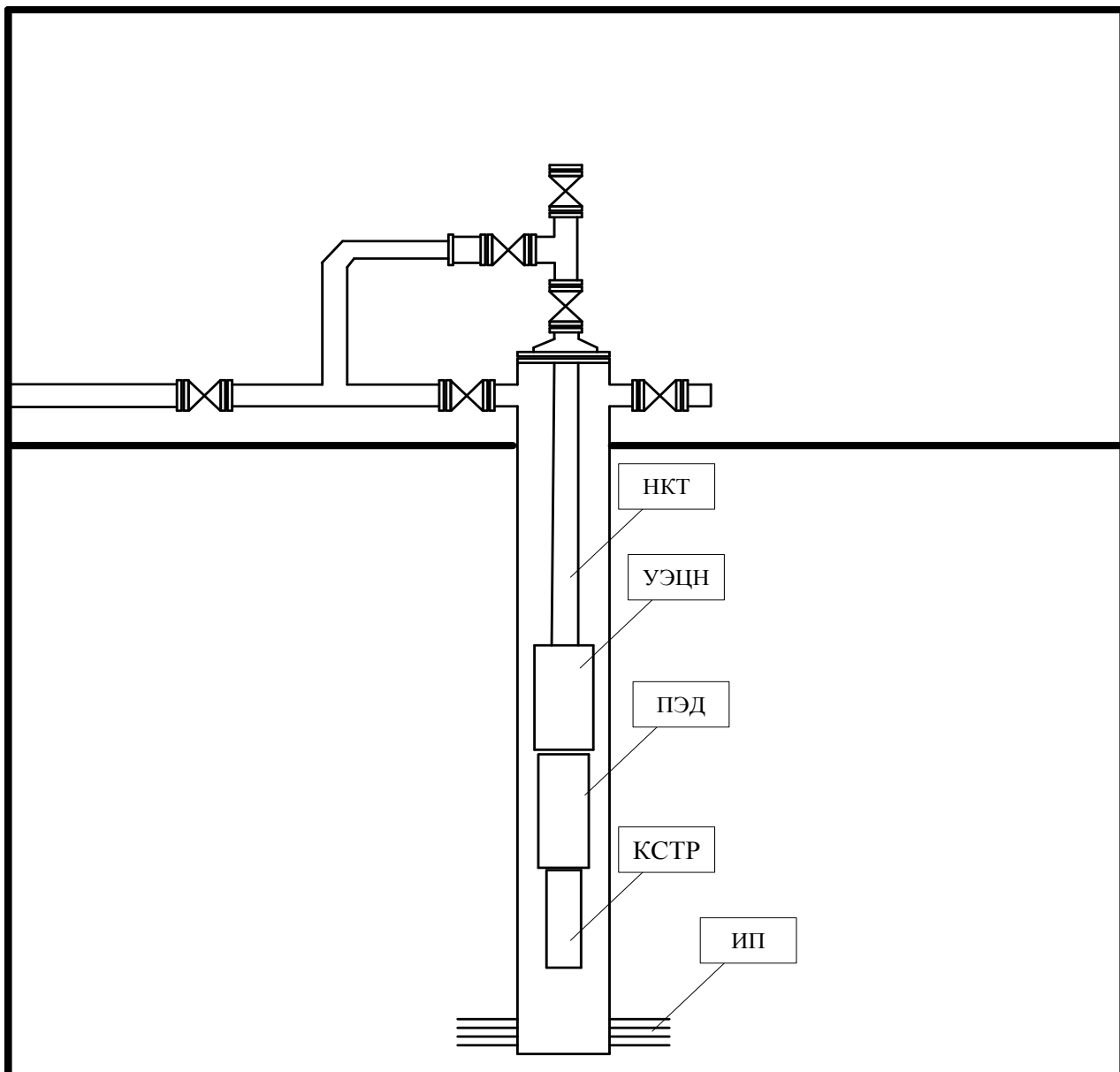


Рисунок 3.9 – Схема установки КСТР

Применение контейнера скважинного с твердым реагентом не вызывает нарушения технологических режимов и не ухудшает качество товарной нефти. Предприятие-изготовитель гарантирует надежную работу контейнера скважинного для твердого реагента в срок 18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 24 месяцев с момента поставки. При обнаружении несоответствий продукции установленным требованиям в течении

гарантийного срока расследование и составление акта о несоответствии производится потребителем с участием представителей поставщика. Секции контейнера КСТР-89 могут соединяться друг с другом для увеличения общей длины непосредственно на скважине.

Поднасосная установка контейнера КСТР-89 не накладывает дополнительных требований к кривизне ствола скважины. Не допускается увеличение темпов отбора жидкости свыше указанной в (таблице 3.8).

Таблица 3.8 – Основные параметры и характеристики «КСТР».

Условное Наименование изделия	Расход пластовой жидкости, м <sup>3</sup> /сут.	Вес поставляе мого ингибитор	Кол-во секций, шт.	Габаритн ая длина, м.	Общей вес контейнера, кг.
КСТР-89.0-60.0-15/03	15	25,1	2	8,9	181
КСТР-89.0-60.0-25/03	20	33,9	3	12,4	254
КСТР-89.0-60.0-50/03	50	42,8	4	15,9	327
КСТР-89.0-60.0-80/03	80	60,4	6	23	482
КСТР-89.0-60.0-100/03	100	69,2	7	26,5	555
КСТР-89.0-60.0-125/03	125	78	8	30	628

Монтаж контейнера КСТР на скважине производить в следующем порядке: снять упаковочные пробки, соединить секции между собой длиной не более 11 метров, произвести спуск секций в скважину (при спуске контейнера более 11 метров включить мероприятия по недопущению выпадения ингибитора из секций), вернуть в основание ПЭД узел крепления, -вернуть узел крепления с ПЭД в муфту верхней секции, -продолжить спуск установки в соответствии с «Руководством по эксплуатации УЭЦН».

Контейнер скважинный «КСТР» транспортируется в чистых, сухих, транспортных средствах в соответствии с правилами перевозок грузов, действующими на соответствующем виде транспорта.

КСТР с ингибитором хранится в закрытых, проветриваемых помещениях. Допускается хранение при температуре от минус 30°С до плюс 40°С в складских помещениях.

Принцип работы: пластовая жидкость вначале попадает через дозатор в секцию, затем диффузионно проникает в капсулы, где растворяет ингибитор и выносится обратно. Далее растворенный ингибитор покидает КСТР через отверстия дозатора и оказывается на приеме УЭЦН. В колонне насосно-компрессорных труб происходит адсорбция его молекул на зародышах

кристаллов солей, что препятствует дальнейшему их росту и выпадению как на рабочих органах ЭЦН, так и на поверхности погружного оборудования.

Итоги мероприятий по предупреждению осложнений солеотложений: Данные мероприятия разработаны и внедрены, прошли промышленные испытания на объектах «ТН ВНК Томскнефть» и зарекомендовали себя с лучшей стороны, позволили исключить отказы по причине солеотложений до единичных случаев [16;17;18].

Мероприятия по предупреждению осложнений коррозионной жидкости

Термин коррозия происходит от латинского «corrosio», что означает разъедать, разрушать. Этот термин характеризует как процесс разрушения, так и результат. Среда в которой металл подвергается коррозии (корродирует) называется коррозионной или агрессивной средой. В случае с металлами, говоря об их коррозии, имеют ввиду нежелательный процесс взаимодействия металла со средой. Физико-химическая сущность изменений, которые претерпевает металл при коррозии является окисление металла.

Любой коррозионный процесс является многостадийным:

-Необходим подвод коррозионной среды или отдельных ее компонентов к поверхности металла.

-Взаимодействие среды с металлом.

-Полный или частичный отвод продуктов от поверхности металла (в объем жидкости, если среда жидкая).

Известно что большинство металлов (кроме Ag, Pt, Cu, Au) встречаются в природе в ионном состоянии: оксиды, сульфиды, карбонаты и др., называемые обычно руды металлов. Ионное состояние более выгодно, оно характеризуется более меньшей внутренней энергией. Это заметно при получении металлов из руд и их коррозии. Поглощенная энергия при восстановлении металла из соединений свидетельствует о том, что свободный металл обладает более высокой энергией, чем металлическое соединение. Это приводит к тому, что металл находящийся в контакте с коррозионноактивной средой стремится перейти в энергетически выгодное состояние с меньшим запасом энергии. Коррозионный процесс является самопроизвольным, следовательно и относятся к начальному и конечному состоянию

соответственно. То есть можно сказать, что первопричиной коррозии металла является термодинамическая неустойчивость металлов в заданной среде.

Учитывая большое количество факторов, влияющих на скорость коррозии, разделение скважин на категории 1,2,3, используется защита от коррозии для каждой категории своя, рассмотрим каждую категорию отдельно.

Предупреждения осложнения категории скважин 1 (низкая коррозионная агрессивность): Скважины с категорией один в предупреждении осложнения не нуждаются, так как отказы погружного оборудования по причине коррозия погружного оборудования отсутствуют.

Предупреждения осложнения категории скважин 2 (высокая коррозионная агрессивность): Применяется защита в виде проведения долива в затрубное пространство ингибитора от коррозии марки «Азол5041» долив производится согласно расчету исходя из потенциала скважины, чем больше дебит тем больше ингибитора, периодичность ингибирования от коррозии скважины категории №2 один раз в неделю. Водорастворимый ингибитор коррозии «Азол 5041» представляет собой композицию азотсодержащих поверхностно-активных веществ в низкотемпературной жидкости на основе метанола. Ингибитор коррозии «Азол 5041» предназначен для защиты от коррозии напорных и выкидных трубопроводов, транспортирующих обводненные газожидкостные и нефтяные среды, содержащие сероводород и углекислый газ, основные параметры и характеристики «АЗОЛ 5041» «Таблица.3.9».

Хранение и транспортировка ингибитора «Азол 5041» допускается в диапазоне температур от минус 50°С до плюс 45°С.«Азол 5041». Защитный эффект ингибитора при концентрации от 15 до 25 г/т водонефтяной смеси составляет более 90%.

Технологическая схема агрегата для закачки ингибитора «Азол 5041» и схема размещения агрегата приведена на (рисунке 3.7) и (рисунке 3.8).

Технология закачки ингибитора производится: подача реагента из технологических емкостей Е-1, Е-2, Е-3 к насосу НД производится при помощи всасывающего трубопровода, который соединен с всасывающим

патрубком насоса. На всасывающем трубопроводе установлен фильтр Ф и счетчик СМ. Фильтр защищает рабочую камеру счетчика СМ от попадания примесей, что является условием правильной его работы. Насос НД подает реагент через разгрузочный клапан РК по нагнетательному патрубку, который соединен с рукавом высокого давления РВД с БРС 3/4" накидная гайка. На нагнетательной части насоса НД установлены манометр МН, разгрузочный клапан РК, который также служит как запорный вентиль.

Таблица 3.9 – Основные параметры и характеристики «АЗОЛ 5041».

Наименование показателей	Требования документации	Данные анализа
Внешний вид при 20°С	Жидкость светло-желтого цвета	Соответствует
Массовая доля нелетучих веществ %	22-27	22,2
Плотность при температуре 20°С г/куб.см	0,893-0,987	0,941
Кинематическая вязкость при 20°С	20	6,7
Кинематическая вязкость при -40°С	500	180
Температура застывания °С	-50	ниже -50
Растворитель ингибитора в модельном водно-солевом растворе с минерализацией	Водорастворимый, самодиспергируемый	Соответствует
Растворитель ингибитора в модельном водно-солевом растворе с минерализацией	Водорастворимый, самодиспергируемый	Соответствует
Защитное действие ингибитора в модельной минерализованной воде, (Z%)	90	94
Скорость коррозии образцов из стали марки Ст3 в среде ингибитора мм/год	0,125	0,02
Содержание летучих хлорорганических соединений, мг/кг не более	10	Соответствует

Предупреждения осложнения категории скважин 3 (очень высокая коррозионная агрессивность): Применяется защита в виде спуск в скважину,

НКТ с покрытием от коррозии марки ТС-3000 что позволяет предотвратить преждевременный отказ УЭЦН и продлить МРП од 650 суток.

Нанесение защитного покрытия серии ТС3000 на внутренней поверхности насосно-компрессорных труб, разработанные предприятиям «ХайлонгТемерсо», осуществляющих нанесение покрытия серии ТС3000 на внутренней поверхности НКТП.

Применение полимерных покрытий серии ТС3000 на внутренней поверхности насосно—компрессорных труб позволяет:

- Сократить гидравлические потери при перекачивании жидкостей;



- Снизить скорость коррозии во внутренней полости труб;
- Защитить внутреннюю поверхность НКТ от различных типов коррозии.

Отдельные виды покрытий типа ТС3000 защищают внутреннюю поверхность НКТ от воздействия  $\text{CO}_2$ ,  $\text{H}_2\text{S}$  и сульфатовосстанавливающих бактерий-СВБТ;

- Применение покрытий ТС3000 позволяет увеличить межремонтный период работы скважин до 800 суток.

Применение полимерных покрытий ТС3000 на внутренней поверхности насосно—компрессорных труб позволяет использовать данные НКТП в качестве технологических при осуществлении соляно-кислотных обработок скважин (СКО). Внутренние защитные покрытия серии ТС3000 допускается наносить на НКТ, бывшие в эксплуатации, после проведения дефектоскопии и ремонта. по утвержденной технологии [12;13;16;17;18].

Внутренние защитные покрытия серии ТС3000 применимы для насосно-компрессорных труб всех групп прочности. Покрытия наносятся на НКТ, изготовленные согласно как отечественных стандартов. так и импортных по API Эрес 5сТ. Типоразмеры труб, подлежащих нанесению покрытия ТС3000 наружный диаметр от 60 до 114 мм, длина от 8 до 12 м, толщина стенок согласно документации на НКТ. После нанесения каждого слоя покрытия на внутреннюю поверхность НКТ необходимо в соответствии с технологической инструкцией провести обработку труб в сушильной печи.

Мероприятия по предупреждению осложнений механическими примесями

Присутствие механических примесей в продукции нефтяных скважин является серьезным осложнением при эксплуатации механизированным способом. Механические примеси могут являться продуктами разрушения коллектора или загрязнениями с насосно-компрессорных труб (продукты коррозии, песок, солеотложения). Как показывает опыт, при эксплуатации скважин в режиме максимальных депрессий может происходить интенсивный вынос механических примесей из призабойной зоны пласта. В настоящее время указанный фактор является одной из доминирующих причин выхода из строя насосных установок и их низкой наработки на отказ (более 50 %).

Отнесение скважин по степени влияния мехпримесей, абразивных частиц по категориям 1, 2, 3 производится при наличии (обнаружении) на скважине ниже перечисленных условий: отказов по мех. примесям не зафиксировано, наличие влияния мех примесей в процессе эксплуатации, сильное влияние механических примесей.

Разработаем мероприятия по предупреждению осложнений механическими примесями согласно категориям:

Категория скважин 1 (отказов по мех. примесям не зафиксировано).

Категория скважин 2 (наличие мехпримесей в процессе эксплуатации).

Категория скважин 3 (сильное влияние механических примесей).

Мероприятия по категории скважин 1 (отказов по мех. примесям не зафиксировано) без осложнений, мероприятия не проводятся, погружное оборудование в предупреждении осложнения не нуждается.

Мероприятия по категории скважин 2 (наличие влияния мех примесей в процессе эксплуатации): Для ослабления влияния механических примесей применяются станции управления с частотно-регулирующим преобразователем.

Использование станций управления с частотно-регулирующим преобразователем, позволяет произвести плавный отбор жидкости глушения и снизить влияния механических примесей за счет медленного отбора жидкости глушения после вывода скважины на режим. Так как основное количество механических примесей наблюдается в первые два, три дня после запуска скважины на ВНР.

Мероприятия по категории скважин 3(сильное влияние механических примесей): Очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров марки «ФСГЩ».

«ФСГЩ» зарекомендовал себя в промысловых испытаниях как эффективное средство борьбы с механическими примесями, он доказал что работа УЭЦН может быть абсолютно нормальной даже в тех скважинах где наблюдались значительные выносы механических примесей в процессе эксплуатации УЭЦН.

Применение «ФСГЩ» позволило продлить между ремонтный период до

670 суток, на тех скважинах где ранее наблюдались отказы УЭЦН с между ремонтным периодам не выше 260 суток [15;16;23;21].

Предприятие-изготовитель гарантирует надежную работу фильтра скважинного гравитационно- щелевого «ФСГЩ» в течение 18 месяцев с момента ввода в эксплуатацию, но не более 24 месяцев. Фильтр скважинный гравитационно-щелевой «ФСГЩ» устанавливается ниже электродвигателя ПЭД и крепится к его основанию с помощью перфорированного патрубка в соответствии с (рисунком 3.10) и (рисунком 3.11).

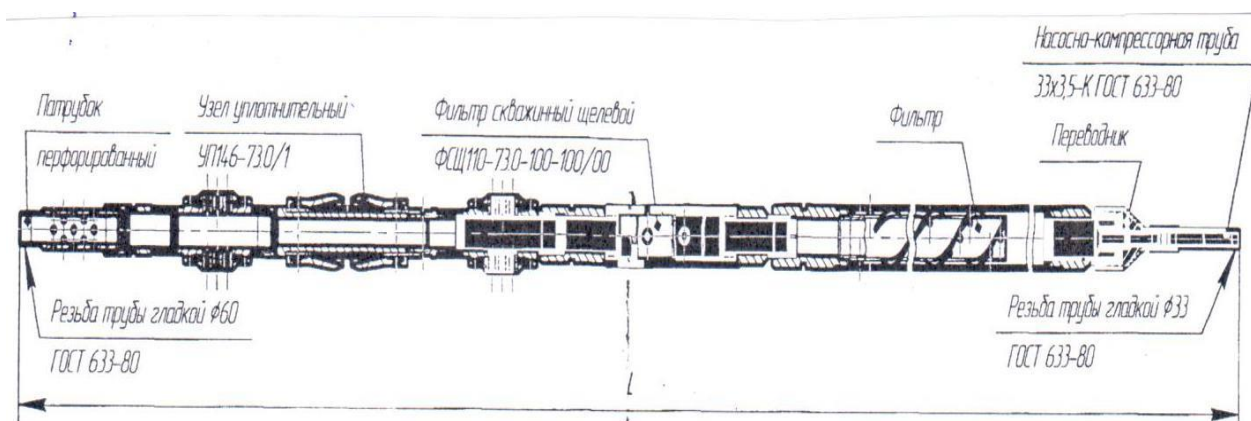


Рисунок 3.10 – Устройство фильтра скважинного гравитационно-щелевого

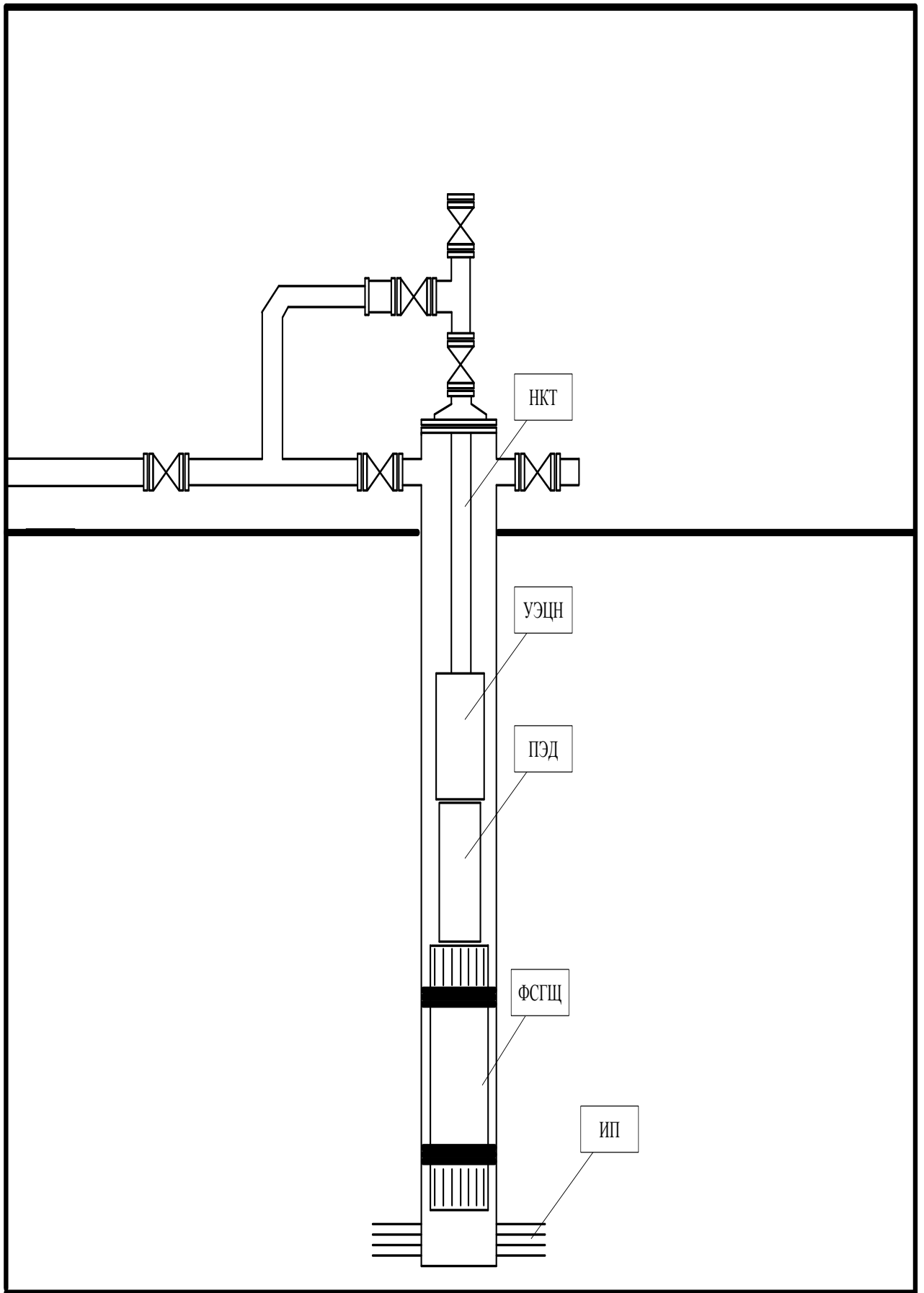


Рисунок 3.11 – Схема установки ФСГЩ

Порядок выполнения работ: скручивание узлов ФСГЩ производить, в зависимости от диаметра резьбовых соединений,

- уложить контейнер на подставки, установить элеватор монтажный элеватор на специальную проточку, расположенную в верхней части контейнера, открутить верхнюю транспортировочную пробку;

- поднять контейнер над устьем скважины, открутить транспортировочную крышку

- уложить узел уплотнительный на подставки, установить элеватор монтажный на специальную проточку, расположенную в верхней части УП, открутить верхнюю транспортировочную пробку

- поднять узел уплотнительный над устьем скважины

- произвести скручивание узла уплотнительного ФСГЩ

- плавно опустить сборку в скважину до посадки элеватора на фланец

- накрутить патрубков перфорированный

-дальнейший монтаж УЭЦН производить согласно регламента по монтажу УЭЦН демонтаж фильтра производить в обратном порядке.

Фильтр скважинный гравитационно-щелевой «ФСГЩ» входит в состав установки центробежного насоса. Предназначен для предупреждения попадания в рабочие органы насосных секций механических примесей размером более 100 мкм при откачке пластовой жидкости из нефтяных скважин.

Данные рекомендации приведены из опыта эксплуатации нефтяных скважин на месторождениях ОАО «Томскнефть» ВНК.

Мероприятия по предупреждению осложнений с газосодержание в зоне подвески УЭЦН.

Повышенное содержание свободного газа на приеме насоса приводит к снижению коэффициента подачи или к срыву подачи. В следствии частых остановок из-за влияния газа, идет перегрев погружного электродвигателя и секций центробежного насоса, в результате на рабочих органах центробежного насоса откладываются солеотложение, что в конечном итоге может привести к преждевременному отказу по причине клин УЭЦН, а сам погружной электродвигатель преждевременно отказывает в результате перегрева по причине потери изоляции до нуля, Разработанные мероприятия для исключения влиянием газа на работу УЭЦН позволят сократить остановки по

срыву подачи, по причине влияния газа на УЭЦН до единичных случаев.

На Ю-Ч месторождении используются следующие методы борьбы с повышенным газосодержанием:

-Спуск УЭЦН+газосепаратор при содержании свободного газа до 40%.

-Спуск УЭЦН+газосепаратор-диспергатор содержании газа до 60%.

-Спуск УЭЦН+газосепаратор-МФОН при содержании свободного газа до 80%.

Ниже приведено описание и предназначение используемых средств борьбы с повышенным газосодержанием на Южно-Черемшанском месторождении, все используемое оборудования производство «ООО Новомет».

#### Газосепаратор

Газосепаратор незаменим при добыче нефти из скважин с большим содержанием растворённого газа. Устанавливается на входе насоса вместо входного модуля, либо после входного модуля при исполнении газосепаратора без приёмной сетки. Газосепараторы предназначены для уменьшения количества свободного газа, содержащегося в пластовой жидкости, на приеме насоса. Принцип действия газосепаратора основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключается образование газовых пробок в насосе, благодаря чему обеспечивается стабильная работа УЭЦН и повышается наработка на отказ.

#### Газосепараторы-диспергаторы

Газосепараторы-диспергаторы предназначены для уменьшения количества свободного газа и преобразования пластовой жидкости на приеме насоса в однородную газожидкостную смесь. Газосепараторы-диспергаторы устанавливаются на входе насоса вместо газосепаратора или диспергатора в скважинах с особо высоким газовым фактором, где применение газосепаратора или диспергатора не обеспечивает стабильной работы.

## Диспергаторы

Диспергаторы предназначены для преобразования пластовой жидкости на приеме насоса в однородную газожидкостную смесь. В скважинах, которые склонны к повышенному пенообразованию, на вход вместо газосепараторов устанавливают диспергатор. При прохождении потока газожидкостной смеси (ГЖС) через диспергатор повышается её однородность и степень измельченности газовых включений, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса: уменьшается вибрация ГЖС и пульсация потоков в насосно-компрессорных трубах, обеспечивается работа с заданным к. п. д.

## Мультифазный насос

Погружной мультифазный насос (МФН) является предвключённым устройством, предназначенный для стабилизации работы УЭЦН при добыче нефти, содержащей нерастворённый газ до 65% на входе в насос.

Принцип действия мультифазного насоса состоит в повышении давления на входе ЭЦН до уровня, обеспечивающего его устойчивую работу. Кроме того, МФН прокачивает газожидкостную смесь через основной насос, исключая образования не подвижных газовых пробок.

Конструкция ступеней мультифазного насоса такова, что он до высоких концентраций нерастворенного газа на входе не имеет ни левой, ни правой зон неустойчивой работы характерных для ЭЦН., когда кол-во нерастворенного газа превышает 10% от 65%, напор мультифазного насоса уменьшается.

Преимущества применения мультифазного насоса:

-Обеспечивает устойчивую работу основного насоса при содержании свободного газа на приёме до 65%.

-Нерастворённый газ не сбрасывает в затрубное пространство, и за счёт газлифт эффекта увеличивается напор и КПД ЭЦН.

-ЭЦН с предвключённым мультифазным насосом на газожидкостной смеси работает без пульсаций давления, что стабилизирует токовую диаграмму ПЭД.

-Абразивная стойкость мультифазного насоса выше, чем ЭЦН [17;18;22].

## Номенклатура мультифазных насосов

Разработаны погружные мультифазные насосы в следующих габаритах:

-В 3 габарите с номинальной подачей до 200 м<sup>3</sup>/сут

-В 4 и 5 с номинальной подачей до 300 м<sup>3</sup>/сут

-В 5А габарите с подачей до 125, 320 и 700 м<sup>3</sup>/сут

Все газосепараторы, газосепараторы-диспергаторы диспергаторы и мультифазные насосы изготавливаются в коррозионноизносостойком исполнении. Концевые детали и защитные гильзы корпусов газосепараторов, газосепараторов-диспергаторов, диспергаторов выполнены из нержавеющей стали для повышения сопротивляемости гидроабразивному износу. Втулки радиальных подшипников газосепараторов, газосепараторов-диспергаторов, диспергаторов выполнены из твёрдого сплава. Детали газосепараторов, газосепараторов-диспергаторов, диспергаторов и мультифазных насосов выполнены из чугуна типа твердый Ni-resist повышенной коррозионноизносостойкости с твердостью 190-240НВ. В газосепараторах, газосепараторах-диспергаторах, диспергаторах где применяется осевая опора, материал опоры (шайбы) выполнен из конструкционной керамики — карбида кремния.

Используются следующие методы борьбы с повышенным газосодержанием:

-Спуск УЭЦН+газосепоратор при содержании свободного газа до 40%.

-Спуск УЭЦН+газосепоратор-диспергатор содержании газа до 60%.

-Спуск УЭЦН+газосепоратор-МФОН при содержании свободно газа до 80%.

Разработанные мероприятия для исключения влиянием газа на работу УЭЦН позволят сократить остановки по срыву подачи, по причине влияния газа на УЭЦН до единичных случаев, а экономический эффект несоизмерим с затратами на прокат дополнительного оборудования [18;19;20].



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

Целью расчетов является анализ эффективности проведения ГРП на месторождении. В связи с этим, проводится экономический расчет стоимости проведения данной операции.

Расчет эксплуатационных затрат на основе стоимости оборудования, с учетом НДС.

### **4.1 Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП**

На сегодняшний день в разработку широко вовлекаются трудно извлекаемые запасы **углеводородов**, приуроченные к низко проницаемым, слабо дренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам.

Одним из эффективных методов повышения дебита скважин по жидкости можно достигнуть за счет проведения ГРП, этот метод позволяет за короткие сроки существенно увеличить добычу нефти либо замедлить падение добычи при нахождении разработки на третьей стадии, что является экономически выгодно для любой организации

Определим нормы времени для проведения ГРП на месторождении. Время на проведение мероприятия включает себя следующие этапы: первый этап подготовительные работы, на втором этапе производится сам ГРП.

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Время на выполнение мероприятия

<b>Операция</b>	<b>Общее время, ч</b>
Подготовительные работы ( доставка продавочной жидкости, пропанта и техники)	70
Расстановка оборудования	4
Монтаж оборудования	5
<b>Итого:</b>	<b>79</b>

Общее время на производство ГРП будет равно 79 ч.

#### **4.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования**

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника:

Насосные установки высокой производительности, гидратационная установка, установка подачи химреагентов, блендеры, манифольд высокого и низкого давления, станции контроля, вспомогательное оборудование для ГРП.

#### **4.3 Затраты на амортизационные отчисления**

Затраты определяются, исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию активной части. Нормы амортизации для УЭЦН выбираем согласно классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы (в ред. постановления правительства рф от 07 июля 2016 г. n 640).

Таблица 4.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

Объект	Стоимость руб.	Норма амортизации и %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во	Время работы, час.	Сумма амортизации, руб.
Насосные установки высокой производительности	10500000	12,5	1312500	151,9	24	79	288020,8
гидратационная установка	9800000	12	1176000	136,1	2	79	21505,6
установка подачи химреагентов	12400000	20	2480000	287,0	1	79	22675,9
блендеры	9500000	12,5	1187500	137,4	1	79	10857,9
манифольд высокого и низкого давления	5600000	10	560000	64,8	2	79	10240,7
станции контроля	14300000	15	2145000	248,3	1	79	19612,8
Пакер Seit 15000 PSI	210000	20	42000	4,9	1	79	384,0
Колонная головка Cameron 15000 PSI	700000	20	140000	16,2	1	79	1280,1
Скрепер	150000	20	30000	3,5	1	79	274,3
<b>Итого</b>	<b>374852,3 руб.</b>						

Расчет показывает, что затраты на амортизационные отчисления при проведении ГРП составляет 374852,3 руб.

#### 4.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия ГРП подрядной организацией А, подрядной организацией Б и компанией ОАО «Томскнефть» приведена в таблице 4.4

Таблица 4.4 – Стоимость материалов на проведение ГРП

Наименование материалов		Компания Х		
		Кол-во, т/м <sup>3</sup> .	Цена, руб.	Сумма, руб.
1	Жидкость разрыва на нефтяной основе	1000	5500	5500000
2	Проппант ULTRA PROP 20/40	180	54545	9818100
3	Проппант Боровичи 20/40	150	22600	3390000
<b>Итого:</b>				18708100

Из расчетов статьи о расходах на материалы следует, что минимальные затраты на материалы при выполнении работ организацией Х составят 18708100 руб.

## 4.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

- суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;
- надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах крайнего Севера и др.

Таблица 4.5 – Расчет заработной платы

Профессия	Разряд	Количество	Тарифная ставка, руб./час организация X	Время на проведение мероприятия, ч.	Тарифный фонд ЗП, руб.	Сев. и рай. коэф. 50%+60%	Заработная плата с учетом надбавок, руб.
		Орг. X			Организация. X	Организация. X	Организация. X
Технолог	8	1	350	79	27650	30415	58065
Мастер	7	1	300	79	23700	26070	49770
Оператор ГРП	5	1	250	79	19750	21725	41475
Оператор станции контроля	4	1	180	79	14220	15642	29862
Водители	4	27	200	79	426600	469260	895860
Супервайзер	5	1	400	9	3600	3960	7560
Инженер	4	1	170	9	1530	1683	3213
<b>Итого</b>		33			517050	568755	1085805

По данным расчетов по заработной плате можно сделать вывод о том, что затраты на оплату труда при выполнении работ организацией X составят 1085805 руб.

#### 4.6 Затраты на страховые взносы

Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве 1.7 -1.8.

Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем класс XI с тарифом 1,2 для разведочного бурения (код по ОКВЭД 45.12).

Таблица 4.6 – Расчет страховых взносов при проведении ГРП организацией X

Показатель	Технолог	Мастер	Оператор ГРП	Оператор станции контроля	Водитель	Супервайзер	Инженер
Количество работников	1	1	1	1	27	1	1
ЗП, руб.	58065,0	49770,0	41475,0	29862,0	895860,0	7560,0	3213,0
ФСС (2,9%)	1683,9	1443,3	1202,8	866,0	25979,9	219,2	93,2
ФОМС (5,1%)	2961,3	2538,3	2115,2	1523,0	45688,9	385,6	163,9
ПФР (22%)	12774,3	10949,4	9124,5	6569,6	197089,2	1663,2	706,9
Страхов-ие от несчаст. случаев (тариф 1,2%)	696,8	597,2	497,7	358,3	10750,3	90,7	38,6
Всего, руб.	18116,3	15528,2	12940,2	9316,9	279508,3	2358,7	1002,5
Общая сумма, руб.	338771,1						

Исходя из полученных значений страховых взносов, можно сделать вывод, что затраты на страховые взносы при проведении данного мероприятия организацией X составят 338771,1 руб.

#### 4.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 4,7)

Таблица 4.7 – Затраты на проведение организационно-технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	374852,3
Затраты на материалы	18708100
Оплата труда	1085805
Страховые взносы	338771,1
Накладные расходы (10%)	2000000
<b>Всего затрат:</b>	<b>22507528</b>

Таким образом, затраты на проведение ГРП организацией X составляют 22507528 руб.

## 5. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Данный раздел посвящен анализу и безопасным методам проведения работ и измерений электрохимической защиты (ЭХЗ) трубопроводов.

Персонал ЭХЗ при выполнении работ на трубопроводе находится в зоне влияния опасных и вредных факторов, таких как:

- пониженная, повышенная температура воздуха рабочей зоны;
- возможность утечки транспортируемого продукта, загазованность рабочего места;
- воздействие электрического напряжения при прикосновении к токоведущим частям электроустановок;
- расположение рабочего места на высоте;
- возникновение непреднамеренного возгорания при проведении работ и вследствие короткого замыкания на электрооборудовании ЭХЗ, взрыво- и пожароопасность.

### 5.1 Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве (микроклимат) определяются следующими параметрами: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) и тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, вместе или по отдельности, оказывают значительное влияние на организм человека, определяя его самочувствие [15].

Показатели климатических условий меняются в зависимости от годового сезона и времени суток. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляется торопливость и рассеянность, при длительном нахождении на открытом воздухе – появляется риск теплового удара и солнечного ожога поверхности кожи. При низкой температуре – уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма, а длительное пребывание на открытом воздухе грозит обморожением.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а



также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой, соответствующей времени года.

Летом – роба х/б, сапоги, головной убор, рукавицы и средства защиты от насекомых. Зимой – шапка – ушанка, валенки, ватные штаны, шуба, ватные рукавицы.

## **5.2 Общие меры безопасности на действующем газопроводе**

При проведении работ по ЭХЗ газопроводов от коррозии персонал должен знать правила безопасности и иметь ясное представление о свойствах транспортируемого газа. Природный газ состоит из метана (75 – 98 %), этана, пропана и других тяжелых углеводородов (0,5 – 11 %), составляющих его горючую часть, и негорючих газов (балласта) – углекислого газа (0,1 – 0,7 %) и азота (1 – 15 %). Природный газ действует на организм человека удушающе при содержании в воздухе 20 % и более метана. Некоторые газы (сероводород, сернистый газ, окись углерода), входящие в состав газовых топлив и продуктов их сгорания, обладают и отравляющими свойствами. Сероводород может входить в состав добываемого газа, а окись углерода – продукт неполного сгорания (из-за недостатка кислорода) природного газа. Природный газ не имеет цвета и запаха, он легче воздуха (относительная плотность по воздуху 0,55 – 0,73). Для обнаружения утечки газа в него добавляют сильно пахнущее вещество – этилмеркаптан (16 г на 1000 м<sup>3</sup> газа) [16].

Природный газ с воздухом образует взрывчатые смеси. Пределы его взрываемости (% природного газа по объему): нижний – четыре, верхний – 16. Необходимо не допускать условий образования взрывчатой смеси, а если она образовалась, следует предотвращать возможность появления открытого огня или искры. Запрещается отыскивать утечки газа с помощью огня, курить на трассе, КС и ГРС, крановых площадках, вблизи свечей, газовых колодцев и мест утечки газа.

Перед началом работ по ЭХЗ на действующем газопроводе руководитель работ знакомит членов бригады с заданием и проводит инструктаж по мерам безопасности при их проведении, о чем делает запись в журнале. Если

проводятся монтажные или ремонтные работы, связанные с применением электро– или газосварки на территории КС, ГРС и крановых площадках, руководитель предприятия выдает ответственному руководителю работ специальное разрешение на проведение огневых работ. В разрешении указываются характер работы, время ее выполнения, состав бригады и меры безопасности.

До начала работ монтер по защите подземных трубопроводов от коррозии обязан привести в порядок и надеть на себя спецодежду и обувь, застегнуть все пуговицы, подвязать обшлага, не допуская свисания отдельных частей спецодежды, осмотреть защитные средства и убедиться в их исправности; в частности, в том, что диэлектрические перчатки и боты не имеют проколов и других повреждений. Помимо этого монтер должен проверить исправность предохранительного пояса, когтей, лазов (для железобетонных столбов), контрольно-измерительных приборов, выявить наличие положенных клейм на предохранительных и защитных средствах и приборах, установить, что сроки испытания последних не истекли. Он проверяет наличие и исправность инструментов [17].

Работы по ЭХЗ запрещается проводить в том случае, если на данном участке газопровода ведутся испытание, продувка, огневые или газоопасные работы. При проведении огневых работ, связанных с резкой газопровода (вварка катушек, тройников, кранов и т.п.), станции катодной и дренажной защит должны быть отключены, а между разрезанными частями газопровода должна быть установлена перемычка с помощью сечения не менее 25 мм<sup>2</sup> (по меди).

### 5.3 Укусы насекомых

В летний и осенний периоды работу персонала на открытом воздухе значительно осложняют кровососущие насекомые, которые преобладают в огромных количествах и различного размера – от очень мелких (мошки) до крупных (овод). Насекомые забираются под одежду, в нос, уши, наносят многочисленные укусы, а многие из них способны переносить вирусы и бактерии.

Для того, чтобы оградить персонал от кровососущих насекомых, работодателем предусмотрены нормы выдачи специализированной одежды (энцефалитный костюм), а также аэрозоли различного воздействия, спреи и мази от насекомых.

### 5.4 Общие меры электрической безопасности

Станции катодной защиты с выпрямительными установками, питающиеся от линий электропередач (ЛЭП) напряжением 0,22; 0,40; 6,00 и 10,00 кВ, усиленные станции дренажной защиты, а также в определенных условиях обычные станции дренажной защиты являются электроопасными, поэтому персонал, занимающийся электрохимической защитой газопроводов от коррозии, должен неукоснительно выполнять требования, регламентированные «Правилами технической эксплуатации электроустановок потребителей» и «Правилами техники безопасности при эксплуатации электроустановок».

Каждое лицо, обслуживающее электрические устройства ЭХЗ, или старшие в группе должны иметь квалификационную группу не ниже IV при работе в электроустановках напряжением выше 1000 В и не ниже III при работе в установках напряжением до 1000 В [18].

Мероприятия, обеспечивающие безопасность работ в электроустановках, подразделяют на организационные и технические. Организационные мероприятия включают в себя оформление работы нарядом или распоряжением, допуск к работе, надзор во время работы, оформление

перерыва в работе, переводов на другое рабочее место и окончания работы. При выполнении технических мероприятий производят необходимые отключения и принимают меры, предотвращающие подачу напряжения к месту работы вследствие ошибочного или самопроизвольного включения коммутационной аппаратуры, вывешивают различные плакаты (например «Не включать – работают люди», «Не включать – работа на линии», «Не открывать – работают люди»), а при необходимости устанавливают ограждения, присоединяют к «земле» переносные заземления, проверяют отсутствие напряжения на токоведущих частях, где должно быть наложено заземление, после этого накладывают (подключают) заземления, вывешивают плакаты «Стой – высокое напряжение», «Не влезай – убьёт», «Работать здесь», «Влезать здесь», при необходимости ограждают оставшиеся под напряжением токоведущие части.

Работы, проводимые в действующих электроустановках, с точки зрения мер безопасности подразделяют на выполняемые при полном снятии напряжения, при частичном снятии напряжения, без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, без снятия напряжения вдали от токоведущих частей, находящихся под напряжением, т.е. подразделяют на четыре категории. На выполнение работ, проводимых на высоковольтных (выше 1000 В) линиях электроснабжения с частичным снятием напряжения или без снятия напряжения вблизи и на токоведущих частях, находящихся под напряжением, как правило, должен оформляться наряд. Эксплуатация электроустановок устройств ЭХЗ (до 1000 В) и связанные с нею работы могут проводиться по письменному или устному распоряжению с последующим оформлением в оперативном (эксплуатационном) журнале или в порядке текущей эксплуатации с последующей записью в оперативном (эксплуатационном) журнале. Перечень работ, которые выполняет группа электрохимической защиты газопроводов от коррозии в порядке текущей эксплуатации, должен быть согласован с лицом, ответственным за электрохозяйство предприятия. В порядке текущей эксплуатации с записью в эксплуатационном журнале в электроустановках ЭХЗ напряжением до 1000 В разрешается проводить следующие работы без снятия напряжения: уборку

помещений (если, например, выпрямитель СКЗ находится в доме обходчика или на ГРС), чистку и обтирку кожухов электрооборудования, замену пробочных и трубчатых предохранителей. При полном снятии напряжения разрешается ремонтировать магнитные пускатели, пусковые кнопки, автоматы, рубильники, реостаты, контакторы, выпрямители, осветительную электропроводку, менять предохранители. При выполнении указанных работ электроустановка должна быть отключена от источников питания не менее чем в двух местах. Работы в электроустановках напряжением до 1000 В, связанные с подъемом на высоту и выполняемые с лестниц, проводятся при полном снятии напряжения не менее чем двумя лицами.

Работы с частичным снятием напряжения должны выполняться не менее чем двумя лицами по устному (отданному лично или по телефону) распоряжению лица из числа электротехнического персонала. Это лицо уполномочено на проведение работ распоряжением ответственного за электрохозяйство предприятия. Переданные распоряжения заносят в оперативный (эксплуатационный) журнал. Перед началом работы в электроустановке ответственный руководитель работ или производитель работ должен провести инструктаж членов бригады по мерам безопасности.

Для овладения персоналом наиболее совершенными методами работы, повышения знаний по устройству и эксплуатации оборудования должен быть организован периодический (не реже одного раза в квартал) производственный инструктаж непосредственно на рабочих местах, во время которого персонал обучается правильному и безопасному уходу за оборудованием, рациональным методам работы и способам устранения возможных неполадок оборудования. В журнале делается запись о проведении инструктажа.

Защитным заземлением называется соединение с землей нетоковедущих металлических частей электроустановки, которые обычно не находятся под напряжением, но могут оказаться под ним в результате аварийной ситуации (например, замыкание на корпус токоведущих частей машины, аппарата из-за повреждения изоляции, падение провода и т.п.). Защитному заземлению подлежат корпуса генераторов, трансформаторов, выпрямителей, приводы разъединителей, металлические шкафы установок ЭХЗ и другие части,

которые могут оказаться под напряжением. В случае прикосновения к конструкции, оказавшейся под напряжением, защитное заземление шунтирует его весьма малым сопротивлением, уменьшая ток, протекающий через него, до величины, не опасной для жизни. Если же корпус электрооборудования не заземлен (например, в сети с изолированной нейтралью) и оказался под фазным напряжением, то прикосновение человека к такому корпусу равносильно однофазному включению. Ток, проходящий через человека в землю, смертельно опасен. Защитное заземление применяют в трехфазной сети напряжением до 1000 В с изолированной нейтралью и напряжением выше 1000 В с любым режимом нейтрали. Заземлению подлежат не только стационарные, но и передвижные электроустановки. В частности, металлический корпус передвижной автолаборатории «Электрохимзащита», соединенный с корпусами установленных в ней электроустановок (генератора, реостата, выпрямителя и др.), до их включения должен быть надежно заземлен. Для устройства заземления автолаборатории могут быть применены винтовые заземлители. Для установок напряжением до 1000 В максимально допустимое сопротивление защитного заземления равно 4 Ом, для опор ЛЭП, имеющих защиту от атмосферных перенапряжений, – не выше 10 Ом.

Сопротивление растеканию и выравнивающая сетка заземляющего устройства для электроустановок ЭХЗ должны быть такими, при которых напряжение прикосновения и шаговое напряжение, вызванные током замыкания на землю (при поврежденных изоляции), были бы безопасны для персонала, находящегося на площадке, где размещено заземление. В качестве защитных заземлений не допускается использовать действующие анодные заземления СКЗ. Это связано с тем, что анодное заземление монтируют на значительном расстоянии от столбового трансформаторного пункта и шкафа СКЗ и в случае обрыва анодного провода или нарушения его контакта с заземляющей шиной электроустановка СКЗ останется незаземленной. Опыт эксплуатации показывает, что анодные заземления наиболее часто выходят из строя в результате разрушения горизонтальной шины. При этом сопротивление заземления возрастает до величин, значительно превышающих норму, допустимую для защитных заземлений. Следовательно, для защиты

обслуживающего персонала от попадания под напряжение при пробое изоляции необходимо монтировать отдельное защитное заземление в непосредственной близости от установки. Сопротивление защитного заземления необходимо проверять не реже одного раза в год: один год летом – при наибольшем просыхании грунта, другой год зимой – при наибольшем промерзании грунта. Перед началом работ на электроустановках необходимо убедиться в исправности защитного заземления.

Занулением называется присоединение к неоднократно заземленному нулевому проводу питающей сети корпусов и других конструктивных металлических частей электрооборудования, которые обычно не находятся под напряжением, но вследствие повреждения изоляции могут оказаться под ним. При занулении решают ту же задачу, что и при защитном заземлении: защитить людей от поражения при пробое на корпус. Эта задача решается другим способом – быстрым отключением поврежденной установки от сети.

При занулении пробой на корпус превращается в однофазное короткое замыкание (между фазными и нулевым проводом), цель которого – вызвать большой ток, способный обеспечить срабатывание защиты и тем самым автоматически отключить поврежденную установку от питающей сети. Такой защитой являются плавкие предохранители или максимальные автоматы, устанавливаемые перед потребителями энергии для защиты от токов короткого замыкания, и другие аппараты. Зануление применяют в трехфазных четырехпроводных сетях напряжением до 1000 В с глухо заземленной нейтралью. Обычно это сети напряжением 380/220 и 220/127 В. Большое значение имеет повторное заземление нулевого провода, так как при этом уменьшается опасность поражения людей током, возникающим при обрыве нулевого провода, и замыкания фазы на корпус за местом обрыва.

Защитными средствами называют приборы, аппараты, переносные и перевозимые приспособления и устройства, а также отдельные части устройств, приспособлений и аппаратов, служащие для защиты персонала, работающего на электроустановках, от поражения электрическим током, воздействия электрической дуги и продуктов ее горения и т.п. Защитные средства подразделяют на основные и дополнительные. Основными называют

такие защитные средства, изоляция которых надежно выдерживает рабочее напряжение электроустановок и при помощи которых разрешается касаться токоведущих частей, находящихся под напряжением. При работе в электроустановках напряжением до 1000 В к ним относятся диэлектрические перчатки, инструмент с изолированными рукоятками, указатели напряжения и изолирующие клещи. Дополнительными называют защитные средства, которые сами по себе при данном напряжении не могут предохранить от поражения током, но являются дополнительной мерой Защиты к основным средствам, а также служат для защиты от напряжения прикосновения, шагового напряжения и дополнительным защитным средством для защиты от воздействия электрической дуги и продуктов ее горения. К дополнительным защитным изолирующим средствам, применяемым в электроустановках напряжением до 1000 В, относятся диэлектрические галоши, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. В электроустановках напряжением свыше 1000 В применяют следующие основные изолирующие защитные средства: оперативные и измерительные штанги, изолирующие и токоизмерительные клещи, указатели напряжения, изолирующие устройства для ремонтных работ, и следующие дополнительные изолирующие защитные средства: диэлектрические перчатки, диэлектрические боты, диэлектрические резиновые коврики, изолирующие подставки. Необходимо помнить о том, что все основные изолирующие защитные средства рассчитаны на применение только в сухую погоду. Перед каждым употреблением персонал обязан проверить исправность защитного средства на отсутствие внешних повреждений, очистить и обтереть его от пыли, а резиновые перчатки проверить на отсутствие проколов, а также определить по штампу, на какое напряжение рассчитано данное защитное средство и не истек ли срок его периодического испытания.

Все изолирующие защитные средства с целью проверки их диэлектрических свойств после изготовления и периодически в процессе эксплуатации подвергают электрическим испытаниям повышенным напряжением. Периодическим испытаниям не подвергают лишь штанги, предназначенные исключительно для наложения временных заземлений, и



изолирующие подставки. Диэлектрические перчатки проверяются один раз в 6 месяцев, указатели напряжения, токоизмерительные клещи, токоискатели, инструмент с изолированными рукоятками, галоши диэлектрические – один раз в год, диэлектрические боты – один раз в 3 года.

В отличие от изолирующих защитных средств, предохранительные защитные средства предназначены для индивидуальной защиты работающих от световых, тепловых и механических воздействий, а также от падения с высоты. К ним относятся защитные очки, противогазы, предохранительные пояса, монтерские когти и т.п. Предохранительные защитные средства перед употреблением должны проверяться внешним осмотром, а предохранительные пояса и монтерские когти периодически (один раз в 6 месяцев) проходить испытание.

### **5.5 Безопасность проведения работ на высоте**

Работой на высоте считается работа, при которой есть риск падения работника с высоты более 1,8 метра, а также подъем на пятиметровую лестницу при угле ее установки 75 градусов к горизонтальной поверхности.

На данный вид работ допускаются лица не моложе 18-ти лет, в полном объеме прошедшие обучение и проверку знаний по безопасным методам работ на высоте с оформлением соответствующего удостоверения.

Работник должен быть обеспечен исправными и испытанными средствами индивидуальной защиты – монтерские лазы или когти, система привязи и страховочная система от падения.

### **5.6 Основы пожарной безопасности при работе на газопроводе и устройствах электрохимической защиты**

Пожарная безопасность на объектах газопроводов имеет большое значение, так как транспортируемый газ в аварийной ситуации может взрываться и загораться. Возникший пожар наносит большой материальный ущерб и нередко приводит к несчастным случаям. Пожары на объектах промышленного газопровода могут возникнуть из-за невыполнения требований

безопасности при проведении огневых и газоопасных работ, неисправности технологического оборудования, небрежного обращения с открытым огнем, использования бензина или керосина для розжига, применения открытого огня в помещениях с парами легковоспламеняющихся жидкостей и др.

Пожары, связанные с электричеством, в большинстве случаев происходят вследствие короткого замыкания, перегрузки электросетей, образования больших переходных сопротивлений и т.п. Эти факторы могут стать причиной загорания электроустановок ЭХЗ. Короткое замыкание чаще всего возникает из-за плохой или неисправной изоляции монтажных проводов, замыкания обмоток трансформаторов на корпус электроустановки, неисправности в штепсельном соединении и др. Большое переходное сопротивление образуется вследствие плохого контакта, например в местах подсоединения проводов выпрямительной установки СКЗ к пакетным переключателям. Перегрузка сети происходит из-за включения энергопотребителей, число которых превышает допустимое по расчету для данного сечения проводов. Для того чтобы не допускать возникновения пожаров от электроустановок, необходимо постоянно контролировать соответствие их правилам устройства электроустановок и правилам, действующим в газовой промышленности. Например, согласно правилам технической эксплуатации магистральных газопроводов требуется периодически (один раз в 6 месяцев) контролировать сопротивление изоляции электрических проводок, находящихся во взрывоопасных помещениях.

Нередко пожары возникают от грозových проявлений. Очень важно, чтобы на магистральных газопроводах, особенно на КС, ГРС и крановых площадках, не было утечек, так как это может привести к возгоранию газа. Профилактикой грозových проявлений является молниезащита. Заземляющий контур молниеотвода не должен превышать строго регламентированную величину сопротивления и периодически проверяться.

Горением называется химическая реакция соединения кислорода воздуха с горючими веществами, протекающая быстро, с выделением большого количества тепла. Для того чтобы горючее вещество воспламенилось, его нужно нагреть до определенной температуры, величина которой

для различных веществ различна. Температура, при которой вещество воспламеняется и начинает гореть, называется температурой воспламенения. Существуют вещества, которые при известных условиях могут самовоспламеняться и самовозгораться. Самовоспламенение – это процесс горения, вызванный внешним источником тепла и нагреванием вещества без соприкосновения с открытым пламенем. Самовозгорание – это процесс горения, вызванный происходящими в веществе химическими, физико-химическими или биологическими явлениями, без соприкосновения с открытым пламенем и притоком тепла извне. Примером самовозгорания вещества при эксплуатации магистральных газопроводов может служить самовозгорание пиррофорных соединений, образующихся в газопроводах и аппаратах при прохождении по ним газа, который имеет в своем составе примеси, содержащие серу. При вскрытии таких газопроводов или аппаратов происходит процесс окисления пиррофорных соединений кислородом воздуха с большим выделением тепла и возможным самовозгоранием пиррофорного вещества. В подобных случаях газопроводы или аппараты перед вскрытием смачивают водой [19].

При постоянном нагревании твердых, газообразных и жидких веществ происходит испарение. Пары образуют смесь с воздухом, которая может быть взрывоопасной. Под действием открытого огня такая смесь вспыхивает при температуре более низкой, чем температура воспламенения самого вещества. Это явление называется вспышкой.

Наиболее опасны взрывы. Они, как правило, вызывают пожары. Взрыв – это мгновенно происходящее сгорание горючих видов газов или пыли, при котором происходит выделение большого количества тепла и создается большое разрушительное давление. Взрыв может произойти только при наличии открытого огня и в закрытых объемах (трубах, колодцах, помещениях и т.д.).

Пожарная безопасность на КС, ГРС, контрольно-регулирующих пунктах, линейной части магистральных газопроводов и устройствах ЭХЗ обеспечивается исправным техническим состоянием оборудования, механизмов, машин, коммуникаций, электро-установок, их правильной

эксплуатацией и ремонтом, укомплектованностью и содержанием в исправном состоянии первичных средств пожаротушения и систем автоматического пожаротушения, высокой профессиональной подготовкой обслуживающего персонала, соблюдением правил пожарной безопасности при обслуживании и ремонте оборудования [12].

Во взрывоопасных помещениях применяют светильники, электроприборы, двигатели, электрооборудование во взрывобезопасном исполнении. Ремонт электропроводки, электрооборудования, замену электроламп в светильниках производят только при снятом напряжении, а профилактический осмотр и ремонт электрооборудования – после того, как путем анализа воздуха будет установлено отсутствие в помещении загазованной среды. Для своевременного выявления возможных утечек газа во всех взрывоопасных помещениях ведется постоянный контроль загазованности. Система аварийной вентиляции заблокирована с газоанализаторами и включается автоматически при объемной доле газа в помещении, равной 1 %. При возникновении пожара принудительную вентиляцию необходимо немедленно отключить, а шиберы естественной вентиляции закрыть для ограничения доступа воздуха к месту горения.

Загорания в электроустановках, кабельных каналах и электропроводке устраняют при помощи углекислотных огнетушителей. Запрещается применять пенные огнетушители и воду для тушения электрооборудования и кабелей, находящихся под напряжением.

Для того чтобы предотвратить искрообразование при заправке автотранспорта горючим или при заливке бензовозов конденсатом, которое может возникнуть от образовавшегося статического электричества, заправочные шланги и наконечники должны быть заземлены. Помимо этого заземляют емкость бензовоза. Разлившуюся горящую жидкость тушат песком, кошмой, распыленной струей воды и любым типом огнетушителей.

Пожарный инвентарь и технику запрещается использовать для хозяйственных, производственных и других нужд.

## 5.7 Экологическая безопасность

При недостаточности мер по предотвращению коррозии трубопроводов, неэффективности процесса электрохимической защиты в коррозионно – агрессивных средах происходит нарушение герметичности трубопровода и выброс продукта в окружающую среду, что влечет за собой огромные экологические проблемы.

### **Защита атмосферы**

Эксплуатация объектов нефтедобычи непосредственно связана с выделением загрязняющих веществ в атмосферу. В процессе строительства объектов и обустройства происходит загрязнение атмосферы в результате работы транспорта и выделения продуктов сгорания топлива; в процессе сварочных работ – сварочные аэрозоли.

Выброс углеводородов в атмосферу на месторождении происходит из устья факела, дымовых труб ПТБ, дыхательных клапанов резервуаров, из недостаточной плотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковых уплотнений насосов и т.п.

Для предупреждения выбросов в атмосферу загрязняющих веществ необходимо предусмотреть ряд мероприятий: наиболее полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт; оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти.

## **Защита гидросферы**

При разработке и эксплуатации месторождения огромное негативное воздействие на гидросистему местности оказывают аварийные разливы нефти и минерализованных вод.

Гидросистема «Ю-Ч.» нефтегазоконденсатного месторождения представлена рекой «Васюган» и мелкими ответвлениями от нее.

При обустройстве и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений происходит изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова [20].

К потенциальным источникам загрязнения относятся нефтяные кусты скважин, ДНС, ЦППН (центр подготовки и перекачки нефти), КНС (канализационная насосная станция), отстойники, резервуары нефтепродуктов, опорные базы нефтепромыслов, нефтепроводы в местах пересечения с водотоками в пределах пойменного участка рек.

## **Защита литосферы**

Охрана и рациональное использование ресурсов литосферы включают в себя следующие мероприятия: прокладка совмещенных коммуникаций в единых коридорах с целью сокращения площади разрушения экосистемы; организация движения транспорта по постоянным дорогам; внедрение мероприятий по сохранению плодородия почв; своевременная ликвидация всех замазученных участков, приоритетно – в водоохранных зонах рек и озер; выбор специализированных мест для захоронения отходов (отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивации участка.

## 5.8 Защита в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайная ситуация (ЧС) – неблагоприятная обстановка на определенной территории, сложившаяся в результате аварии, опасного природного явления, катастрофы, стихийного или иного бедствия, которые могут повлечь или повлекли за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей среде [21].

Задачи по предупреждению, оповещению и ликвидации ЧС возложены на отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций. Выявление потенциальных видов ЧС; оценка риска их возникновения; прогнозирование последствий ЧС; выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно–технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС – это не полный список обязанностей, выполняемых отделом.

Томская область расположена в центре Западной Сибири и отличается от других регионов труднодоступными районами. 54,2 % площади покрыто лесами; 29,1 % – болотами; 14,2 % – лугами; 2,5 % – водой.

Исходя из климатических и физико–географических особенностей области в районе могут возникать ЧС природного и техногенного характера.

Согласно ГОСТ Р 22.0.03.05 ЧС природного характера – обстановка на определенной территории или акватории, сложившаяся в результате возникновения источника природной ЧС, которая может повлечь или повлекла за собой человеческие жертвы, ущерб здоровью людей или окружающей природной среде, значительные материальные потери и нарушение условий жизнедеятельности людей.

В среднем, за год в Томской области, происходят следующие природные ЧС:

- наводнения (27 %);
- лесные пожары (39 %);
- обвалы и оползни (4 %);
- ураганные ветры (28 %);
- снежные заносы

– низкая температура в зимний период, выход из строя системы жизнеобеспечения.

К ЧС техногенного характера относятся техногенные происшествия производственной, технологической или эксплуатационной причины, либо из-за случайных внешних воздействий, заключающихся в повреждении, выходе из строя, разрушении технических устройств или сооружений.

Томская область относится к району с высокой степенью техногенной опасности, так как здесь находится 99 потенциально опасных объекта (пожаровзрывоопасные, химически опасные, радиационно опасные, биологически опасные). К техногенным ЧС относятся: разливы нефти, крупномасштабные пожары, сильные взрывы на объектах в результате утечки газа, разрушение конструкций, большие выбросы газа, утечки токсичных веществ и др.

Для обеспечения наибольшей защиты населения и территории ГО ЧС должна заблаговременно производить оповещение и профилактические мероприятия:

- контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;
- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение населения к действиям в ЧС;
- накопление и поддержание в готовности индивидуальных и коллективных средств защиты.

При возникновении чрезвычайной ситуации ОАО “Томскнефть” ВНК должна использовать следующие способы защиты рабочих и служащих:

- эвакуация людей;
- укрытие в защитных сооружениях;
- применение средств индивидуальной защиты.



Эвакуация, в зависимости от характера и наличия данных ЧС, может быть двух типов: заблаговременная – проводимая при достоверных данных об угрозе на опасных объектах или стихийных бедствиях; экстренная – при внезапном возникновении ЧС. Эвакуация людей и ценного имущества производится в специально оборудованные защитные убежища.

В качестве средств индивидуальной защиты используют защиту органов дыхания и наружных покровов кожи, которые, в случае необходимости, выдаются персоналу.

На предприятии созданы аварийно–технические звенья, бригады Ликвидации Последствий Аварий (ЛПА). В ОАО «Томскнефть» соответствующими службами проводятся все мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий ЧС.

Подводя итог анализа возможного возникновения чрезвычайной ситуации на объектах ОАО «Томскнефть» ВНК «Ю-Ч.» месторождения, можно сделать вывод о достаточной полноценности мероприятий по предупреждению возникновения ЧС и ликвидации их последствий.

## ЗАКЛЮЧЕНИЯ, ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

В ходе проделанной работы были рассмотрены наиболее важные методы борьбы с осложненными скважинами, увеличения притока жидкости, улучшению работа способности рабочих органов УЭЦН.

Анализ работы скважинного отказов оборудования выявил следующие осложнения, приводящие к отказу погружного оборудования: Отложения солей; Коррозионная агрессивность пластовой жидкости; Влияние механических примесей; Газосодержание в зоне подвески УЭЦН.

Для борьбы с указанными факторами были разработанные и внедрены следующие мероприятия:

1. Мероприятия по предупреждению осложнений солеотложений: Обработка ингибитором солеотложений нового поколения «Акватек-511М», данный вид реагента самый дешевый по цене, но не уступает по степени защиты от солеотложения дорогим аналогам.

Спуск контейнера с твердым реагентом «КСТР», незаменимое средство борьбы с солеобразованием в тех скважинах, где из-за не герметичности эксплуатационной колоны, произведен спуск УЭЦН с пакером.

2. Мероприятия по предупреждению осложнений коррозионной агрессивной жидкости: Обработка ингибитором от коррозии марки «Азол5041», позволяет эффективно защищать погружное оборудование от коррозии, дешевле производить долив «Азол5041», нежели списывать испорченное коррозией погружное оборудование.

Применяется защита от коррозии в виде спуска в скважину, НКТ с покрытием от коррозии марки ТС-3000 позволяет предотвратить преждевременный отказ погружного оборудования и продлить межремонтный период до 800 суток [20;21].

3. Мероприятия по предупреждению осложнений механическими примесями:

Очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров марки «ФСГЩ», зарекомендовал себя в промышленных испытаниях

как эффективное средство борьбы с механическими примесями, он доказал что работа УЭЦН может быть абсолютно нормальная даже в тех

скважинах где наблюдались значительные выносы механических примесей. Применение «ФСГЩ» позволило продлить межремонтный период до 670 суток, на тех скважинах где ранее наблюдались отказы УЭЦН с межремонтным периодам не выше 260 суток.

4. Мероприятия по предупреждению осложнений с повышенным газосодержанием: Используются следующие методы борьбы с повышенным газосодержанием:

-Спуск УЭЦН+газосепаратор при содержании свободного газа до 40%.

-Спуск УЭЦН+газосепаратор-диспергатор содержании газа до 60%.

-Спуск УЭЦН+газосепаратор-МФОН при содержании свободного газа до 80%.

Разработанные мероприятия для исключения влиянием газа на работу УЭЦН позволят сократить остановки по срыву подачи, по причине влияния газа на УЭЦН до единичных случаев, а экономический эффект несоизмерим с затратами на прокат дополнительного оборудования.

Любые действия, направленные на повышение эффективности нефтедобычи, должны сочетаться с показателями надежности оборудования.

Разработанные мероприятия в данной работе позволяют продлить межремонтный период более 517 суток и при этом требуют минимальных денежных вложений.

Данные мероприятия раскрыты в полном объеме и могут быть рекомендованы к широкому промышленному внедрению [23].

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Проект пробной эксплуатации Южно-Черемшанского месторождения. ОАО «ТомскНИПИнефть» г.Томск 1996 –430 с.
2. Технологическая схема опытно-промышленной разработки Южно-Черемшанского месторождения ОАО «Тандем», г. Тюмень, 2006–552с.
3. Дополнение к «Технологической схеме опытно-промышленной разработки Южно-Черемшанского месторождения» ОАО "ТомскНИПИнефть" 2013–1110с.
4. М. А. Тугарова . Породы-коллекторы. Свойства, петрографические признаки, классификации / Под ред.– Учебное методич. пособие. - СПб, 2004. – 36с.
5. Сулин В.А. Воды нефтяных месторождений/ Сулин В.А СССР. М.-Л. Главная редакция горно-топливной литературы 1988г. –367с.
6. Справочная книга по текущему и капитальному ремонту скважин/ А. Д. Амиров, А. К. Карапетов, Ф. Д. Лемберанский. М., Недра, 1999.–309с.
7. Техника и технология добычи нефти и газа/И. М. Муравьев, М. Н. Базлов, А. И. Жуков и др. М., Недра, 1991.–410с.
8. Технологическая схема разработки Южно-Черемшанского нефтяного месторождения Томской области»ОАО «ТомскНИПИнефть», 2015 г. –120с.
9. Обоснование и совершенствование технологий разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Мерзляков В.Ф. / М.: ООО Недра-Бизнесцентр. – 2003. –267с.

10. Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на основе ограничения движения вод в пластах Газизов А.Ш., Газизов А.А. - М.: ООО Недра-Бизнесцентр. – 2009.–279с.
11. Автоматизация нефтегазовых технологий А. Г. Кожин, И. Г. Соловьев Тюмень Издательство ИПОС СО РАН 2002. –108с.
12. Использование моделирования для повышения стабильности работы скважин. Пчелинцев Ю. В., Картежников Е. А., Маврин А. М. Москва 2010. – 384с.
13. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений. Учебник для вузов. / Под ред. Бойко В.С., М.: Недра, 1990.– 427с.
14. Эксплуатация нефтяных и газовых скважин. Учебное пособие – Изд-во ТПУ, 2002. –422с.
15. Новые подходы к повышению ресурса электропогружной установки Смирнов Н.И. Инженерная практик 2010. – 103с.
16. Краткая химическая энциклопедия под редакцией И.А. Кнунянц и др. – Самара 2010.– 98с.
17. Коррозия металлов и их защита. Андреев И.Н.– Казань: Татарское книжное издательство, 2008. – 120с.
18. Промышленная органическая химия. Джубб А.А – М.: Мир, 1999– 160с.
19. Коррозия и борьба с ней. Улиг Г.Г., Ревя Р.У – Химия, 2005 –130с.
20. Каталог продукции НОВОМЕТ 2014 – 45с.
21. Результаты ОПИ ТН ВНК Томскнефть в 2014 – 95с.
22. Каталог компании ООО НПО «АКВАТЕК» 2013 –50 с.
23. Технологический регламент по эксплуатации механизированного фонда скважин ОАО «Томскнефть» ВНК 2015 –121с.

