

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>«Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на В нефтяном месторождении (Томская область)».</b>

УДК 622.276.013:621.671(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Руденкову Виталию Евгеньевичу		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева Светлана Васильевна	Кандидат геолого-минералогических наук.		

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2018 г.

*Планируемые результаты обучения*

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
<b>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</b>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7, 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), (АВЕТ3е)
<b>в области производственно-технологической деятельности</b>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	Внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<b>в области организационно-управленческой деятельности</b>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<b>в области экспериментально-исследовательской деятельности</b>		
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
Р10	Планировать, проводить, анализировать, Обработать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<b>в области проектной деятельности</b>		
Р11	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-3с),(ЕАС-4.2-е)

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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:  
Руководитель ООП  
\_\_\_\_\_ Максимова Ю.А.  
(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

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

В форме:

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

(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б43Т	Руденкову Виталию Евгеньевичу

Тема работы:

<b>«Анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на В нефтяном месторождении (Томская область)».</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	пр. № 1220/с от 22.02.2018

Срок сдачи студентом выполненной работы:

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<p><b>Исходные данные к работе</b></p> <p><i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.).</i></p>	<p>Технологическая схема разработки В месторождения, технологические режимы работы скважин, показатели разработки, и другие фоновые материалы ОАО «Томскнефть» ВНК.</p>
---	---

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения о В месторождении</li> <li>2. Геологическое строение месторождения</li> <li>3. Текущее состояние разработки месторождения</li> <li>4. Анализ эффективности эксплуатации электроцентробежных установок на месторождении</li> <li>5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>6. Социальная ответственность</li> </ol>
<p><b>Перечень графического материала</b></p> <p><i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i></p>	<ol style="list-style-type: none"> <li>1. Обзорная карта района В месторождения.</li> <li>2. Геологический разрез.</li> <li>3. Динамика основных показателей разработки Вахского месторождения.</li> <li>4. Структура фонда скважин В месторождения.</li> <li>5. Общая схема УЭЦН.</li> <li>6. Причины преждевременных отказов УЭЦН.</li> <li>7. Шламоуловитель верхний.</li> <li>8. Фильтр скважинный дисковый.</li> <li>9. Блок дозирования химических реагентов.</li> </ol>
<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p> <p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p>Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</p>	<p>Макашева Юлия Сергеевна, ассистент</p>
<p>Социальная ответственность</p>	<p>Абраменко Никита Сергеевич, ассистент</p>

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

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Фадеева Светлана Васильевна</p>	<p>К.Г. - М.Н.</p>		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
<p>3-2Б43Т</p>	<p>Руденков Виталий Евгеньевич</p>		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б43Т	Руденкову Виталию Евгеньевичу

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

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Стоимость оборудования, на проведение мероприятия по смене УЭЦН и установки фильтра.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций на выполнение проводимых работ согласно справочникам Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	Отчисления по страховым взносам 30%.

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

1. <i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	Анализ эффективности использования скважинных насосов УЭЦН на месторождении.
2. <i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	- Определение комплекса работ по проведению мероприятия; - Расчет бюджета затрат на мероприятие.
3. <i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	Определение экономической эффективности от мероприятия и использования нового оборудования.

**Дата выдачи задания для раздела по линейному графику**

**Задание выдал консультант:**

<b>Должность</b>	<b>ФИО</b>	<b>Ученая степень, звание</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
ассистент	Макашева Юлия Сергеевна			

**Задание принял к исполнению студент:**

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>	<b>Подпись</b>	<b>Дата</b>
3-2Б43Т	Руденков Виталий Евгеньевич		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б43Т	ФИО Руденкову Виталию Евгеньевичу
-------------------	--------------------------------------

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

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

<p>1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения)</li> <li>– опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы)</li> <li>– негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу)</li> <li>– чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)</li> </ul>	<p>Объектом исследования работы является анализ эффективности применения электроцентробежных установок на В месторождении.</p>
<p>2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>1. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ 2. СанПиН 2.2.4.548–96. 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ.</p>

### 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>Вредные факторы при работе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Повышенный уровень шума на рабочем месте.</li> <li>- Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны.</li> <li>- Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе.</li> </ul>
<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>Опасные факторы при работе:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Опасность поражения электрическим током.</li> <li>- Опасность механических повреждений.</li> <li>- Давление в системах работающих механизмов.</li> </ul>

<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>В процессе эксплуатации нефтяных скважин на месторождении, происходит отрицательное воздействие на атмосферу, литосферу и гидросферу. Особое отрицательное влияние оказывают:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- выделение загрязняющих веществ в атмосферу;</li> <li>- разливы нефти и минерализованных вод;</li> <li>- загрязнения грунтовых вод.</li> </ul>
<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>Возможные виды ЧС:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- возникновение газонефтеводопроявления (ГНВП) во время ремонта или бурения скважины;</li> <li>- разгерметизация нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода;</li> <li>- возгорание газодонефтяной смеси.</li> </ul>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</li> <li>- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;</li> <li>- обязательное социальное страхование</li> <li>- отказ от выполнения работ в если есть опасность для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;</li> <li>- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты</li> <li>- внеочередной медицинский осмотр</li> <li>- компенсации и гарантии, в соответствии с коллективным договором;</li> <li>- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за выполнение работы с вредными и (или) опасными условиями труда.</li> </ul>

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Абраменко Никита Сергеевич			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б43Т	Руденков Виталий Евгеньевич		



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

---

Школа Инженерная школа природных ресурсов  
Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»  
Профиль «Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти»  
Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела  
Период выполнения весенний семестр 2018 учебного года

Форма представления работы:

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

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
10.02.2018	Геологическое строение месторождения	20
15.03.2018	Текущее состояние разработки месторождения	15
16.04.2018	Техническая часть	35
11.05.2018	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	15
17.05.2018	Социальная ответственность	15

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Фадеева С.В.	К.Г. - М.Н.		

**СОГЛАСОВАНО:**

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Ю.А.			

## Реферат

Выпускная квалификационная работа состоит из 115 страниц, 23 рисунка, 19 таблиц, 21 источник.

Ключевые слова: месторождение, геологический разрез, нефть, газ, вода, пласт, залежь, разработка, скважина, фонд, межремонтный период, наработка на отказ, установка электроцентробежного насоса, коэффициент подачи, осложнения, эксплуатация.

Объектом исследования является механизированный фонд В месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК.

Цель работы – анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов.

В работе рассмотрено геологическое строение месторождения. Изучена динамика основных показателей разработки за предыдущие несколько лет, рассмотрена структура нефтяного и нагнетательного фонда скважин. Были проанализированы показатели, характеризующие эффективность эксплуатации скважин электроцентробежными установками, и динамика их изменения. Так же взяты во внимание осложняющие факторы эксплуатации скважин и методы борьбы с ними, в том числе с помощью применения дополнительного оборудования.

В результате проведения данной работы доказана экономическая эффективность от проведения мероприятия по замене УЭЦН на установку с дополнительным оборудованием.

## **Обозначения и сокращения**

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПЭД – погружной электрический двигатель;

СУ – станция управления;

ЧРП – частотно регулируемый привод;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ГТМ – геолого-технологические мероприятия;

РИР – ремонтно-изоляционные работы;

ЗБС – зарезка бокового ствола;

СПО – спускоподъемные операции;

ГДИС – гидродинамические исследования скважин;

ГИС – геофизические исследования скважин;

МРП – межремонтный период;

ННО – наработка на отказ;

МУН – методы увеличения нефтеотдачи;

ГРП – гидравлический разрыв пласта;

ИДН – интенсификация добычи нефти;

ПАВ – поверхностно-активное вещество;

АСПО – асфальто – смоло – парафиновые отложения;

ВНК – водонефтяной контакт, водонефтяной контур;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ЛА – ликвидация аварий;

ЧС – чрезвычайные ситуации.

## Оглавление

Введение.....	14
1 Геологическое строение месторождения.....	15
1.1 Общие сведения о месторождении .....	15
1.3 Тектоника.....	26
1.4 Нефтеносность месторождения.....	29
1.5 Состав и свойства пластовых флюидов.....	33
1.6 Состояние запасов.....	36
2 Текущее состояние разработки месторождения .....	41
2.1 Характеристика фонда скважин В месторождения.....	46
3 Техническая часть .....	50
3.1 Общие сведения о УЭЦН.....	50
3.2 Анализ эксплуатации фонда скважин.....	56
3.2.1 Анализ МРП .....	60
3.2.2 Анализ наработки на отказ .....	61
3.3 Анализ причин отказов УЭЦН на месторождении .....	62
3.4 Осложнения и при работе УЭЦН .....	64
3.5 Мероприятия по повышению эффективности работы фонда и увеличению МРП .....	67
3.6 Подбор оптимального типоразмера и глубины спуска УЭЦН .....	80
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение... 84	84
4.1 Расчёт прироста добычи нефти .....	84
4.2 Расчет условно – постоянных и условно – переменных затрат на процесс добычи нефти.....	86
4.3 Расчет затрат на проведение организационно – технического мероприятия.....	89
4.4 Расчет годового экономического эффекта .....	96
4.5 Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.....	97
5 Социальная ответственность .....	99
5.1 Производственная безопасность .....	99
5.1.1 Вредные производственные факторы.....	100

5.1.2 Опасные производственные факторы.....	102
5.2 Экологическая безопасность.....	106
5.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях .....	109
5.4 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности ...	111
Заключение .....	113
Список использованных источников .....	114

## **Введение**

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов.

В настоящее время всё больше разрабатываются залежи с трудноизвлекаемыми запасами, и большой глубиной залегания нефти. Так же существенно повысилась обводнённость давно эксплуатируемого фонда скважин. Все эти факторы свидетельствуют об актуальности применения установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Не исчерпала себя и необходимость применения УЭЦН на высокодебитных скважинах, в том числе для форсированного отбора жидкости.

Эксплуатация скважин с применением УЭЦН связана с определённым количеством осложняющих факторов. К этим факторам можно отнести коррозию погружного оборудования, отложения солей и парафинов, вынос механических примесей, большой газовый фактор и другие.

Показателями, характеризующими влияние внешних отрицательных факторов на работу насоса, а так же эффективность применения методов борьбы с этими факторами и в целом грамотную эксплуатацию оборудования является межремонтный период и наработка на отказ.

Для достижения цели данной дипломной работы следует выполнить следующие задачи: изучить фонд скважин оборудованных УЭЦН и такие показатели, характеризующие его работу, как межремонтный период, наработка на отказ и коэффициент подачи скважин; проанализировать мероприятия по борьбе с осложняющими факторами при работе УЭЦН и мероприятия направленные на повышение эффективности работы фонда скважин.

Анализ этих показателей совместно с характеристикой действующего фонда скважин позволит сказать о том насколько качественно, и эффективно эксплуатируются УЭЦН на месторождении.

## 1 Геологическое строение месторождения

### 1.1 Общие сведения о месторождении

В месторождение расположено на территории Нижневартовского (Ханты – Мансийский автономный округ Тюменской области) и Александровского районов (Томская область). Расстояние до города Нижневартовска составляет 113 км, до города Стрежевой – 80 км, месторождение расположено на землях государственного лесного фонда Излучинского лесничества Нижневартовского лесхоза (Рисунок 1).



Рисунок 1 – Обзорная карта В месторождения

Месторождение было открыто поисково – разведочной скважиной № 10 в 1965г., а в 1976г. было введено в промышленную эксплуатацию. Разработка месторождения осуществляется ОАО «Томскнефть» ВНК на основании лицензий (ХМН 00344 НЭ от 06.06.1996г. и ТОМ 00048НЭ от 18.09.1998г.) на право недропользования Томской области и ХМАО. Границы лицензионного участка расположены в среднем течении рек Трайгородская и Вах. Площадь этого участка составляет 768 км<sup>2</sup>.

Нефть с В месторождения поступает по нефтепроводу на центральный товарный парк (ЦТП) Советского месторождения, отсюда в магистральный нефтепровод Нижневартовск – Александровское – Анжеро – Судженск.

Нефтяной газ компрессируется для последующей его подачи по газопроводу «ГКС – Советский ЦТП», а затем потребителям (котельная г.Стрежевой, Нижневартовский ГПЗ). Электропитание 110 и 35 кВт на ЛЭП от Сургутской ГРЭС.

На территории месторождения имеются строительные материалы: глина, песок, строительный лес. Водоснабжение обеспечивается из подземных источников.

В месторождение расположено в сильно заболоченной местности с многочисленными небольшими озерами и таежными реками. Территория месторождения находится в среднем течении рек Вах и Троигородская.

Основным видом транспорта для доставки груза в летнее время является водный по р. Вах и автомобильный транспорт. На территории месторождения проложены бетонные и грунтовые дороги. Климат резко континентальный. Ледостав на реках и озерах проходит в ноябре. Реки вскрываются ото льда во второй половине мая.

Средняя температура наиболее жаркого месяца – июля  $+17,5^{\circ}\text{C}$ , средняя температура наиболее холодного месяца января  $-21,5^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный минимум температуры приходится на декабрь – февраль и составляет  $-51^{\circ}\text{C}$ , абсолютный максимум – на июль  $+30^{\circ}\text{C}$ . Средняя продолжительность безморозного периода составляет 108 дней. [1]

## **1.2 Литолого – стратиграфическая характеристика разреза**

Геологический разрез В месторождения представлен терригенными отложениями мезозойско – кайнозойского чехла, несогласно



залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента. (Рисунок 2).

### Доюрские образования

Предварительно доюрские образования были вскрыты двадцатью скважинами, пробуренными в пределах В группы поднятий: № 11Р, 72Р, 80Р, 82Р, 88Р, 91Р, 93Р, 97Р, 98Р, 99Р, 102Р, 107Р, 304Р, 312Р, 347Р, 952, 1002, 4364, 4529, 4508.

Стратификация разрезов отложений проводилась на основе фаунистических находок в керне, по литофациальному облику пород и сопоставлению с хорошо изученными разрезами палеозоя в южных районах Томской области. [2]

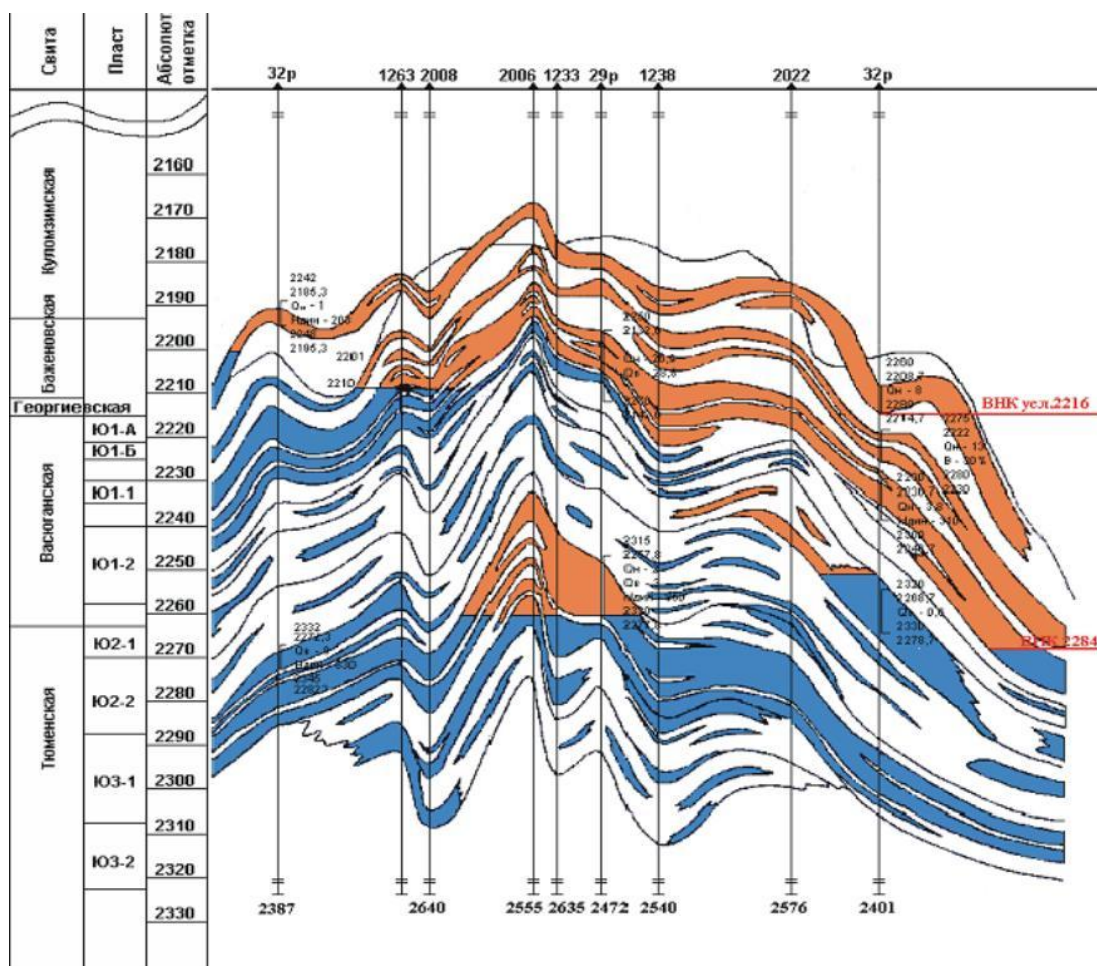


Рисунок 2 – Геологический разрез

В соответствии со «Схематической геологической картой поверхности доюрского фундамента Западно – Сибирской плиты» (под ред. В.С.Суркова,

1981) в наиболее приподнятой части территории распространены докембрийские граниты – в южной части В месторождения.

Граниты прорывают докембрийские сланцы серицит – кварцево – биотит – кварц – амфиболитового состава, распространенные предположительно в пониженных частях рельефа.

Параллельно этим породам, согласно общей ориентировке структурных элементов, на площади простирается комплекс отложений, вскрытый скважиной № 11Р, представленный серыми и темно – серыми филлитами, филлитизированными алевролитами и аргиллитами. К востоку от района развития этих отложений скважинами № 72Р и № 102Р на В площади и № 304Р Кошильской, вскрыты породы толщи нижнего девона. Наиболее полный ее разрез, вскрытый в скважине № 102Р, представлен снизу черными известняками, сменяющимися вверх по разрезу чередующимися известняками, мергелями, глинистыми известняками, известковистыми аргиллитами. Отмечены области высокой трещиноватости с явлениями каолинизации, окаменения и осветления известняков. Выше по разрезу залегают черные глинистые известняки интенсивно брекчированные и вторично карбонатизированные. В верхней части разреза происходит интенсивный процесс выщелачивания до образования каверн, полостей выщелачивания, что даёт основание предполагать в них развитие коллекторов. Отложения диагностируют как глубоководные литофации. Описанное распределение горных пород предполагается в центральном блоке исследуемой территории. С запада и востока палеозойская поверхность погребена под эффузно – осадочной толщей пермо – триаса, выполняющей грабены триасового рифтогенеза. Вскрытая толщина доюрских образований составляет от 12 до 438 метров.

### **Мезозойская группа**

#### **Юрская система нижний + средний отделы Котухтинская свита**

В верхней части залегают утолщённые темно – серые глины, с прослоями песчаников и алевролитов. Ниже вскрыты песчаники серого,

зеленовато – серого цвета, чередующиеся с алевролитами и уплотненными глинами, выделяемые в пласт Ю . В основании свиты можно проследить пласт Ю , представленный чередованием песчаников, алевролитов и глины с растительным детритом. Толщина отложений – до 190 м.

### **Средний отдел**

#### **Тюменская свита**

Вскрытая часть разреза тюменской свиты В месторождения, в основном, представлена нефтеносными отложениями средней юры. Согласно литологическим, геохимическим и геологическим данным, разрез свиты в продуктивном интервале глубин от угольного пласта V до нижневасюганской подсвиты разделён на региональные и зональные циклиты. Региональные циклы Ю и Ю соответствуют горизонтам, зональные – пластам, к которым преурочены залежи нефти. Региональный циклит (горизонт) Ю охватывает толщу пород между угольными пластами У и У , которые имеют батский возраст. В его пределах выделены зональные циклиты, соответствующие стратам Ю , Ю , Ю и Ю . Общая толщина Ю меняется от 46 м (скважина № 80Р) до 96 м (скважина № 1247), увеличиваясь в северном направлении. Увеличение толщины связано с развитием песчаников.

Породы горизонта Ю имеют континентальный генезис, о чем свидетельствуют геохимические показатели и генетические признаки (текстуры, органические остатки, минеральные включения и т. д.).

Региональный циклит (горизонт) Ю келловейского возврата охватывает толщу пород между угольным пластом У и маломощным алевроито – глинистым аналогом нижневасюганской подсвиты.

Наибольшие значения толщин наблюдаются в Южно – В и на погружении между Восточно – В и Северо – В структурах.

Горизонт Ю был сформирован в переходной лагунно – дельтовой обстановке, разделяется на два песчаных пласта Ю и Ю . Дельтовые отложения формировались в разных условиях и сложены из различных

осадков – от континентальных до морского включительно. Вскрытая толщина отложений свиты изменяется от 230 м до 300 м.

### **Средний + верхний отдел**

#### **Васюганская свита**

В её пределах выделяются: нижневасюганская подсвита, подугольная, межугольная и надугольная толщи.

Нижневасюганская подсвита представлена однородными серыми, бурыми и черными аргиллитами. Присутствие пирита и сидерита в её отложениях свидетельствует о частично застойных, скорее лагунных условиях её седиментации. Толщина подсвиты изменяется от 2,0 м до 4,0 метров.

Подугольная толща подстилается глинами нижневасюганской подсвиты и перекрывается угольным пластом  $У_1$ . По особенностям латеральной выдержанности отдельных литологических единиц подугольная толща делится на две пачки: нижнюю, преимущественно песчаную, выделяемую в пласт  $Ю_1^3$ , верхнюю песчано – глинистую, соотносимую с пластом  $Ю_1^2$ . Разделяются эти пачки либо угольными пропластками, либо мало мощными прослоями карбонатизированных песчаников. Мелководные глины нижневасюганской подсвиты в подошве толщи и прибрежно – континентальный угольный пласта в кровле толщи указывают на регрессивный характер её строения. Нижняя пачка подугольной толщи – пласт  $Ю_1^3$ , по геофизическим данным имеет неоднородную структуру. Помимо гранулометрической неоднородности коллектора отмечается широкое развитие прослоев карбонатизированного песчаника. Литологически верхняя часть пласта представлена буровато – серым, средне и мелкозернистым песчаником, однородным, с включениями конкреций пирита. Совместное присутствие средне – и мелкозернистых фракций указывает на неудовлетворительную сортировку песчаной составляющей. Текстуры пород горизонтально слоистые, волнистые, подчеркнутые глинистым или углисто-глинистым материалом, часто сидеритом.

Наличие конкреций пирита предполагает условия седиментации, близкие к восстановительным. Все эти факторы (плохая сортировка, восстановительная среда осадконакопления и т. д.) характерны для переходной группы фаций дельт и лагун. Принимая во внимание преимущественно песчаный состав отложений пласта Ю<sub>1</sub><sup>3</sup>, формирование его, скорее всего, было связано с субаквальной частью дельтовой равнины.

Межугольная толща сформировалась в кульминационный этап регрессии. В её подошве и крыше выделяются выдержанные угольные пласты У<sub>1</sub> (Б) и У<sub>1</sub> (В). Литологически она представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников. В ряде скважин в этой толще выявлен песчаный пласт Ю<sub>1</sub><sup>М</sup>. Аргиллитовая пачка межугольной толщи представлена буровато – темно – серой глиной с линзовидными прослойками серого алевролита. Песчаники межугольной толщи серые мелкозернистые с прослоями углисто – слюдисто – глинистого материала. Литологическое описание породы и обилие остатков флоры позволяет отнести толщину к континентальным отложениям.

Надугольная толща формировалась в трансгрессивный этап развития осадочного бассейна. В подошвенной части границей её является угольный пласт У<sub>1</sub>, в кровельной – глинистые образования георгиевской свиты.

В составе толщи выделяются два песчаных пласта Ю<sub>1</sub><sup>А</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>Б</sup>. Довольно часто в кровле пласта Ю<sub>1</sub><sup>А</sup> выделяются маломощные зеленовато-серые прослои барабинских песчаников.

Породы содержат многочисленные ходы илоедов, заполненные глинисто – алевролитовой породой. Для осадочной породы характерны текстуры оползания и взмучивания.

Формирование надгульной толщи наиболее вероятно было связано с субаквальной частью дельтовой равнины, либо с самой верхней частью авандельты. Толщина отложений васюганской свиты варьируется от 50 м до 100 м.

## **Верхний отдел**

### **Георгиевская свита**

Георгиевская свита, накапливаясь в морских условиях, представлена темно – серыми, черными и черно – бурными, аргиллитоподобными глинами с плитчатослоистой текстурой. В них наблюдается примесь песчано-алевролитового материала, глауконита, рассеянного пирита. Максимальная толщина пласта достигает восьми метров в погруженных частях до полного выпадения из разреза в сводовых зонах.

## **Верхний отдел**

### **Баженовская свита**

Заключительным этапом осадконакопления юрских отложений являются глинистые породы баженовской свиты, которые представлены глубоководными темно – серым с коричневым оттенком аргиллитами. Толщина этих отложений не превышает 20 – 30 м.

## **Меловая система**

Отложения меловой системы представлены в разрезе всеми возрастными комплексами и подразделяются на ряд свит: мегнионскую, тарскую, вартовскую, алымскую, покурскую, кузнецовскую, ипатовскую, березовскую, славгородскую и ганькинскую.

## **Нижний отдел**

### **Мегнионская свита**

Морские отложения куломзинской свиты залегают на образованиях баженовской свиты и представлены аргиллитами с подчиненными прослоями песчаников и алевролитов. Песчаники буровато – серые, серые, светло – серые, средне – мелкозернистые, однородные и тонко – горизонтально слоистые, известковистые. В порах и микротрещинах наблюдается битум.

Алевролиты серые, иногда с синеватым оттенком, разнозернистые, песчанистые, слабоизвестковистые, однородные и с неясно выраженной

слоистостью из – за изменений гранулометрического состава. В небольших количествах отмечается битум желто – бурый в пленках, каплях и по микротрещинам. Аргиллиты темно – серые и голубовато – серые, известковистые со слюдой и мельчайшим растительным детритом.

К нижней части свиты приурочен пласт Б<sub>16-20</sub> (ачимовская пачка, нефтеносный в отдельных скважинах). Толщина отложений свиты составляет 340 – 361 м.

### **Тарская свита**

Формирование отложений тарской свиты происходило в прибрежно-морских условиях. В основном, это песчаники с подчиненными прослоями алевролитов и аргиллитов.

Песчаники бурые, буровато – серые и светло – серые, однородные, реже с неявно выраженной пологой слоистостью за счёт намыва слюды и растительного детрита по плоскостям наслоения, участками известковистые. Бурые песчаники имеют запах нефти.

Алевролиты серые, буро тонко – горизонтально слоистые, с большим количеством растительных остатков по плоскостям наслоения. Аргиллиты дымчато – серые, зеленоватые и алевритистые с зеркалами скольжения, горизонтально-слоистые, содержащие растительный детрит. К песчаникам тарской свиты приурочены пласты Б<sub>4</sub>, Б<sub>3</sub>, Б<sub>2</sub> и Б<sub>0-1</sub>. Толщина отложений тарской свиты 124 – 138 м.

### **Вартовская свита**

Вартовская свита характеризуется в основном песчано – глинистыми отложениями, образованными в мелководно – морских и прибрежно – морских условиях. Породы представлены частым переслаиванием песчаников, алевролитов и аргиллитов. Песчаники светло – серые, темно – серые, мелко – и разнозернистые, иногда глинистые с наличием растительного детрита.

К отложениям вартовской свиты приурочены пласты группы А: А<sub>2</sub> – А<sub>10-12</sub>. Пласты группы А не выдержаны по площади, часто переходят в алевролиты и аргиллиты. Толщина отложений вартовской свиты 286 – 417 м.

Аргиллиты темно – серые, прослойками известковые. В верхней части разреза встречаются темно – коричневые битуминозные аргиллиты.

К отложениям вартовской свиты приурочены пласты группы А: А<sub>2</sub> – А<sub>10-12</sub>. Пласты группы А не устойчивы по площади, часто переходят в алевролиты и аргиллиты. Толщина отложений вартовской свиты составляет 286 – 417 м.

### **Алымская свита**

Верхняя часть свиты, выделенная в кошайскую пачку, представлена глинами темно – серыми аргиллитоподобными с тонкими прослоями алевролитов. Толщина алымской свиты до 50 – 70 м.

Отложения вартовской свиты трансгрессивно перекрываются морскими осадками алимской свиты (нижний апт). Литологически и фациально она подразделяется на две части: нижнюю (песчано-алевролитовую) и верхнюю (глинистую).

Отложения нижней части пачки сложены переслаиванием песчаников и алевролитов с глинами. В практике нефтепоисковых работ эти отложения известны как горизонт А<sub>1</sub>.

Песчаники серые, светло – серые мелкозернистые кварцево – полевошпатовые в верхней части, глинистые.

Верхняя часть свиты, выделенная в кошайскую пачку, представлена глинами темно – серыми аргиллитоподобными с тонкими прослоями алевролитов. Толщина алимской свиты составляет до 50 – 70 м.

### **Нижний + верхний отделы**

#### **Прокурская свита**

Отложения данной свиты были сформированы, главным образом в континентальных условиях, которые иногда заменялись прибрежно –



лагунной обстановкой. Отложения покурской свиты представлены неравномерным чередованием песчаников серых и светло – серых разномерных, алевролитов серых и темно-серых, участками глинистых и глин темно – серых, зеленовато – серых и буровато – серых. Толщина покурской свиты колеблется от 667 м до 748 м.

### **Верхний отдел**

#### **Кузнецовская свита**

Морские отложения турона представлены глинами аргиллитоподобными, содержащими глинистые прослои алевролитов и мелкозернистых глауконитовых песчаников с включениями фосфоритовых образований.

Отложения кузнецовской свиты, наряду с баженовскими и кошайскими, относятся к маркирующим горизонтам региона. Толщина кузнецовской свиты составляет 21 – 30 м.

#### **Березовская свита**

Отложения представлены морскими осадками и подразделяются на две толщи: нижняя (коньяк – нижний сантон) – ипатовская подсвита представлена глинами песчано – алевролитистыми с прослоями песчаников и алевролитов; верхняя толща (верхний сантон – кампан) – славгородская подсвита слагается глинами серыми и зеленовато – серыми, опоковидными с прослоями алевролитов. Толщина отложений березовской свиты составляет 102 – 182 м.

#### **Ганькинская свита**

Разрез верхнемеловых отложений завершается морскими осадками ганькинской свиты. Свита характеризуется сравнительно однообразной толщей серых известковых глин и мергелей серого и зеленовато – серого цвета, содержащей обильные остатки фауны белемнитов, аммонитов, гастропород и морских ежей. Толщина отложений колеблется от 70 до 120 м.

## **Кайнозойская группа**

### **Палеогеновая система**

Отложения палеогеновой системы, образовавшиеся в условиях постепенно мелеющего моря, представлены морскими осадками талицкой (палеоцен) и люлинворской (нижний + средний эоцен) свит, прибрежно – морскими осадками чеганской свиты (верхний эоцен + нижний олигоцен) и континентальными отложениями некрасовской серии (средний + верхний олигоцен). Толщина отложений палеогеновой системы колеблется от 186 до 299 м.

### **Четвертичная система**

Литолого – фациальный анализ слагающих толщу осадков, морфология залегания песчаных тел, характер замещения литологических разностей по латерали позволяют предполагать обстановку подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа.

На размытой поверхности палеогеновых отложений с угловым и стратиграфическим разногласием залегают породы четвертичного возраста, представленные песками серыми разнотернистыми, в основании с гравием, с глинистыми прослойками.

Четвертичные отложения завершает почвенный – растительный слой. Толщина отложений 10 – 40 м.

Литолого – фациальный анализ слагающих толщу осадков, морфология залегания песчаных тел, характер замещения литологических разностей по латерали позволяют предполагать обстановку подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа.

## **1.3 Тектоника**

В тектоническом плане район работ расположен в центре молодой Западно – Сибирской плиты в пределах крупного структурного элемента – Александровского свода, сложенной гетерогенным фундаментом,

перекрытым мезозойско – кайнозойскими отложениями платформенного чехла.

Участок включает в себя В куполовидное поднятие, которое осложняет северо – восточную периферию Трайгородского мезавала.

Структурный план платформенного чехла является унаследованным от эрозионно – тектонической поверхности палеозоя при существенном влиянии динамики блоков фундамента.

В локальном структурном плане по сейсмогоризонту Па (подошва баженовской свиты) из относительно крупных структур гипсометрически наиболее высоко расположена В (а.о. 2090 м), которая представлена брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, по оконтуривающей сейсмоизогипсе минус 2150 м ее размеры в плане составляют 19х8 км, амплитуда 60 м. Крыльевые части, ближе к центральной трети структуры, осложняются слабовыраженными структурными носами и погружениями заливообразной формы. Западные крылья с углами падения до  $3^0$  более крутые, чем восточные: от  $0^0 45''$  до  $1^0 30''$ . Ось структуры плавно погружается в северном направлении, в южном – слабо ундулирует, что связано с развитием цепочки малоамплитудных вершин; по стратоизогипсе 2130 м, их размеры составляют в длину от 2,0 до 4,2 км и в ширину от 0,8 км до 1,8 км.

Западная и южная границы В структуры выделяются глубокими прогибами, отделяющими ее от прилегающей группы небольших по размерам структур: Максимовской, Ининской, Восточно – Охтеурской, Южно – В. [3]

Юго – западная периквалиналь структуры через неглубокий 10 – метровый прогиб по замыкающей стратоизогипсе 2160 м соединяется с Южно – В поднятием. Его гипсометрическая отметка почти на 40 м выше, чем вскрытая на В структуре. При относительно небольших геометрических размерах 4×5 км, высота поднятия составляет 110 м. К северу и востоку от основной В структуры по сейсмоизогипсе 2280 м

выделяется террасовидная ступень палеозойского заложения. Ее восточная сторона плавно сопрягается с Люкпайским валом, юго – восточная резко опускается к Усть – Тымской впадине.

В связи с террасовидным представлением указанной зоны восточная и северная границы В структуры нечеткие, слабовыраженные.

Часть террасы, прилегающая к восточному крылу В структуры, в современном плане соответствует Восточно – В структуре, которая осложняется многочисленными вершинами, ориентированными в основном в субмеридиональном направлении. Наибольшее по размерам поднятие (7,0 × 3,5 км, амплитуда 50 м) по оконтуривающей изогипсе 2160 м, приурочено к ее центральной части. В северной части террасы по оконтуривающей изогипсе 2160 м, выделяется Северо – В структура. В южном направлении по сейсмоизогипсе 2170 м она раскрывается в сторону В структуры, а ее северная периклиналь осложнена двумя крупными структурными носами субмеридионального простирания, которые плавно опускаются в сторону Кошильской структурной зоны. Последняя выделяется в северном и восточном направлениях от Северо – В поднятия. На продолжении восточного крыла Северо – В структуры, Кошильская структурная зона схематизируется в виде двух ступенчато погружающихся террас, осложненных несколькими малоамплитудными (от 20 до 30 м) вершинами. Геометрические размеры первой 3,5x10 км.

Гипсометрически она находится на абсолютной отметке от 2250 до 2270 м. В южном направлении, резко сужаясь, сливается с восточным крылом Западно – В поднятия. Вторая терраса гипсометрически ниже первой на абсолютной отметке от 2310 м до 2320 м. Осложнённая слабовыраженными вершинами она с трех сторон обтекает первую вышеописанную террасовую часть Кошильской структуры.

Чтобы отразить структурный план больших размеров и сложную структуру строения Кошильской зоны, сетки сейсмоприфилей недостаточно.

Поэтому здесь приводится только общее, схематичное ее строение без деления на мелкие структурные элементы.

#### 1.4 Нефтеносность месторождения

Промышленно нефтеносными являются пласты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup> и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> (Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>) васюганской свиты верхней юры, Ю<sub>2</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>2</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>4</sup> тюменской свиты средней юры и доюрские отложения (кора выветривания - пласт М).[4]

Всего на месторождении с отбором керна пробурено 133 скважины: в том числе 91 скважина на В площади и 42 скважины на Кошильской площади. Анализируя состояние отбора керна по продуктивным пластам, следует отметить, что при существующем фонде скважин, его объем можно считать удовлетворительным, однако на новом проектом фонде отбор керна необходимо продолжить.

**Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>.** Залежь пластово – сводовая литологически и тектонически экранированная. Размеры залежей изменяются от 0,6 x 0,5 до 18,3 x 10,0 км, высота от 8 до 116 м.

Лабораторные исследования керна проведены в 38 скважинах: 309 определений пористости, 227 проницаемости и 98 нефтенасыщенности. Геофизические исследования проведены в 1204 скважинах: 6708 определений пористости, 6708 проницаемости и 6256 нефтенасыщенности. По гидродинамическим исследованиям проведено 337 определений проницаемости в 169 скважинах.

Средняя пористость – 17%, нефтенасыщенность – 0,62 д.е., нефтенасыщенная толщина – 4,7 м, проницаемость –  $46,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГИС) и  $99,1 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГДИС).

Для обоснования коэффициента вытеснения использовалось 69 образцов керна параллельно слоистости из 16 скважин. Значение начальной нефтенасыщенности для отобранных образцов варьирует в пределах от 0.496

до 0,751 д.ед., в среднем 0,628 д.ед. Полученная остаточная нефтенасыщенность изменяется в диапазоне значений 0,221 – 0,375, в среднем по всем образцам составляет 0,301 д.ед. Коэффициент вытеснения в трехмерную гидродинамическую был задан с поправкой на  $K_{\text{нн}}$ , полученную при распределении данных ГИС в геологической модели, и составил 0,519 д.ед.

**Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>.** Залежь пластово – сводовая литологически и тектонически экранированная. Размеры залежей изменяются от 1,2 x 1,1 до 17,3 x 8,0 км, высота от 30 до 126 м.

Лабораторные исследования кернa проведены в 43 скважинах: 892 определений пористости, 657 проницаемости и 467 нефтенасыщенности. Геофизические исследования проведены в 1358 скважинах: 19713 определений пористости, 19670 проницаемости и 14964 нефтенасыщенности. По гидродинамическим исследованиям проведено 192 определения проницаемости в 112 скважинах. Средняя пористость – 16%, нефтенасыщенность – 0,51 д.е., нефтенасыщенная толщина – 11 м, проницаемость –  $19,9 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГИС) и  $40,7 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГДИС).

Для определения остаточной нефтенасыщенности и  $K_{\text{выт}}$  использовался 92 образец кернa из 22 скважин. Значение начальной нефтенасыщенности по всем образцам варьирует в пределах от 0,451 до 0,750 д.ед., в среднем 0,607 д.ед. Полученная остаточная нефтенасыщенность изменяется в диапазоне значений 0,206 – 0,419 д.ед, в среднем по всем образцам составляет 0,286 д.ед. Коэффициент вытеснения в трехмерную гидродинамическую был задан с поправкой на  $K_{\text{нн}}$ , полученную при распределении данных ГИС в геологической модели, и составил 0,439 д.ед.

**Ю<sub>2</sub>.** Залежь пластово – сводовая тектонически и литологически ограниченная. Размеры залежей 0,2 – 0,7 x 0,3 км, высота от 2 до 5 м.

Пласт керном не охарактеризован. Геофизические исследования проведены в 7 скважинах: 7 определений пористости, 7 проницаемости и 7 нефтенасыщенности. Гидродинамические исследования не проводились.

Средняя пористость – 15%, нефтенасыщенность – 0,41 д.е., нефтенасыщенная толщина – 2,3 м, проницаемость –  $7,6 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГИС). Пласт Ю<sub>2</sub> не охвачен исследованиями на определение коэффициента вытеснения, поэтому  $K_{\text{выт}}$  рассчитывался по остаточной нефтенасыщенности, аналогичной тюменскому пласту Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, и начальной нефтенасыщенности, заложенной в геологическую модель из интерпретации ГИС.  $K_{\text{выт}}$  равен 0,300 д.ед.

**Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>**. Залежь пластово – сводовая тектонически и литологически ограниченная. Размеры залежей изменяются от 1,1 x 0,5 до 6,5 x 6,5 км, высота от 26 до 104 м.

Лабораторные исследования кернa проведены в 11 скважинах: 145 определений пористости, 94 проницаемости и 64 нефтенасыщенности. Геофизические исследования проведены в 919 скважинах: 10083 определений пористости, 10038 проницаемости и 1641 нефтенасыщенности. По гидродинамическим исследованиям проведено 14 определений проницаемости в 12 скважинах.

Средняя пористость – 17%, нефтенасыщенность – 0,53 д.е., нефтенасыщенная толщина – 9,4 м, проницаемость –  $22,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГИС) и  $4,0 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГДИС).

Для обоснования остаточной нефтенасыщенности и  $K_{\text{выт}}$  использовался 23 определения кернa из 7 скважин. Значение начальной нефтенасыщенности изменяется в пределах от 0,485 до 0,743 д.ед., в среднем составляет 0,629 д.ед. Полученная остаточная нефтенасыщенность изменяется в диапазоне значений 0,230 – 0,354, в среднем составляет 0,287 д.ед. Коэффициент вытеснения в трехмерную гидродинамическую был задан с поправкой на  $K_{\text{нн}}$ , полученную при распределении данных ГИС в геологической модели, и составил 0,458 д.ед.

**Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup>**. Залежь пластово – сводовая тектонически и литологически ограниченная. Размеры залежей изменяются от 0,8 x 0,6 до 4,6 x 1,5 км, высота от 17 до 83 м.

Лабораторные исследования кернa проведены в 1 скважине: 10 определений пористости, 9 проницаемости, нефтенасыщенность не определялась. Геофизические исследования проведены в 322 скважинах: 2645 определений пористости, 2610 проницаемости и 574 нефтенасыщенности. Гидродинамические исследования не проводились.

Средняя пористость – 16%, нефтенасыщенность – 0,50 д.е., нефтенасыщенная толщина – 5,5 м, проницаемость –  $15,4 \cdot 10^{-3}$  мкм<sup>2</sup> (по ГИС).

Пласт Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup> не охвачен исследованиями на определение коэффициента вытеснения, поэтому  $K_{\text{выт}}$  рассчитывался по остаточной нефтенасыщенности, аналогичной тюменскому пласту Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, и начальной нефтенасыщенности, заложенной в геологическую модель из интерпретации ГИС.  $K_{\text{выт}}$  равен 0,426 д.ед. Геолого – физическая характеристика В месторождения представлена в таблице 1.

Таблица 1 – Геолого – физическая характеристика В месторождения

Геологические условия						
Объекты	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>1+2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>2+3</sup>	М
Тип коллектора	Поровый					
Тип залежи	Пластово – сводовая, литологически и тектонически экранированная					Тектонически ограниченная
Средняя глубина залегания, м.	2154	2173	2200	2220	2273	-2588
Площадь, тыс. м <sup>2</sup>	265614	298435	453	52926	12941	3281
Коэффициент песчаности, д.ед.	0,79	0,63	0,84	0,62	0,71	0,39
Коэффициент расчлененности, ед.	2	4,6	1,6	4,1	3,2	14
Нефтенасыщенная толщина, м.	4,7	11	2,3	9,4	5,5	3
Пористость, %	16,7	16,1	15	16,8	16	14
Проницаемость, мД	43,7	18,2	7,7	22	15,4	10
Средняя нефтенасыщенность, д.ед.	0,618	0,51	0,41	0,52	0,5	0,6



***Залежь пласта М.*** Открыта скважиной № 347Р на Кошильской

площади, при опробовании которой в интервале от 2644 до 2656 м получен приток нефти с водой дебитами соответственно 4,8 м<sup>3</sup>/сут и 6,8 м<sup>3</sup>/сут. Размеры залежи 2,7 x 1,3 км, высота залежи 34 м.

Залежь пласта М ограничена со всех сторон тектоническими нарушениями, выделенными по сейсмике 3Д. Средняя нефтенасыщенная толщина равна 3 м, пористость 14%, нефтенасыщенность 0,60 д.ед. Пласт Мне охарактеризован отбором керна, поэтому  $K_{\text{выт}}$  рассчитывался по остаточной нефтенасыщенности 0,40 д.ед, принятой по аналогии с продуктивными палеозойскими отложениями других месторождений Западной Сибири.  $K_{\text{выт}}$  составил 0,330 д.ед.

*Разделы 1.5 и 1.6 удалены, т.к. содержат сведения, являющиеся коммерческой тайной, стр. 34 – 40.*

## **2 Текущее состояние разработки месторождения**

В месторождение расположено в пределах одноимённого лицензионного участка, который в свою очередь расположен на территории Ханта-Мансийского автономного округа Тюменской области (Нижневартовский район), и в пределах Кондаковского лицензионного участка (№58) находящегося на территории Томской области (Александровский район). Разработка ведётся на основании лицензий ТОМ №00048 НЭ и ХМН №00344 НЭ выданных ОАО "Томскнефть" ВНК.

Месторождение открыто в 1965 году. Разработка была начата в 1976 году с наиболее крупного по площади В участка. С 1988 года началась разработка Кошильской площади.

Разработка южной части В участка, расположенного на территории Томской области ведётся с 1984 года, разработка Кошильской площади началась в 1988 году.

В последние годы разработка месторождения ведется согласно проектному документу «Анализа разработки В месторождения» (протокол ТКР №823 от 24.10.2006 г.).

В следствии перерасчётов запасов Вахского месторождения в 2011 г. было произведено выполнение проектного документа «Дополнение к проекту разработки В месторождения» (протокол ЦРК Роснедра № 5335 от 29.12.2011 г.) который на данный момент является действующим проектным документом в рамках которого осуществляется разработка месторождения.[5]

В настоящее время В месторождение полностью разбурено эксплуатационной сеткой скважин и на данном этапе развития месторождение делится на В и Кошильскую площади, разделенные глубинным тектоническим разломом, четко фиксируемым по сейсмическим данным. На месторождении продолжается точечное бурение отдельных скважин и кустовых площадок.

Система размещения скважин – очагово – избирательная на всеобъектах. На Кошильской площади предложено использовать избирательную систему размещения скважин.

К настоящему времени в наибольшей мере освоены запасы В площади; здесь размещено 39% скважин основного фонда. За период ее эксплуатации по состоянию на 31.12.2017 года накопленная добыча нефти составляет порядка 59102 млн. т. нефти и 127996 млн. т жидкости, коэффициент нефтеизвлечения – 0,28, обводненность продукции достигал 82,6 %.

На Кошильской площади по состоянию на 31.12.2017 г. накопленная добыча нефти и жидкости составила 1821 тыс. т и 5458 тыс. т, что составляет 16,7% от утвержденных начальных извлекаемых запасов (45493 тыс. т). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,23. Годовая обводненность равна 76,8 %. Накопленная закачка воды составляет 6040 тыс. м<sup>3</sup>.

В целом на В месторождении по состоянию на 01.12.2018 год накопленная добыча нефти и жидкости составила 60923 тыс. т и 133454 тыс. т., что составляет 59,5% от утвержденных начальных извлекаемых запасов (103638 тыс. т). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,25 д. ед. Водонефтяной фактор – 1,19 д. ед. Средняя годовая обводненность равна 82%. Накопленная закачка воды составляет 218416 тыс. м<sup>3</sup>. Накопленная и текущая компенсация отбора равна 123,9% и 90,2% соответственно. Динамика основных показателей разработки В месторождения представлена на рисунке 3.

В период с 1986г. по 1990г. были достигнуты максимальные отборы нефти по месторождению и они составляли порядка 2,6 млн. т. в год. По мере отбора 25,9% от начальных извлекаемых запасов началась третья стадия разработки месторождения. В дальнейшем, добыча нефти постепенно снижалась, затем, благодаря многочисленным эффективным работам по ГРП, в 1993 г. добыча нефти возросла до 2308 тыс. т и держалась практически

стабильной на уровне 2289 – 2213 тыс. т в течение следующих трех лет (1994 – 1996 гг.).

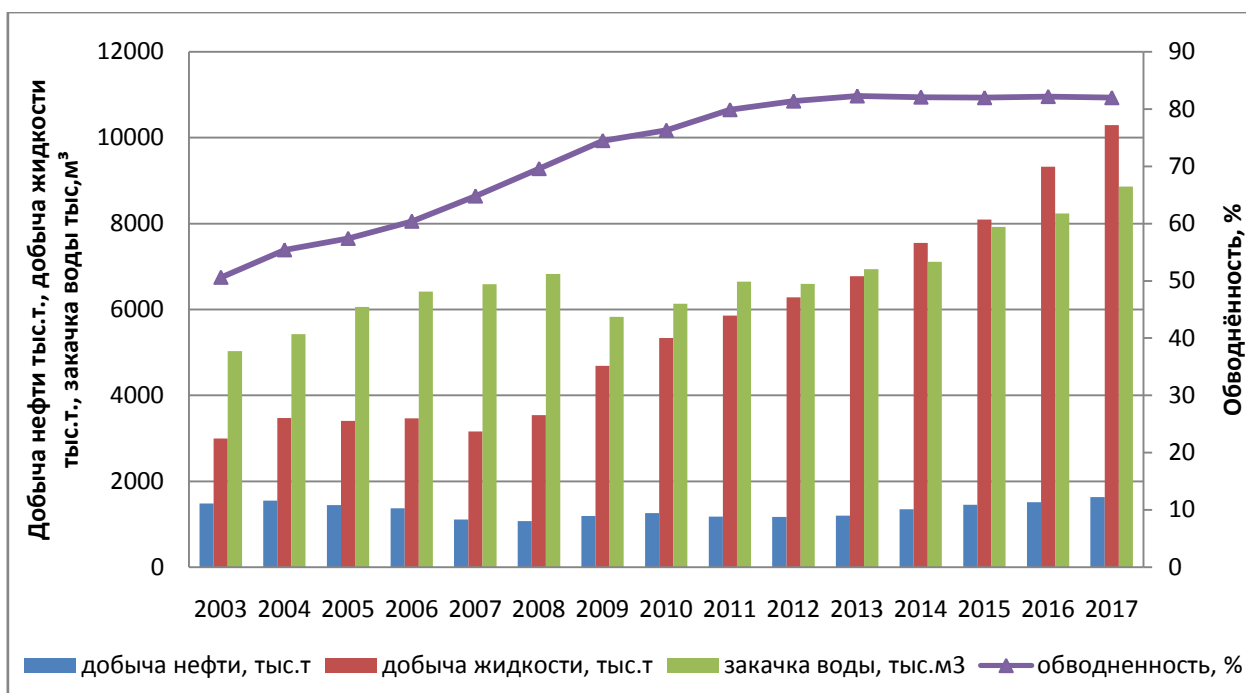


Рисунок – 3 Динамика основных показателей разработки В месторождения

Затем в 2006 году наблюдается постепенный спад добычи нефти до 1074 тыс. т. Но благодаря проведенным ГТМ (наибольшая доля – 67% дополнительной добычи нефти приходится на ГРП и 17% – на ЗБС) в 2006 – 2008 гг. удается стабилизировать и поднять уровень добычи нефти до 1263 тыс. т, что практически соответствует проектному уровню (1285,5 тыс. т).

В последующие годы происходит падение добычи нефти. В 2010 г. фактическая добыча нефти меньше проектного уровня на 28%. А добыча жидкости в свою очередь наоборот превышает проектные значения.

Благодаря проведенным ГТМ и бурению новых скважин с 2011 по 2015 гг. наблюдается постепенный рост добычи нефти в 2015 г. годовая добыча нефти составила 1457 тыс. т.

По состоянию на конец 2017 г. добыча нефти и жидкости по месторождению составила 1632 тыс. т. и 11294 тыс. т. соответственно. [6] Фактические показатели разработки В месторождения приведены в таблице 6.

Таблица 6 – Фактические показатели разработки В месторождения

Год	Годовой отбор			Накопленный отбор			Обводненность, %	Средний дебит, т/сут		Сред. приемистость, м <sup>3</sup> /сут	Действующий фонд скв.након.года		Темп отбора от извл.зап.,%		Отбор от НИЗ, %	КИН, д.ед.
	нефти, тыс.т	жидкости, тыс.т	закачки, тыс.м <sup>3</sup>	нефти, тыс.т	жидкости, тыс.т	закачки, тыс.м <sup>3</sup>		нефти	жидкости		добывающ.	нагнет.	нач.	тек.		
1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17
2003	1481	2995	5030	45554	71826	122813	50,6	16,9	34,1	118,7	290	143	1,5	2,6	44,9	0,150
2004	1550	3476	5424	47104	75302	128237	55,4	18,1	40,5	112,1	263	148	1,5	2,8	46,4	0,155
2005	1449	3404	6061	48553	78706	134298	57,4	18,8	44,2	112,5	235	140	1,4	2,7	47,8	0,160
2006	1373	3463	6418	49926	82169	140716	60,4	19,4	48,9	127,5	280	135	1,4	2,6	49,2	0,165
2007	1113	3163	6587	51039	85332	147303	64,8	16,5	47,0	133,0	263	128	1,1	2,2	50,3	0,168
2008	1074	3539	6826	52113	88871	154129	69,6	15,4	50,7	151,1	275	119	1,1	2,1	51,3	0,172
2009	1193	4688	5827	53306	93559	159956	74,5	15,4	60,4	133,9	273	129	1,2	2,4	52,5	0,176
2010	1263	5339	6131	54569	98898	166087	76,3	15,1	63,6	126,2	281	157	1,2	2,6	53,7	0,180
2011	1179	5859	6652	55747	104756	172738	79,9	14,0	69,3	113,6	258	167	1,1	2,4	53,8	0,180
2012	1167	6282	6600	56914	111039	179338	81,4	12,9	69,6	115,7	289	163	1,1	2,4	54,9	0,184
2013	1202	6778	6942	58116	117817	186280	82,3	12,5	70,3	120,5	325	152	1,2	2,6	56,1	0,188
2014	1351	7547	7112	59466	125364	193393	82,1	12,8	71,7	122,6	354	173	1,3	3,0	57,4	0,192
2015	1457	8091	7924	60923	133454	201317	82,0	11,9	66,2	123,9	415	193	1,4	3,3	58,8	0,197
2016	1516	9321	8235	62439	142755	209522	82,2	11,8	70,1	123,7	447	237	1,4	3,5	59,5	0,199
2017	1632	11294	8864	64071	154069	218416	82	12,1	70,5	124	514	263	1,5	3,6	59,5	0,25

В месторождение находится на третьей стадии разработки. Разработка ведётся объектами: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup>. Объекты М и Ю<sub>2</sub> не разрабатываются. Данные по показателям разработки месторождения по площадям и объектам указаны в таблице 7.

Соотношения нагнетательных и добывающих скважин по действующему фонду 1:1,9.

Таблица 7 – Основные показатели разработки на 01.01.2017 год по объектам, в целом по месторождению, по площадям

Показатели	Объекты разработки				Итого по месторождению	Вахская площадь	Кошильская площадь
	Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>1+2</sup>	Ю <sub>3</sub> <sup>3+4</sup>			
Добыча нефти (за 2015 г.), тыс. т	456,8	846,8	151,0	1,9	1456,5	1257,7	198,8
Нак. добыча нефти, тыс. т	24795	30446	5627	55	60923	59102	1821
Добыча жидкости (за 2015 г.), тыс. т	3047,1	4446,3	591,2	6,0	8090,6	7232,6	858,0
Нак. доб. жидкости, тыс. т	61285	61327	10763	79	133454	127996	5458
Обводненность, %	85,0	81,0	74,5	68,0	82,0	82,6	76,8
Дебит нефти, т/сут	8,4	9,4	8,7	3,4	11,9	11,8	13,2
Дебит жидкости, т/сут	56,3	49,6	33,9	10,7	66,2	67,6	56,8
Годовая закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	2574,7	4697,0	649,5	3,1	7924,4	7108,6	815,8
Нак. закачка воды, тыс. м <sup>3</sup>	79382	104197	17596	142	201317	195277	6040
Компенсация отбора тек., %	78,8	96,7	98,8	45,3	90,2	90,9	84,7
Компенсация отбора нак., %	108,5	137,0	133,1	137,2	123,9	125,5	94,1
Приемистость нагн. скв., м <sup>3</sup> /сут	90,4	101,2	73,6	8,7	123,9	123,8	125,0
Коэф.эксплуат. добыв. скв.	0,933	0,942	0,938	0,968	0,937	0,935	0,942
Коэф.эксплуат. нагнет. скв.	0,978	0,976	0,978	0,980	0,977	0,977	0,971
Добыча газа (за 2015 г.), млн. м <sup>3</sup> /год	34	63	10	0,1	107	92	15
Нак. добыча газа, млн. м <sup>3</sup> /год	2036	2683	455	4	5178	5027	151

*Раздел 2.1 удалён, т.к. содержит сведения, являющиеся коммерческой тайной, стр. 46 – 49.*

### 3 Техническая часть

#### 3.1 Общие сведения о УЭЦН

Установка электроцентробежного насоса (УЭЦН), представляет собой комплекс оборудования для осуществления добычи жидкости через скважину механизированным способом, с помощью центробежного насоса который соединён с погружным электродвигателем. (Рисунок 9). Движение жидкости в насосе происходит за счёт центробежной силы. Установки изготавливаются в обычном и коррозионно – стойком исполнении. [8]



Пример условного обозначения установки: УЭЦНМ5 – 125 – 1200, где У – установка; Э – приод от погружного двигателя; Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; 5 – группа насоса; 125 – подача, м<sup>3</sup>/сут; 1200 – напор, м; Буква «К» устанавливается перед обозначением группы насоса для установок в кррозионно – стойком исполнении.

Насос предназначен для перекачивания пластовой жидкости состоящей из смеси нефти, газа и воды; максимальное содержание попутной воды – 99 %; максимальное содержание попутного газа у основания двигателя без использования газосепаратора – 25 %; температура перекачиваемой жидкости для обычного исполнения не более 120°С; набор кривизны ствола

Рисунок 9 – Общая скважины не должен превышать 2° на 10 м. схема УЭЦН

Установка электроцентробежного насоса комплектуется из наземного и подземного оборудования, второе включает в себя такие части как: колонна насосно-компрессорных труб, обратный и

сливной клапана, кабельную линию, погружной центробежный насос, газосепаратор, контрольно измерительная аппаратура, погружной электродвигатель (ПЭД) в состав которого входит двигатель (статор и ротор) и гидрозащита состоящая в свою очередь из протектора и компенсатора. Наземное оборудование установки состоит из фонтанной арматуры, клеммной коробки, трансформатора, станции управления и кабельной линии. Данное наземное электрооборудование служит для электроснабжения, а так же для управления и защиты электронасосов.

**Колонна насосно – компрессорных** труб обеспечивает подъём скважинной жидкости и газа на поверхность. Предназначение **спускного клапана** это слив жидкости из колонны НКТ при подъеме насоса из скважины. (Рисунок 10 а).

**Обратный клапан** предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием выравнивания столба жидкости в НКТ и затрубном пространстве при остановках насоса и облегчения повторного запуска насоса. (Рисунок 10 б).

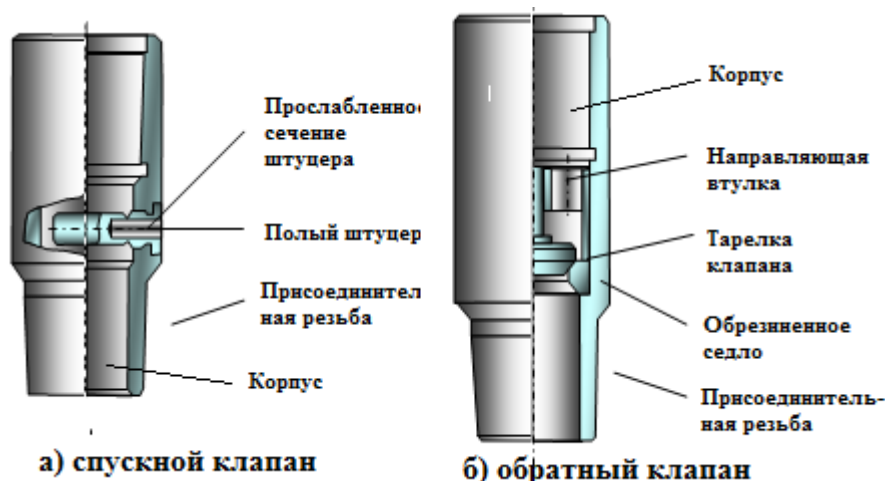


Рисунок 10 – Спускной и обратный клапана

**Центробежный насос.** (Рисунок 11). Жидкость поступает к центральной части рабочего колеса (крыльчатки) в этом первая особенность центробежных насосов – для нормальной работы ЦН требуется подпор – дополнительное давление для подачи жидкости в насос.



Крыльчатка, установленная на валу в корпусе и приводящаяся во вращение электрическим двигателем, разгоняет жидкость по спирали, что обеспечивает подачу насоса. Подача насоса зависит от частоты вращения,

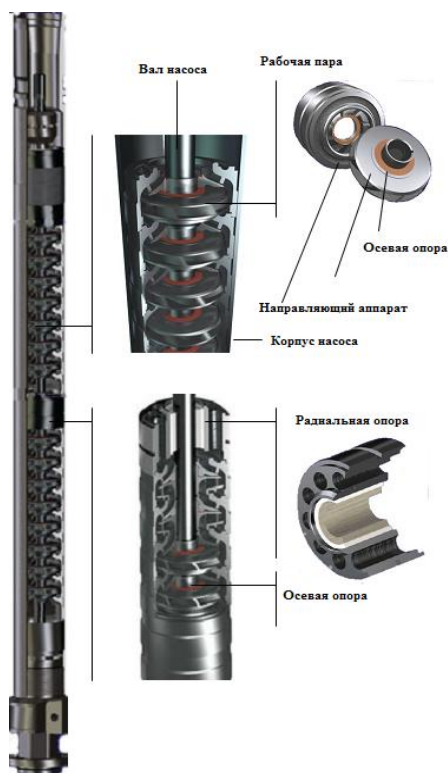


Рисунок 11 – Структура центробежного насоса

радиуса крыльчатки, количества лопастей и их формы и наклона, т.е. от ее геометрических параметров. Это вторая особенность центробежного насоса. Под действием центробежной силы жидкость выходит через выходной патрубков. Патрубок имеет расширяющуюся форму; скорость потока в нем падает, и часть кинетической энергии жидкости, приобретенной в рабочем колесе насоса, преобразуется в потенциальную энергию давления (напора). Устанавливая последовательно ряд аппаратов можно достичь необходимого напора. При заданной частоте вращения центробежный насос, показанный на

рисунке, работает с максимальным КПД только при расчетных значениях расхода и давления. Перекачка жидкости с минимальными затратами энергии требует правильного выбора типа насоса, тщательного проектирования и согласования его характеристик с характеристиками системы в целом. Это третье отличительное свойство центробежного насоса.

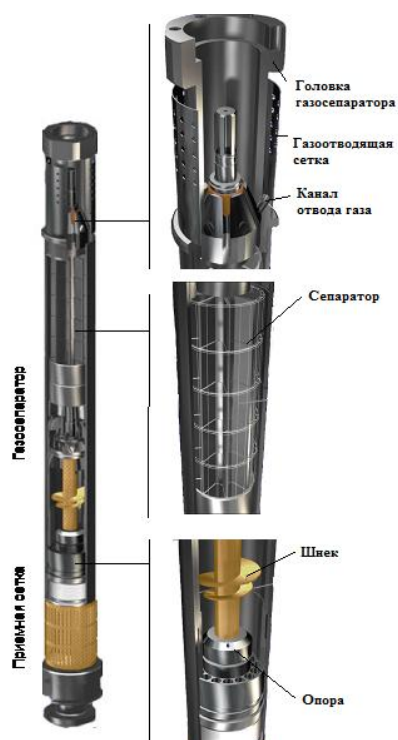
Четвертая особенность заключается в том, что если в «улитке» собирается газ, то для жидкости в этой зоне не будет возникать центробежная сила и насос не сможет работать.

Вращательное движение от двигателя через вал и закрепленные на нем рабочие колёса разгоняют жидкость. Кинетическая энергия потока в направляющем устройстве преобразуется в потенциальную энергию напора. Корпус насоса содержит ступени, каждая из которых состоит из вращающегося рабочего колеса и неподвижного направляющего аппарата.

Количество ступеней определяет его подачу, давление и потребление мощности.

Каждая рабочая пара (ступень) развивает около 5 метров напора. Набор последовательно установленных ступеней позволяет развить необходимый напор. Осевая и радиальная нагрузка распределены на осевые и радиальные опоры. Радиальные опоры установлены в верхней, средней и нижней частях корпуса насоса. Осевые опоры это текстолитовые подшипники скольжения которые установлены на рабочих колесах.

**Приемный модуль и газосепаратор.** Входной модуль служит для приёма и грубой очистки от механических примесей перекачиваемой



продукции, а установленный в нем газосепаратор для разгазирования продукции и отвода газа в затрубное пространство. (Рисунок 12).

Пластовая жидкость проходя через приемный модуль попадает в насос. Свободный газ до 25 – 27%, существенно не влияет на работу насоса. Однако при больших значениях газосодержания необходимо устанавливать газосепаратор или газодиспергатор, который будет разбивать пузыри, делая их более мелкими. Входной модуль состоит из таких частей как основание с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной

Рисунок 12 – Приёмный модуль и газосепаратор сетки для соединения с другими модулями на вале установлена шлицевая муфта.

сетки для соединения с другими модулями на вале

установлена шлицевая муфта. В основании установлены подшипники скольжения вала и шпильки, при помощи которых модуль крепится верхним концом к секции насоса, а нижнем фланцем соответственно к протектору.

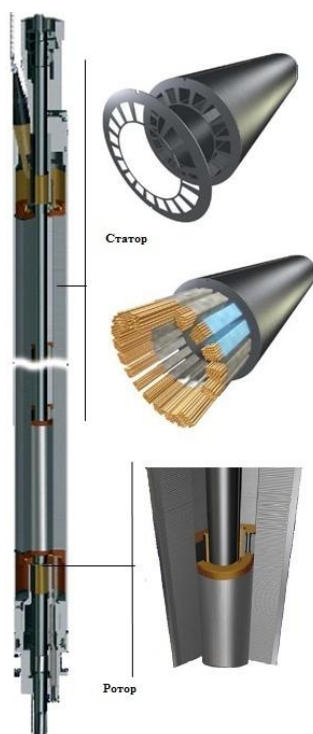
Жидкость продолжает движение на рабочие аппараты насоса, а газ удаляется в затрубное пространство.

Газожидкостная смесь попадает в камеру вращающихся сепараторов. Здесь в результате действия центробежных сил жидкость отделяется от газа. Так как жидкость имеет более тяжёлый вес, то она движется по внешней стороне сепаратора, а газ собирается и движется внутри пазов сепаратора.

Проходя через сетку приемного модуля скважинная жидкость поступает в ступени насоса, при повышенном газовом факторе приемный модуль совмещается с газосепаратором, в котором шнек придает флюиду центробежную силу.

Работа **погружного асинхронного электродвигателя (ПЭД)** основана на том, что при подаче переменного трехфазного тока на протяжную обмотку статора возникает магнитное поле, в результате воздействия которого, ротор начинает вращаться вокруг своей оси. Электроэнергия на двигатель подается через специальный бронированный кабель.

Погружные асинхронные двигатели (Рисунок 13) в зависимости от мощности изготавливаются одно – и двухсекционными. Для различных типоразмеров питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380



до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. При использовании регулятора частоты допускается работа двигателя при частоте тока от 40 до 60 Гц. В состав погружного электродвигателя (ПЭД) входят: двигатель и гидрозащита, которая состоит из протектора и компенсатора .

Статор выполнен из трубы, в которую запрессован магнитопровод, выполненный из листовой электротехнической стали. Статор магнитомягкий по всей длине. В пазы статора уложена трехфазная протяжная обмотка из специального обмоточного провода. Фазы обмотки соединены в звезду.

Рисунок 13 – ПЭД

Внутри статора размещается ротор, представляющий из себя набор пакетов, разделенных между собой промежуточными подшипниками и последовательно надетыми на вал. Вал ротора выполнен пустотелым для обеспечения циркуляции масла. Пакеты ротора изготовлены из листовой электротехнической стали. В пазы пакетов вставлены медные стержни, сваренные по торцам с медными короткозамкнутыми кольцами.

Применение электродвигателя в скважине возможно при обеспечении герметичности маслonaполненного электродвигателя. Для предохранения от попадания пластовой жидкости во внутреннюю часть ПЭД служит **гидрозащита**. В состав погружного электродвигателя входит ПЭД и гидрозащита, которая состоит из протектора и компенсатора. (Рисунок 14). Электроэнергия с поверхности передается через бронированный трехжильный кабель, который крепится к телу труб при помощи поясов.

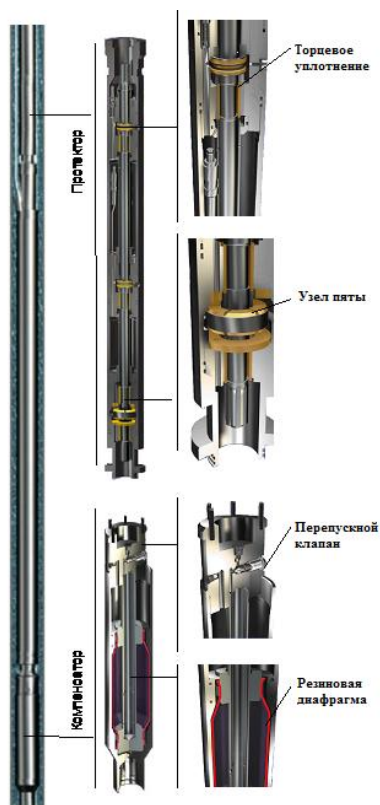


Рисунок 14 – Структура гидрозащиты

**Протектор** устанавливается над двигателем и

служит для обеспечения герметичности электродвигателя при передаче вращательного движения от двигателя к насосу.

Верхнее торцевое уплотнение предназначено для герметизации внутреннего пространства электродвигателя.

Нижний конец вала соединяется с краем валом электродвигателя, верхний конец – с валом насоса при монтаже на скважине.

В протекторе расположен узел пяты, который воспринимает осевые нагрузки, действующие на вал во время работы насоса. Он расположен в нижней части протектора, что исключает работу без масла и его перегрев.

**Компенсатор** обеспечивает передачу и уравнивание давления пластовой жидкости в зоне подвески двигателя с давлением масла в

двигателе, а также изменением своего объема компенсирует тепловые изменения объема масла в двигателе во время его работы.

Внутренняя полость диафрагмы сообщается с внутренней полостью электродвигателя при монтаже двигателя она заполняется маслом. Это масло служит запасом для компенсации его естественного расхода через нижнее торцовое уплотнение, герметизирующее вращающийся вал.

Скважинные **КИП** представляют собой датчики температуры и давления, которые генерируют сигналы, передаваемые по силовому кабелю на установленное на поверхности считывающее устройство.

Дополнительно в состав установки могут входить: фильтры; контейнер для предотвращения солеотложений и коррозии; кожух электродвигателя.

*Разделы 3.2 и 3.6 удалены, т.к. содержат сведения, являющиеся коммерческой тайной, стр. 56 – 83.*

*Раздел 4 удалён, т.к. содержит сведения, являющиеся коммерческой тайной, стр. 84 – 98.*

## **5 Социальная ответственность**

Целью данной выпускной квалификационной работы является анализ эффективности эксплуатации нефтяных скважин установками электроцентробежных насосов на Вахском нефтяном месторождении. Местом проведения основных работ является кустовая площадка и устье скважины, расположенные на открытом воздухе.

В данном разделе ВКР рассмотрены и проанализированы возможные опасные и вредные факторы, которые могут возникнуть при разработке и эксплуатации фонда скважин, приняты проектные решения, исключая несчастные случаи и обеспечивающие снижение вредных воздействий на окружающую среду.

Выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы: тяжелые метеоусловия, повышенный уровень шума, высокая загазованность и запылённость рабочей зоны, опасность поражения электрическим током, опасность повреждений от движущихся машин и механизмов, пожароопасность, наличие высокого давления в трубопроводах.

### **5.1 Производственная безопасность**

В данном разделе анализируются и описываются вредные и опасные производственные факторы, возникающие при выполнении работ по эксплуатации фонда скважин оборудованных установками УЭЦН. Перечень вредных и опасных производственных факторов приведён в таблице 19.

Таблица 19 – Вредные и опасные факторы при эксплуатации фонда скважин оборудованных УЭЦН

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Осуществление работ	1. Повышенный уровень шума на рабочем месте. 2. Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны. 3. Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе.	1. Опасность поражения электрическим током. 2. Опасность механических повреждений. 3. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.003–2014 ССБТ [2] 2. СанПиН 2.2.4.548–96. [1] 3. ГОСТ 12.1.007–76 ССБТ. [8] 4. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ. [9] 5. ГОСТ 12.2.061-81 ССБТ. [2]

### 5.1.1 Вредные производственные факторы

К вредным производственным факторам относятся те факторы, которые при воздействии на работника снижают его работоспособность или приводят к возникновению различного рода заболеваний.

#### *Повышенный уровень шума на рабочем месте*

Под шумом понимается совокупность различных звуков с разной частотой и интенсивностью, которые воспринимаются органами слуха.

Шум затрудняет приём, восприятие и передачу информации, а так же ухудшает точность выполнения рабочих операций.

Источником шума является применяемое нефтепромысловое оборудование, техника, задействованная в производственном процессе, а так же различные аварийные ситуации. Довольно высокий уровень шума при выполнении спускоподъемных операций (СПО) подъемными агрегатами А60 – 80, при работе передвижной паровой установки (ППУ) и агрегата ЦА – 320. При нахождении в водораспределительном блоке (ВРБ) и рядом с буровым станком уровень шума может колебаться от 30 до 96 дБ. Большую интенсивность уровень шума достигает при авариях на промысловых

трубопроводах или непосредственно на скважине. Шум отрицательно сказывается на состоянии и здоровье человека, ухудшается слух, появляется головная боль. Уровень шума на рабочем месте не должен превышать 80 дБ и должен соответствовать требованиям СанПиН 2.2.2.3359 – 16 [15].

Основными методами борьбы с шумом согласно с ГОСТ 12.1.029 – 80 «Общая классификация средств и методов защиты от шума» являются:

1. Использование специализированных средств понижающих уровень шума. К акустическим средствам защиты относятся, звукопоглощение, звукоизоляция, виброизоляция, вибродемпфирование;

2. Применение звукоизолирующих экранов, кожухов, кабин, облицовок, прокладок, опор, конструктивных разрывов, демпфер, а так же глушителей шума;

3. Для защиты от прямого воздействия шума используются звукоизолирующие экраны и перегородки;

4. Использование средств индивидуальной защиты (СИЗ) – наушники;

5. Соблюдение режима труда и охраны труда.

#### *Повышенная загазованность и запылённость воздуха рабочей зоны.*

Для работы в местах, с большой вероятностью образования концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе превышающих допустимые санитарные нормы, работники должны обеспечиваться соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [17].

Работник при перемещении по производственному объекту обязан носить с собой СИЗОД. В закрытых и плохо проветриваемых помещениях, где существует вероятность выделения в воздух паров газов и пыли, а так же в случаях изменений технологических процессов необходимо осуществлять постоянный контроль и замер показаний воздушной среды. СИЗОД подбираются индивидуально и хранятся на рабочих местах, в специализированных шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и



сумке противогаза, указывается фамилия владельца, марка и размер маски. Проверка и замена СИЗОД производится в сроки указанные в технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации.

В местах с повышенной газоопасностью должны быть вывешены предупредительные знаки: «Газоопасно», «Проезд запрещён» и т.п. Работники допускаются к газоопасным работам только после проведения инструктажа. Работы проводятся только при наличии наряда – допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ. При газоопасных работах используются газозащитные средства, такие как изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы.

*Отклонения показателей микроклимата на открытом воздухе.*

Метеорологические условия на производстве или микроклимат производства, характеризуется такими параметрами как: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); скорость ветра (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ); атмосферное давление (мм рт. ст.). Эти параметры в сумме и отдельно, влияют на организм человека и его самочувствие.

В зимнее время в отличие от летнего производится временное нормирование рабочего времени на открытом воздухе. Так же производятся определённые мероприятия по уменьшению неблагоприятного воздействия тридцатых температур на организм рабочего. Работающие в зимний период обеспечиваются спецодеждой с термозащитными свойствами. При температуре воздуха  $-40^{\circ}\text{C}$  и ниже применяется защита органов дыхания и лица. В летний период работающие должны обеспечиваться головными уборами для защиты от солнечных лучей.

### **5.1.2 Опасные производственные факторы**

Факторы результатом длительного или кратковременного воздействия на человека, которых является ухудшение состояния его здоровья или травма.

### *Опасность поражения электрическим током.*

Электробезопасность современного производства характеризуется электрической опасностью, источником которой являются электрические сети, электрифицированное оборудование (УЭЦН и т.п.) и инструмент, работающие на электричестве.

При протекании через тело человека ток, производит термическое, биологическое, электрическое, механическое и световое воздействие.

Различают два вида поражения организма электрическим током:

- Электрические травмы
- Электрические удары.

**Электрические травмы** - это местные поражения тканей и органов человека. К ним относятся электрические ожоги, электрические знаки и электрометаллизация кожи, механические повреждения в результате непроизвольных судорожных сокращений мышц во время протекания тока, а также электроофтальмия – воспаление глаз в результате воздействия ультрафиолетовых лучей электрической дуги.

**Электрический удар** – это возбуждение живых тканей организма протекающим через него электрическим током, сопровождается непроизвольным сокращением мышц. Выделяют четыре степени электрических ударов:

I- судорожное сокращение мышц без потери сознания;

II- судорожное сокращение мышц с потерей сознания, но с сохранением дыхания и работы сердца;

III- потеря сознания и нарушение дыхания или деятельности работы сердца;

IV- клиническая смерть.

Поражение человека электрическим током может возникнуть в результате прикосновения: к токоведущим частям, находящимся под напряжением; токоведущим частям которые отключены от источника

питания, но на которых остался заряд или появилось напряжение в результате случайного включения; к металлическим нетоковедущим частям после перехода на них напряжения с токоведущих частей. Так же, возможно электропоражение напряжением шага при нахождении человека в зоне растекания тока на землю, электрической дугой в установках с напряжением более 1000 В; при приближении к частям, находящимся под напряжением, недопустимо малое расстояние, в зависимости от значения высокого напряжения.

Для максимальной защиты персонала предпринимаются следующие меры:

1. Изоляция токоведущих частей оборудования;
2. Заземление точки источника питания или искусственной нейтральной точки;
3. Применение СИЗ, не проводящих токи;
4. Установка знаков предупреждения в местах повышенной опасности.

#### *Опасность механических повреждений.*

Основной опасностью получения механических повреждений являются движущиеся машины и механизмы. Для предотвращения получения травм, необходимо соблюдать правила техники безопасности при выполнении различного рода работ.

Необходимо проводить следующие мероприятия по предотвращению механических травм:

- проверка наличия защитных ограждений на движущихся и вращающихся частях машин и механизмов;
- плановая и внеплановая проверка исправности пусковых и тормозных устройств;
- проверка исправности оборудования и своевременное устранение выявленных дефектов.

Для защиты от данных опасных факторов необходимо использовать коллективные средства защиты – это устройства преграждающие путь человека в опасную зону: сетки, решётки, экраны и кожухи. Так же

применяются индивидуальные средства защиты в виде касок, защитных очков и обуви с жёстким носком. [19]

*Давление в системах работающих механизмов.*

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, (далее сосудов) допускаются:

- рабочий персонал обученный по программе «допуск к обслуживанию сосудов, работающих под давлением» и имеющий соответствующее удостоверение;
  - руководители, специалисты и служащие, аттестованные в области промышленной безопасности и прошедшие проверку знаний требований «Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», в установленном порядке.
1. Периодическая проверка знаний рабочего персонала, обслуживающего сосуда работающие под давлением, должна проводиться не реже 1 раза в 12 месяцев.
  2. Внеочередная проверка знаний проводится:
    - в случае внесения изменений в настоящую Инструкцию;
    - по требованию инспектора Ростехнадзора России;
    - при перерыве в рабочей деятельности по специальности более 12 месяцев, персонал;
    - рабочий обслуживающий сосуда, после очередной проверки знаний должен перед допуском к самостоятельной работе пройти стажировку сроком 5 рабочих смен, для восстановления практических навыков.
  3. Допуск персонала к самостоятельному обслуживанию сосудов должен оформляться приказом по Обществу, инициатором приказа является УПБиОТ.
  4. Персонал, обслуживающий сосуда, обязан строго соблюдать требования настоящей Инструкции, технологический регламент объекта и каждую смену осматривать сосуда на наличие трещин, выпучен, течи, проверять

исправность действия арматуры, контрольно-измерительных приборов, предохранительных и блокирующих устройств, поддерживать сосуды в исправном состоянии. Результаты осмотра сосудов и проверки действия КИП и предохранительных клапанов должны записываться в журнал «Проверок и осмотров сосудов, работающих под давлением в работе» лицами, проводившими эти операции.

5. Для регулирования рабочего процесса и обеспечения безопасных условий эксплуатации сосуды, в зависимости от назначения, должны быть снабжены:

- приборами для измерения давления;
- предохранительными устройствами;
- запорной или запорно-регулирующей арматурой;
- указателями уровня жидкости;
- приборами для измерения температуры (если предусмотрены проектом и режимом работы).

Сосуды, имеющие быстросъемные крышки, должны быть снабжены предохранительными устройствами, которые исключают возможность включения сосуда под давлением при частичном закрытии крышки и открывании ее при наличии в сосуде давления. Так же такие сосуды должны быть оснащены замками с ключом – маркой.

## **5.2 Экологическая безопасность**

Проявление следов воздействия нефтегазовой промышленности на природный комплекс видно уже на стадии разведочного бурения, в последствии воздействие резко увеличивается в период обустройства месторождения и остается стабильно высоким в течение всего периода эксплуатации. Масштабы и формы техногенной нагрузки изменяются на разных стадиях освоения месторождения нефти и газа.

Для своевременной разработки и осуществления организационно-технических мероприятий по предупреждению загрязнения воздушного

бассейна и поверхности почвы, а так же водоемов необходимо учитывать и вести наблюдения за изменением ветра, выпадением осадков. Исследование отобранных пробы воздуха, как правило, проводится путем хроматографического анализа.

В зоне производственной деятельности нефтегазодобывающих предприятий широко применяются системы контроля за состоянием пресных водных источников, почвы и атмосферного воздуха.

### *Защита атмосферы*

При добыче нефти на кустовых площадках, выделяются загрязняющие вещества (ЗВ) в виде газовых паров и нефтяных смесей. Попадание в атмосферу происходит в связи с неплотностями фланцевых соединений, запорно-регулирующей арматуры скважин и замерной установки (ЗУ), а также сальниковых уплотнений.

Для снижения выбросов вредных паров рекомендуется применять герметичные и закрытые надёжные емкости для хранения нефти, нейтрализовать, а так же обезвреживать выхлопные газы двигателей внутреннего сгорания, утилизировать попутный нефтяной газ, предупреждать газопроявления путём качественного контроля за нефтепромысловым оборудованием, применить автоматическое отключение нефтяных скважин при порыве выкидной линии.

### *Защита литосферы.*

Основными видами антропогенных воздействий на литосферу, являются:

- загрязнение окружающей среды нефтепродуктами вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдения природоохранных требований;
- загрязнение природной среды отходами промышленности и бытовыми отходами;

- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне эксплуатации и строительства объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, появление оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетнемерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод).

Контроль за состоянием почвы проводится как визуально, путем осмотра, так и лабораторным методом. Визуально исследуется изменение внешних (видимых) характеристик, таких как цвет, плотность, наличие растительности. Лабораторный анализ включает отбор проб почвы, измельчение, отмыв в пресной, предварительно исследованной воде, отстой и химический анализ этой воды. Кроме химического анализа может быть проведён биологический, например методом сравнительной фитотоксичности химических реагентов.

Все линии сбора нефти и магистральные нефтепроводы должны выдерживать деформации почвы в период таяния. Предотвращение аварийных выбросов производится ранним обнаружением притока пластовых флюидов в скважину, ликвидацией проявлений, контролем за давлением, герметизацией устья скважины и др. Любой ущерб, нанесенный окружающей среде за пределами участков разработки, должен быть ликвидирован.

#### *Защита гидросферы.*

При эксплуатации объектов нефтедобычи особо отрицательно влияют на химический состав водоемов разливы нефти и воды, с высокой минерализацией. При попадании нефти в водоемы на поверхности воды происходит образование пленки, которая препятствует воздушному обмену.

Пути попадания токсичных загрязнений в природные воды:

- поступление токсичных веществ из шламовых амбаров в грунтовые воды;
- загрязнение грунтовых вод в следствии отсутствия гидроизоляции технологических площадок;

- попадание загрязнений, сточных вод и других отходов в грунтовые воды при аварийных разливах нефти;
- поступление нефти и минерализованных вод в подземные воды, в результате перетоков по затрубному пространству в результате некачественного цементирования скважины и ее негерметичности.

Контроль за изменениями физико-химических свойств воды начинается с геолого-гидрогеологического изучения источника. Изучаются как поверхностные, так и подземные источники. Обычно в области деятельности нефтегазодобывающих предприятий строится карта поверхностных вод в сочетании с коммуникациями для транспортировки нефти, газа, воды и их смесей. Наибольшее внимание уделяется трубопроводам, перекачивающим сточные воды. Определяются границы распределения водостока (истока и русла), населённые пункты и источники питьевой воды (колодцы, пруды, родники). Строится карта поверхности, объединенная с картой местоположения коммуникаций и контрольных пунктов наблюдения. При пересечении местности в районе деятельности предприятия реками, ручьями, точкам наблюдения выбирается в начале, середине и конце водного стока. Отбор проб и их анализ на токсичность осуществляются в соответствии с известными методами отбора и исследования вод.

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

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти, ремонта скважины или бурения, может возникнуть опасность неконтролируемых выбросов продуктов из скважины и технологических систем с возможным последующим возгоранием, как следствие, появляется угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте.

Наиболее опасными источниками ЧС являются добывающие скважины, нефтесборные трубопроводы, выкидные линии и магистральные



нефтепроводы, а так же скважины на которых осуществляется ремонт или бурение.

Основные виды ЧС на территории кустовой площадки:

- возникновение газонефтеводопроявления (ГПВП) во время ремонта или бурения скважины;
- разгерметизация нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода;
- возгорание газодонефтяной смеси.

Для предотвращения возможных ЧС предусматривается:

- использование превенторов (противовыбросовое оборудование) на устье скважины при выполнении работ;
- применение трубопроводов с наружным и внутренним коррозионным покрытием;
- организация мониторинга за коррозионным состоянием трубопровода;
- проведение планово – предупредительного ремонта (ППР) эксплуатируемого оборудования;

При обнаружении возгорания на кустовой площадке, нужно немедленно сообщить начальнику смены, необходимо остановить все виды ведущихся работ, вызвать пожарную охрану, а так же при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя и дальше действовать согласно плану ликвидации аварий.

Требования пожарной безопасности при эксплуатации нефтяных скважин:

Обвязка фонтанной скважины, ее коммуникации (емкости, амбары и пр.) должны быть подготовлены к приему продукции скважины до перфорации эксплуатационной колонны. Запрещается устройство стока нефти в общие амбары по открытым канавам;

Сборка фонтанной арматуры должна производиться с применением полного комплекта шпилек с прокладками, предусмотренными техническими нормами на поставку арматуры;

При освоении скважины с помощью передвижного компрессора последний должен устанавливаться на расстояние не менее 25м от скважины;

Для предотвращения попадания нефти и газа из скважины в компрессор на линиях от газо – и воздухораспределительных будок и до скважины должны быть установлены обратные клапаны;

Эксплуатация фонтанных скважин без полного комплекта крепежных элементов и прокладок, предусмотренных стандартами на фонтанную арматуру, запрещается;

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и инженерно-технический персонал несут дисциплинарную, административную, или уголовную ответственность.

Для всех объектов нефтяного промысла предусмотрен план ликвидации аварии (ПЛА).

В случае возникновения ЧС на кустовой площадке или непосредственно на устье скважины необходимо остановить все виды производимых работ, вызвать пожарную охрану, а при необходимости, скорую медицинскую помощь, известить своего или вышестоящего руководителя (мастера, начальник смены), действовать согласно плану ликвидации аварий[20].

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

Для обеспечения промышленной безопасности должны соблюдаться требования установленные Федеральным законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» и Постановлением Правительства РФ «Об организации и осуществлении производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» с дополнением «Методических

рекомендаций по организации производственного контроля за соблюдением требований промышленной безопасности на опасных производственных объектах» РД 04 – 355 – 00. [21]

Согласно ТК РФ, N 197 -ФЗ каждый работник имеет право на:

- рабочее место, соответствующее требованиям охраны труда;
- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;
- получение точной информации от работодателя, а так же соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске для здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в если есть опасность для его жизни и здоровья вследствие нарушения требований охраны труда, за исключением случаев, предусмотренных федеральными законами, до устранения такой опасности;
- обеспечение средствами индивидуальной и коллективной защиты в соответствии с требованиями охраны труда за счет средств работодателя;
- внеочередной медицинский осмотр по медицинским рекомендациям с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения медицинского осмотра;
- компенсации и гарантии, в соответствии с коллективным договором;
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за выполнение работы с вредными и (или) опасными условиями труда.

## **Заключение**

В результате выполнения данной выпускной квалификационной работы был проведён анализ фонда скважин Вахского месторождения оборудованных УЭЦН.

Данное месторождение по своей сущности является сложным в эксплуатации, всему виной довольно сильное воздействие таких осложняющих факторов, как коррозия, влияние газа и механических примесей.

Эти факторы отрицательно сказываются на таких показателях как наработка на отказ и межремонтный период. Следовательно, проводятся работы по уменьшению влияния отрицательных факторов на работу погружного оборудования. Достигается это за счёт проведения геолого – технических мероприятий и внедрения специализированного оборудования. Применяются обработки скважин горячей нефтью, кислотные промывки, периодическая и постоянная подача ингибиторов коррозии. При необходимости применяются газосепараторы, НКТ в антикоррозионном исполнении, станции управления с ЧРП, скважинные фильтры и многое другое нефтепромысловое оборудование. Естественно перед применением просчитывается целесообразность использования данного оборудования ввиду соотношения планируемого эффекта и затрат.

Показатель коэффициента подачи скважин говорит о том, что большая часть фонда подобрана верно и эксплуатируется эффективно. Наблюдается тенденция роста МРП и СНО, причём был довольно большой скачок за последние несколько лет в сторону увеличения этих показателей. Этого говорит о том, что проводимые на месторождении мероприятия и внедряемое оборудование дают положительные результаты по увеличению эффективности работы механизированного фонда.

## Список использованных источников

1. Анализ разработки В месторождения с уточнением технологических показателей до 2010г. (заключительный отчет), тема 89.81, СибНИИИПП. Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1982, 213 с.
2. Сурков В.С., Жеро О.Г. Фундамент и развитие платформенного чехла Западно – Сибирской плиты. М., Недра, 1981 г.
3. Анализ разработки В месторождения, ОАО "Тандем" / Соколов В.С.; г. Тюмень, 2006. – 80с.
4. Дополнение к проекту разработки В месторождения: Отчет, ТОМ I, Книга1, ТомскНИПИнефть / Гагарин А.Н.; Томск, 2011. – 100с.
5. Дополнение к проекту разработки В месторождения, отчёт по договору – ПР1000; Томск 2014г.
6. Анализ разработки В месторождения. / ОАО «Томскнефть» ВНК; г. Стрежевой, 2017. – 120с.
7. Технологическая документация режимов работы скважин В месторождения.
8. В.Н.Ивановский, С.С.Пекин, А.А. Сабиров «Установки погружных центробежных насосов для добычи нефти».М.:ГУП Изд-во«Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Гкубкина, 2002.256с
9. Каталог погружного оборудования ЗАО «Новомет – Пермь», 2010г.
10. В.С. Комаров «Прогнозирование наработки на отказ глубиннонасосного оборудования». Нефтяное хозяйство № 9, 2002 г.
11. Сайт ОАО «Томскнефть» ВНК [Электронный ресурс] / <http://www.tomskneft.ru/social-responsibility/>. Дата обращения: 01.04.2018г.
12. Технологический регламент ОАО «Томскнефть» ВНК №П1– 01.05 ТР–0001 ЮЛ–098, Стрежевой, 2015г.
13. Приложение №2 к технологическому регламенту ОАО «Томскнефть» ВНК № П1–01.05 ТР–0001 ЮЛ–098, Стрежевой, 2015г.

14. Сайт ЗАО «Новомет – Пермь» [Электронный ресурс] /[http://www.novomet.ru/rus/products/filters/downhole/disk – filter/](http://www.novomet.ru/rus/products/filters/downhole/disk-filter/). Дата обращения: 5.04.2018г.
15. Приложение №1 к технологическому регламенту ОАО «Томскнефть» ВНК № П1 – 01.05 ТР – 0001 ЮЛ – 098 г.Стрежевой, 2015г.
16. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е. И. Бухалепко. – М.: Недра, 1990. – 560 с.
17. Основы экономики предприятия [Электронный ресурс] / Электрон. дан. URL: [http://www.aup.ru/books/m64/2\\_2.htm](http://www.aup.ru/books/m64/2_2.htm), свободный. – Загл. с экрана. – Яз. рус. Дата обращения: 25.04.2018г.
18. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин [и др.]. — 5 – е изд., стер. — Москва: Высшая школа, 2009. — 335 с.: ил. — Для высших учебных заведений. — Безопасность жизнедеятельности. — Библиогр.: с. 333.
19. Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности. – М.: Недра, 1974. – 253 с.
20. Инструкция по охране труда и промышленной безопасности для оператора добычи нефти и газа ИОТП 20 – 10, ОАО «Томскнефть» ВНК, г.Стрежевой 2010г.
21. Петров А.Я. «Особенности правового регулирования труда работников нефтегазовой отрасли», (Трудовое право, 2008, №5).