

**МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ**  
федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования  
**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

---

Институт \_\_\_\_\_ Институт природных ресурсов \_\_\_\_\_  
Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело» \_\_\_\_\_  
Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений \_\_\_\_\_

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
<b>Анализ эффективности разработки Вахского нефтяного месторождения (ХМАО)</b>

УДК 622.276-047.44(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Камынин Сергей Александрович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.	к.х.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Немцова О.А.			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ГРNM, доцент	Чернова О.С.	к.г.-м.н.,		

Томск – 2017 г.

## РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ПРОГРАММЕ

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)
P10	Планировать, проводить, анализировать,	Требования ФГОС ВО

Код результат а	Результат обучения (выпускник должен быть готов)	Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон
	обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	(ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
в области проектной деятельности		
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»

Институт Институт природных ресурсов

Направление подготовки 210301 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Чернова О.С.

(Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

### ЗАДАНИЕ

#### на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Камынин Сергей Александрович

Тема работы:

Анализ эффективности разработки Вахского нефтяного месторождения (ХМАО)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№1019/с от 20.02.2017 г.

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

### ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<b>Исходные данные к работе</b>	Пакет геологической и геофизической информации по Вахскому месторождению, тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ ОАО «ТомскНИПИнефть» ВНК, фондовая и периодическая литература.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов.</b>	1. Геолого-физическая характеристика месторождения 2. Общие сведения о месторождении 3. Состояние разработки Вахского месторождения 4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 5. Социальная ответственность

<b>Перечень графического материала</b> <i>(с точным указанием обязательных чертежей)</i>	1.Обзорная карта района 2. Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по коэффициентам подачи 3.Дополнительная добыча нефти по методам воздействия на пласт 4. Погружная насосно-эжекторная установка
<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>	
<b>Раздел</b>	<b>Консультант</b>
«Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение» «Социальная ответственность»	Глызина Т.С.  Немцова О.А.

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	15.12.2016 г.
---	---------------

**Задание выдал руководитель:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.	.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Камынин Сергей Александрович		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б2С1	Камынину Сергею Александровичу

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, связанных с изготовлением внедряемого оборудования
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Единый социальный налог, составленный в зависимости от ставки налога по законодательству от фонда заработной платы, налог на добавленную стоимость, страховые взносы, прочие налоги, налог на имущество, налог на прибыль.

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Анализ эффективности разработки и эксплуатации месторождения
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Расчет экономической эффективности применения ГРП для повышения интенсификации притока жидкости к скважине.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель кафедры ЭПР	Глызина Т.С.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Камынин Сергей Александрович		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б2С1	Камынину Сергею Александровичу

Институт	Природных ресурсов	Кафедра	Геологии и разработки нефтяных месторождений
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<p>1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения</p>	<p>Данный раздел посвящен анализу и разработке мер по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа.</p> <p>Основное место работы оператора находится на кустовой площадке промысла на открытом воздухе. На кустовой площадке выявлены следующие вредные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– тяжелые метеоусловия;</li> <li>– воздействие на человеческий организм вредных веществ (кислоты, сырая нефть);</li> <li>– повышенная загазованность (углеводородные газы, CO<sub>2</sub>);</li> <li>– травмы в процессе работы;</li> <li>– укусы насекомых;</li> <li>– производственный шум;</li> </ul> <p>Опасные производственные факторы:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– высокое давление;</li> <li>– поражение электрическим током;</li> <li>– взрывопожароопасность производства.</li> <li>-- движущиеся части машин и механизмов</li> </ul>
---	--

<p>1. Знакомство и отбор законодательных и нормативных документов по теме</p>	<p>В этом разделе рассмотрены вопросы производственной безопасности, пожарной безопасности и охраны окружающей среды.</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> </ul>	<p>Отклонение показателей микроклимата от открытого воздуха.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Укусы насекомых</li> <li>- Повышенный уровень шума</li> <li>- Повышенный уровень вибрации</li> </ul>
--	--



<ul style="list-style-type: none"> <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>2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой производённой 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>Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны          Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье.</p> <p>Электробезопасность          Пожарная безопасность          Движущиеся части машин и механизмов</p>
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– защита селитебной зоны</li> <li>– анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы);</li> <li>– анализ воздействия объекта на литосферу (отходы);</li> <li>– разработать решения по обеспечению экологической безопасности со ссылками на НТД по охране окружающей среды.</li> </ul>	<p>Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух.</p> <p>При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы. Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения.</p> <p>В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу.</p> <p>Мероприятия для снижения выбросов вредных веществ на 10–20 %, согласно РД 52.04.52–85.</p>
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>– перечень возможных ЧС на объекте;</li> <li>– выбор наиболее типичной ЧС;</li> <li>– разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</li> <li>– разработка мер по повышению устойчивости объекта к данной ЧС;</li> <li>– разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий</li> </ul>	<p>Для Томской области характерны следующие чрезвычайные ситуации (ЧС):</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- природного характера</li> <li>- техногенного характера</li> </ul> <p>Действия для предупреждения возможных аварий.</p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p>	<p>- рабочее место, соответствующее</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>	<p>требованиям охраны труда;</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в соответствии с федеральным законом;</li> <li>- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;</li> </ul> <p>возможность обзора пространства за пределами рабочего места;</p> <p>возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.</p> <p>Взаимное расположение элементов рабочего места должно способствовать оптимальному режиму труда и отдыха, снижению утомления оператора, предупреждению появления ошибочных действий.</p>
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	15.12.2016
--	------------

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Немцова О.А.			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б2С1	Камынин Сергей Александрович		

# МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования

## «НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»

Институт – Институт природных ресурсов

Направление подготовки – 210301 «Нефтегазовое дело»

Кафедра Геологии и разработки нефтяных и газовых месторождений

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	06.06.2016
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) /вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
16.01.2016	Общие сведения о Вахском месторождении	15
24.02.2016	Геолого-физическая характеристика Вахского месторождения	20
22.03.2016	Рассмотрение и проведение анализа разработки месторождения	20
02.05.2016	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2016	Социальная ответственность	20
01.06.2016	Оформление работы	5

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
ассистент	Курганова Е.В.			

**СОГЛАСОВАНО:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Зав. каф. ГРНМ, доцент	Чернова О.С.	К. Г.-М. Н.		

## РЕФЕРАТ

Дипломная работа 85 с., 14 рис., 6 табл., 14 источников.

### АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ВАХСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ХМАО)

Ключевые слова: нефтяная залежь, нефтегазаносность, пласт, коллектор, фильтрационно-емкостные свойства, разработка, структурная карта, углеводороды, нефть, месторождение, пористость, проницаемость, запасы, скважина, бурение, дебит, газовый фактор, обводненность, охрана окружающей среды.

Объектом исследования является Вахское месторождение, процесс разработки, фонд скважин месторождения.

Цель работы – исследование процесса разработки.

В работе дана геологическая характеристика месторождения, оценка текущего состояния разработки, был проанализирован фонд скважин и применявшиеся методы повышения нефтеотдачи пластов. Так же уделено внимание технике безопасности и охране окружающей среды.

Предложено применение насосно-эжекторных установок. Так как при высоком газовом факторе достигается высокая эффективность применения данных установок. Описаны основные направления обустройства месторождения и комплекс мер по защите природной среды от планируемого вида деятельности.

Для выполнения дипломной работы использовался текстовый редактор MicrosoftWord, таблицы и графики выполнялись в MicrosoftExcel; рисунки - графические программы AdobePhotoshop и MicrosoftPaint. Презентация подготовлена с помощью MicrosoftPowerPoint.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	15
1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	16
1.1. Общие сведения о месторождении.....	16
1.2. Литология.....	19
1.3. Тектоника .....	23
1.4. Нефтеносность.....	24
1.5. Коллекторские свойства .....	26
1.6. Физико-химические свойства пластовых жидкостей.....	29
1.7 Запасы нефти.....	31
2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	34
2.1. Текущее состояние разработки.....	34
2.3. Эффективность эксплуатации механизированного фонда .....	41
2.4. Методы воздействия на пласт, проводимые на месторождении.....	53
2.5. Проведение ГРП на Вахском месторождении .....	55
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ .....	59
3.1 Расчет времени на проведение мероприятий по проведению ГРП .....	59
3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования.....	60
3.3 Затраты на амортизационные отчисления .....	60
3.4 Затраты на материалы.....	61
3.5 Расчет заработной платы бригады.....	62
3.6 Затраты на страховые взносы.....	63
3.7 Затраты на проведение мероприятия .....	64
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ .....	66
4.1. Введение.....	66
4.2.Производственная безопасность.....	67
4.3.Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению .....	71
4.4.Экологическая безопасность.....	74
4.5.Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	77

4.6.Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	80
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	83
ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	84

## **ВВЕДЕНИЕ**

Большинство крупных месторождений вступило в завершающую стадию разработки. В связи с чем требуется обратить внимание на эффективность разработки. Для повышения нефтеотдачи, на месторождениях приходится применять специальные программы интенсификации, которые приводят к осложнению условий эксплуатации. Необходим анализ применяемых методов увеличения нефтеотдачи, а также выявление возможности применения новых технологий добычи нефти. ОАО «Т» является крупным нефтегазодобывающим предприятием Томской области. Объектом исследования является В... нефтяное месторождение. Сначала разработки В... месторождения по состоянию на 1.01.2017 г. добыто 380 млн.т. нефти. Современную сырьевую базу составляют запасы категорий В + С<sub>1</sub> и С<sub>2</sub>. По существу месторождение по мере выработки запасов становится сложно построенным, а его запасы трудно извлекаемы. Работа актуальна для месторождений с высокой выработкой запасов, находящихся на завершающей стадии разработки. В процессе выполнения данной работы проведено исследование процесса разработки В... нефтяного месторождения а также предложены рекомендации по более эффективному работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора ОАО «Т» ВНК.В ходе выполнения работы рассмотрены проектные документы на разработку данного месторождения, проанализирован фонд скважин, сопоставлены проектные и фактические показатели разработки, оценена эффективность систем разработки на В... месторождении.

# 1. ГЕОЛОГО-ФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВАХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

## 1.1. Общие сведения о месторождении

Вахское месторождение открыто в 1965 г., введено в разработку в 1976 г., расположено в Нижневартовском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 113 км восточнее г. Нижневартовска и в 80 км от г. Стрежевого, находится на землях гослесфонда Излучинского лесничества Нижневартовского лесхоза.

Для доставки грузов на Вахское месторождение основным видом транспорта в летнее время является водный. По реке Вах и устойчиво - автотранспорт. Бетонная дорога Стрежевой – вахтовый поселок «Вахский», протяженностью 95 км введена в действие с 1988г. На территории месторождения проложены бетонные дороги к основным производственным объектам (ЦПС, БНС, базы промысловые), к остальным – грунтовые. В пределах северной части месторождения расположен вахтовый поселок,

Промышленную разработку Вахского месторождения ведет ОАО «Томскнефть» ВНК на основании лицензий на право пользования участком недр. В настоящее время на месторождении пробурено 76 поисково-разведочных и 1166 эксплуатационных скважин. Размеры месторождения составляют 31x15 км, при площади 480 км<sup>2</sup> и амплитуде поднятия - 160 метров.

Географические координаты границ Вахского лицензионного участка приведены на основании лицензии на недропользование. Территория лицензионного участка находится в среднем течении рек Вах и Трайгородская. Площадь составляет 768 км<sup>2</sup>.

Нефть с Вахского 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» и затем потребителям (котельная г.Стрежевой, Нижневартовский ГПЗ).



Энергообеспечение 110 и 35 кВт по ЛЭП от Сургутской ГРЭС.

Климат района континентальный, характеризуется суровой продолжительной зимой с устойчивым снежным покровом и коротким не жарким летом.



Рисунок 1.1 - Обзорная карта Вахского месторождения.

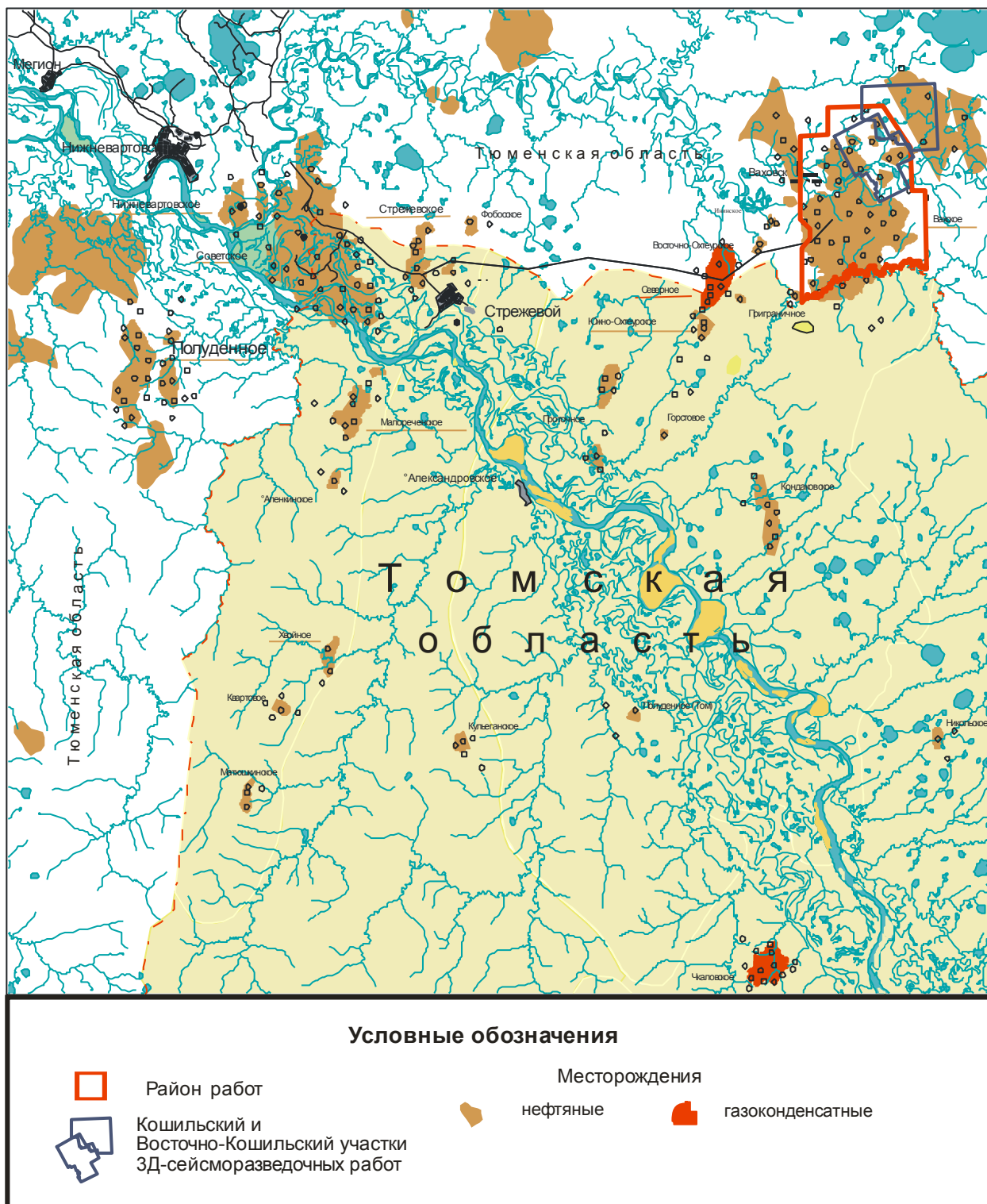


Рисунок 1.2 – Обзорная карта района работ

Средняя температура воздуха 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.

Распределение осадков крайне неравномерно, зависит от местных условий, особенно от рельефа. В среднем за год выпадает 500 мм осадков. В годовом ходе осадков максимум приходится на лето, а минимум - на зиму, что связано с особенностями атмосферной циркуляции. В теплый период года выпадает 318 мм, а в холодный период года (с ноября по март) сумма осадков составляет 135 мм.

Поверхностные водные объекты представлены речной сетью крупных (р.Вах – правобережный приток р.Обь, правобережные притоки р.Вах – р.Ратьканьёган, р.Ершовая Речка, ручьи без названия и малые левобережные притоки, протоки Никулинский Пасил, Большой и Малый Урей, р.Трайгородская и др.) и мелких (р.Максимкина и др.) водотоков.[1]

Для рассматриваемой территории свойственен равнинный рельеф, малая амплитуда высот, неглубокий урез речных долин, монотонный суглинистый характер поверхностных отложений. Почвообразующие породы представлены рыхлыми флювиогляционными отложениями – супесями и суглинками, выделены подзолистые, болотно-подзолистые, болотные верховые и низинные, аллювиальные дерновые.

На территории месторождения из строительных материалов имеются глина, песок, строительный лес. Водоснабжение ведется из подземных источников.

## 1.2. Литология

Геологический разрез Вахского месторождения представлен терригенными отложениями мезокайнозойского чехла, несогласно залегающими на размытой поверхности доюрского складчатого фундамента .

В 1993-1994 гг. в работе по разработке и внедрению методики доразведки крупных зон нефтегазонакопления на основе комплексирования геолого-геофизической информации на примере Вахского нефтяного месторождения получены новые данные по геологическому строению палеозойских, верхне-среднеюрских отложений и ачимовской толщи неокома, с которыми связана нефтеносность месторождения.

Доюрские образования

В пределах Вахской группы поднятий доюрские образования вскрыты восемью скважинами (№№ 11, 72, 80, 88, 102, 304, 347, 4529).

Согласно схематической геологической карты, учитывающей тектонику триасового периода в наиболее приподнятой, на тот период, части территории (Южно - Вахская площадь), вскрыты докембрийские граниты, прорывающие сланцы серицит- кварцевого, биотит-кварц- амфиболитового состава. Параллельно им (скв. № 11) простирается комплекс отложений раннего силура, представленный филлитами, филитизированными алевролитами и аргиллитами.

Восточнее, в скважинах №№ 72, 102, вскрыты породы нижнего девона, представленные чередованием известняков, мергелей, глинистых известняков и известковистых аргиллитов, содержащие зоны повышенной трещеноватости, интенсивно брекчиированные и вторично карбонатизированные. В скважине № 304 идентичная часть отложений (нижний девон) представлена эффузивами и сопутствующими магматическими образованиями.[2]

На палеозойской поверхности нижнего девона в районе скважин №№ 312 и 347 прослеживается полоса шириной 4 км известняков с прослоями органогенных, которые рассматриваются как потенциальные резервуары для скоплений углеводородов. Далее к востоку предполагается развитие верхне- девонских известняков, т.к. в скважине № 330 вскрыты глинисто-кремнисто- известковистые породы нижнего карбона, в которые (по аналогии с Нюрольским осадочным бассейном) пространственно переходят отложения верхнего девона.

Приведенное полосообразное распределение пород определено по данным единичных скважин, характеризующих только центральный блок

юрская система

нижний – средний отделы

тюменская свита

Вскрытая часть разреза тюменской свиты, в основном, представлена нефтеносными отложениями средней юры: горизонты Ю<sub>3</sub> и Ю<sub>2</sub>.

Регионально выдержанный горизонт Ю<sub>3</sub> батского возраста общей толщиной 46-96 м расчленен на четыре пласта: Ю<sup>1</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>3</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>4</sup><sub>3</sub>. В составе его отложений встречены все типы фаций аллювиального комплекса: русловые,

пойменные, болотные, представленные песчаниками, алевролитами, аргиллитами, переслаивающиеся с углями. В периоды формирования пластов Ю<sup>2</sup><sub>3</sub> и Ю<sup>4</sup><sub>3</sub> площадь испытывала наибольший подъем, что сопровождалось развитием эрозионной обстановки, и как следствие, образованием мощной песчаной толщи, последняя распространена на большей части Северо-Вахской площади.

Образование верхних пластов Ю<sup>3</sup><sub>3</sub> и Ю<sup>1</sup><sub>3</sub> происходило в условиях тектонической стабилизации, когда наибольшее развитие получили пойменные фации.

Региональный горизонт Ю<sub>2</sub> келловейского возраста, в составе которого выделяются пласты Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> и Ю<sup>2</sup><sub>2</sub>, формировался в переходной лагунно-дельтовой обстановке и сложен разнообразными осадками от континентальных до морских включительно.

В подошве пласта Ю<sup>2</sup><sub>2</sub> отмечается хорошо выраженный контакт размыва, представленный брекчеконгломератовидной породой, сменяющейся вверх по разрезу песчаником с линзочками угля и углисто-глинистой породой.

В подошве вышележащего песчаного пласта Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> отмечается конгломератовидная порода в виде окатышей песчаника в глине. Песчаники имеют косую слоистость и следы морских микроорганизмов, свидетельствующие об их морском генезисе. Предположительно определено, что формирование пласта Ю<sup>2</sup><sub>2</sub> происходило, преимущественно, в условиях надводной равнины дельтового комплекса, Ю<sup>1</sup><sub>2</sub> - в условиях подводной равнины и подводного склона дельтового комплекса. На отдельных участках, вероятно, существовала лагунная обстановка, в которой накапливались маломощные глинисто-алевритовые отложения.

верхняя юра

васюганская свита

Верхнеюрские отложения относятся к васюганской свите. В ее разрезе выделяются: нижневасюганская подсвита, подугольная, межугольная и надугольная толщи келловей-оксфордского возраста. Нижневасюганская подсвита небольшой толщины (2-6 м) представлена однородными серыми до черными аргиллитами, сформированными в застойных – лагунных условиях. Вышележащая подугольная толща перекрывается угольным пластом, она разделена на две пачки:

нижнюю, преимущественно песчаную – пласт Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> и верхнюю, песчано-глинистую – пласт Ю<sup>2</sup><sub>1</sub>. Разделы пластов Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> представлены глинистыми породами с пропластками углей или маломощными карбонатизированными песчаниками. Пласт Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> характеризуется плохой сортировкой песчаного материала, содержит конкреции пирита. Предполагается, что сформирован в субаквальной зоне дельтовой равнины. Пласт Ю<sup>~</sup>, представленный переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с намывами углисто-слюдистого материала с включением конкреций пирита, по ряду внешних признаков считается сформированным в условиях переходной зоны – субаэральная часть дельтовой равнины.

Межугольная толща, в соответствии с названием, находится между двумя выдержанными угольными пластами, литологически представлена переслаиванием аргиллитов, алевролитов и песчаников с обилием углистых остатков, что позволяет отнести ее к континентальным отложениям.

Выше по разрезу выделяется надугольная толща, она включает пласты Ю<sup>1A</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1B</sup><sub>1</sub>, которые подстилаются угольным пластом и перекрываются глинистыми образованиями георгиевской свиты. Пласты Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> накапливались в трансгрессивный этап развития осадочного бассейна. Причем формирование пласта может быть связано как с субаквальной частью дельтовой равнины, так и с самой верхней частью авандельты.

меловая система

нижний отдел

ачимовская толща

Согласно седиментационной модели морские отложения ачимовской толщи представляются клиноформными. В их основании находится баженовская свита. В разрезе ачимовской толщи Вахской клиноформы выделено три песчаных пласта: А1, А2, А3, разделяющихся глинистыми прослоями. Они сформировались в обстановке подводного конуса выноса глубоководного склона шельфа, где наибольший интерес в нефтегазоносном отношении представляют их потоковые или руслоподобные фации.

### 1.3. Тектоника

Вахское месторождение связано с группой структур (Вахская, Южно-Вахская, Восточно - Вахская, Северо - Вахская), объединенных в крупную брахиантиклинальную складку неправильной формы, расположенной в северной периклинальной части Криволуцкого вала, последняя осложняет центральную часть Александровского мегавала.

По поверхности отражающего горизонта Па гипсометрически наиболее высокое положение занимает Вахская структура, которая представляется брахиантиклинальной складкой субмеридионального простирания, по оконтуривающей сейсмоизогипсе минус 2150 м ее размеры в плане составляют 22 x 15 км, амплитуда 60 м. Крыльевые части относительно симметричны и ближе к центральной трети структуры осложнены структурными слабовыраженными носами и заливообразными погружениями. Ось структуры плавно погружается в северном направлении, в южном – слабо ундулирует, что сопровождается развитием цепочки мало амплитудных вершин; по стратоизогипсе минус 2130 м, их размеры составляют 2,0-4,2 x 0,8-1,8 км.

Юго-западная периклиналь Вахской структуры через неглубокий (8-10 м) прогиб сочленяется с Южно-Вахским поднятием, центральная часть последнего осложнена двумя дизъюнктивными нарушениями северо-восточного простирания. Имея незначительные размеры 9 x 8 км, амплитуда достигает 100 м. К северу и востоку от основной Вахской структуры по сейсмоизогипсе минус 2280 м выделяется террасовидная ступень палеозойского заложения. Восточный борт последней плавно сопрягается с Люкпайским валом, юго-восточный резко погружается в сторону Усть-Тымской впадины. Часть террасы, примыкающая к восточному крылу Вахской структуры, в современном плане соответствует Восточно-Вахской структуре, которая осложнена многочисленными вершинами ориентированными, преимущественно, в субмеридиональном направлении. Наибольшее поднятие (1,4 x 4,0 км, амплитуда 53 м) приурочено к центральной части. В северной части террасы по оконтуривающей изогипсе минус 2240 м выделяется Северо - Вахская структура. В южном направлении по

сейсмоизогиipse минус 2170 м она раскрывается в сторону Вахской структуры, а ее северная периклиналь осложнена двумя крупными структурными носами субмеридионального простирания, которые плавно погружаются в сторону Кошильской структурной зоны. Для отражения структурного плана больших размеров и сложного строения Кошильской зоны, выполненной сетки сейсмопрофилей недостаточно. Поэтому здесь приводится только общее, схематичное ее строение без дробления на мелкие структурные элементы.

#### 1.4. Нефтеносность

Промышленная нефтеносность в пределах Александровского свода, к которому приурочено Вахское месторождение, установлена в отложениях мелового, юрского и палеозойского возрастов.

В настоящее время в пределах свода открыто шесть нефтяных (Вахское, Чебачье, Проточное, Кондаковское, Горстовое, Полуденное) месторождений.

Газовые залежи открыты в ипатовской, покурской и вартовской свитах Северного 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 (пласт М).

По состоянию на 01.01.2016 г. на месторождении пробурено 1391 скважина, из них 94 разведочных.

Положение ВНК определено по материалам промыслово-геофизических исследований и подтверждено результатами испытания скважин. На Вахском месторождении водонефтяные контакты изменяются в зависимости от типа коллектора.

Тем не менее, в настоящее время на балансе ГПП Росгеолфонда на дату последнего утверждения по Вахскому месторождению содержится 28,7 % балансовых запасов категории С<sub>2</sub>, половина которых выделена в пределах Северо-Вахской площади (включая Кошильскую часть). Запасы нефти категории В+С<sub>1</sub> по



площади распределились следующим образом: Вахская – 43 %, Восточно-Вахская – 15,3 %, Северо-Вахская (40,7 % - из них 31,4 % непосредственно на Кошильской части). По пластам месторождения определилось следующее распределение балансовых запасов нефти; Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> – 28,7 %, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> – 65,4 %, Ю<sub>2</sub> – 5,9 %. Распределение извлекаемых запасов нефти представляется несколько отличным от балансовых за счет различия коэффициентов нефтеизвлечения, которые определились равными 0,33 - 0,40 по Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, 0,235-0,33 по Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> и 0,20 по Ю<sub>2</sub>.

Характеристика залежей представлена в целом по месторождению и отдельно по площадям(Таблица 1.1)

Таблица 1.1- начальные запасы нефти по вахскому месторождению, предложенные к утверждению в ГКЗ рф.

Объект	Категория запасов	Подсчетные параметры						Балансовые запасы нефти, млн.т
		Объем пород, тыс. м <sup>3</sup> .	Коэффициенты, доли единиц		Удельный вес нефти	Перерасчетный коэффициент	Газовый фактор	
			Пористость	Нефтенасыщенность				
<b>Вахская площадь</b>								
Ю <sub>1</sub> <sup>1A+B</sup>	V+C <sub>1</sub>	813167	0,16	0,61	0,835	0,81	72	54818
	C <sub>2</sub>	96926	0,16	0,59	0,835	0,81	72	6096
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	V+C <sub>1</sub>	1301707	0,16	0,55	0,837	0,80	73	77297
	C <sub>2</sub>	15692	0,16	0,53	0,837	0,80	73	899
<b>Восточно-Вахская площадь</b>								
Ю <sub>1</sub> <sup>1A+B</sup>	V+C <sub>1</sub>	303145	0,16	0,65	0,835	0,81	72	21463
	C <sub>2</sub>	116911	0,17	0,63	0,837	0,81	72	8433
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	V+C <sub>1</sub>	863239	0,16	0,56	0,837	0,8	73	51866
	C <sub>2</sub>	101458	0,16	0,56	0,837	0,8	73	6078
Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	C <sub>1</sub>	180927	0,15	0,63	0,838	0,83	63	12627
Ю <sub>3</sub> <sup>1+4</sup>	C <sub>2</sub>	39555	0,15	0,56	0,838	0,83	63	2308
<b>Северо-Вахская площадь</b>								
Ю <sub>1</sub> <sup>1A+B</sup>	V+C <sub>1</sub>	205065	0,16	0,68	0,835	0,81	72	15058
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	V+C <sub>1</sub>	527059	0,15	0,56	0,837	0,80	73	29887
	C <sub>2</sub>	1029	0,15	0,43	0,837	0,80	73	51
Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	C <sub>1</sub>	371491	0,16	0,64	0,838	0,81	63	26496
Ю <sub>3</sub> <sup>1+4</sup>	C <sub>2</sub>	53840	0,15	0,56	0,838	0,81	63	3128
<b>Кошильская площадь</b>								

Ю <sub>1</sub> <sup>1А+Б</sup>	С <sub>1</sub>	42654	0,16	0,53	0,835	0,81	72	2445
	С <sub>2</sub>	77281	0,16	0,53	0,835	0,81	72	4427
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	С <sub>1</sub>	216265	0,15	0,52	0,837	0,80	73	11222
	С <sub>2</sub>	418387	0,15	0,48	0,837	0,80	73	21905
Ю <sub>2</sub> <sup>1+2</sup>	С <sub>1</sub>	6202	0,16	0,66	0,838	0,83	63	456
Ю <sub>3</sub> <sup>1+4</sup>	С <sub>2</sub>	4768	0,16	0,46	0,838	0,83	63	244
Южно-Вахская площадь								
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	С <sub>1</sub>	42796	0,16	0,53	0,837	0,80	73	2430
	С <sub>2</sub>	55690	0,16	0,53	0,837	0,80	73	3162
Всего по месторождению								
	В+С <sub>1</sub>							306085
	С <sub>2</sub>							56731

Извлекаемые запасы нефти определены, исходя из покоемкоэффициентной (вытеснения, охвата воздействием, заводнения) оценки, в расчете на полную промывку до предельного обводнения (97-98 %) при длительности эксплуатации более 100 лет. Однако, если ориентироваться на фактическую динамику цен и устоявшийся баланс затрат, то усматривается, что срок рентабельной разработки будет значительно меньше 100 лет, соответственно, уменьшатся и подсчитанные на прогноз запасы нефти.

### 1.5. Коллекторские свойства

Фильтрационно-емкостные характеристики и нефтенасыщенность пластов оценивались по керновым, промыслово-геофизическим и гидродинамическим исследованиям:

- относительная амплитуда  $\alpha_{nc} = 0,45$  – для пластов горизонта Ю<sub>1</sub> и  $\alpha_{nc} = 0,50$  – для пластов тюменской свиты;
- пористость 12,8-13,6%;
- проницаемость 0,001 мкм<sup>2</sup>.

Поверхность ВНК для Вахской и Восточно-Вахской зоны определена по критическому значению удельного сопротивления  $\rho_{п} \leq 4,3$  Ом – для пластов Ю<sub>1</sub><sup>1А</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>1Б</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2</sup>, и Ю<sub>1</sub><sup>3</sup> и  $\rho_{п} \leq 3,7$  Ом – для пластов горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub>.

Для определения характера насыщения и критических значений на Северо-Вахской и Кошильской площадях использовался комплексный геофизический

параметр насыщения, равный 2,3, а также кривые фазовой проницаемости, выполненные на образцах керна.

Определение коллекторских свойств продуктивных пластов горизонта Ю<sub>1</sub> по керновым данным проведено в 42 скважинах. Из нефтенасыщенной и водонасыщенной частей продуктивных пластов выполнено 1119 определений открытой пористости, 681 – проницаемости и 143 – остаточной водонасыщенности. Из них по нефтенасыщенной части 891 значений пористости, 543 – проницаемости и 113 остаточной водонасыщенности. Освещенность коллекторскими свойствами продуктивных пластов примерно одинакова и составила для Ю<sup>1A</sup><sub>1</sub> – 2,2 определения на 1 метр нефтенасыщенной толщины, для пластов Ю<sup>1B</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>3</sup><sub>1</sub>, соответственно, 1,7, 2,8 и 2,3 определения. В объеме Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> наилучшей проницаемостью (0,042 мкм) выделяется Ю<sup>1B</sup><sub>1</sub> и по пласту Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> в целом газопроницаемость в пятеро превышает Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>, соответственно, почти вдвое шире диапазон изменения параметра и вдвое выше его коэффициент вариации, т.е. наибольшей неоднородностью газопроницаемости выделяется пласт Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>.

Более представительными являются выборки параметров коллекторских свойств и нефтенасыщенности, полученные по данным промыслово-геофизических исследований. В целом по месторождению учтено 2590 определений пористости, 2590 – проницаемости и 2590 нефтенасыщенности. При этом освещенность продуктивных пластов определениями примерно согласуется с их нефтенасыщенными объемами. Также достаточно хорошо согласуются средние значения геофизических параметров с идентичными данными лабораторных исследований. При этом также проявляется вышеуказанная тенденция к улучшению фильтрационно-емкостных свойств по группе пластов Ю<sup>1A</sup><sub>1</sub> + Ю<sup>1B</sup><sub>1</sub>.

Хорошо согласуются средние значения открытой пористости пластов Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>, определенных геофизическим способом с данными лабораторных, аналогичная идентичность значений и по параметру остаточная водонасыщенность (начальная нефтенасыщенность) наблюдается только пласта Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, для нижнего различия весьма существенны.

Выраженное несоответствие средних значений проницаемости, определенных по керну и ПГИ (пласт Ю<sup>1A</sup><sub>1</sub> Вахской площади и Ю<sup>1B</sup><sub>1</sub> Вахской и

Восточно-Вахской площадей), объясняется явно недостаточным количеством лабораторных исследований при большом интервале изменения параметра.

В результате анализа изменения коллекторских свойств по площадям и разрезу выявлено, что относительно лучшими фильтрационно-емкостными свойствами (по ПГИ) характеризуется пласт Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> Восточно-Вахской площади, Ю<sup>1В</sup><sub>1</sub> – Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> Вахской и Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> – Восточно-Вахской площадей. И существенно ухудшены параметры пластов по Северо-Вахской и Кошильской площадям.[3]

Различная освещенность пластов гидродинамическими исследованиями, а также преобладающая совместная перфорация (Ю<sup>1А+В</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>), не позволяют с достаточной степенью надежности судить о попластовом (от Ю<sup>1А</sup><sub>1</sub> к Ю<sup>3</sup><sub>1</sub>) изменении проницаемости, поэтому имеется возможность оценить изменение проницаемости только по выше указанным группам пластов, объединенным в объекты разработки.

Исходя из приведенных данных можно отметить, что повышенными значениями средней проницаемости (по КВД) отличаются пласты Ю<sup>1А+В</sup><sub>1</sub> Вахской, а также пласты Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub> – Восточно-Вахской площадей.

Фильтрационно-емкостные свойства пластов Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub> Южно-Вахской площади определены только по геофизическим данным одной скважины и составили для пласта Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> (1 определение): пористость – 0,14, проницаемость – 0,003 мкм<sup>2</sup>, нефтенасыщенность – 0,40; для пласта Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> (6 определений) указанные параметры определились, соответственно, равными: 0,15; 0,012 мкм<sup>2</sup>; 0,65.

Тюменские отложения, вскрытые на Восточно-Вахской, Северо-Вахской и Кошильской площадях, керновым материалом по площади и разрезу охарактеризованы неравномерно и недостаточно. По-существу исследован керн одной скважины Восточно-Вахской площади, при этом три определения проницаемости по пластам Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> и Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> определений по Ю<sup>3+4</sup><sub>3</sub>. Изучены низкопроницаемые разности, в результате средние значения газопроницаемости составляют 0,002-0,003 мкм<sup>2</sup> при исследованной максимальной величине параметра 0,014 мкм<sup>2</sup>. Этого объема исследований, очевидно, далеко не достаточно для представления средних фильтрационно-емкостных характеристик пласта.

Фильтрационно-емкостные свойства пород тюменской свиты с требуемой полнотой представлены только по данным ПГИ. При этом наибольшей средней проницаемостью ( $0,012 \text{ мкм}^2$ ) характеризуется пласт Ю<sup>2</sup><sub>3</sub>, который среди продуктивных пластов тюменской свиты выделяется как основной объект разработки, содержащий наибольшие запасы нефти. Его проницаемость на 30% превышает среднюю проницаемость объекта Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>. По остальным частям тюменской свиты проницаемость существенно ниже; средние значения составляют  $0,04-0,007 \text{ мкм}^2$ . Величина открытой пористости практически идентична средним верхних объектов Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>.

По данным немногочисленных гидродинамических исследований, проведенных в 7 скважинах, имеются сведения (КВД) только по пластам Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub>, Ю<sup>2</sup><sub>3</sub>, по ним максимальное значение достигает  $0,01 \text{ мкм}^2$ , среднее по указанным пластам, соответственно, определилось равным  $0,001$  и  $0,003 \text{ мкм}^2$ .

#### 1.6. Физико-химические свойства пластовых жидкостей

Характеристика нефти и растворенного в ней газа дана по результатам исследования глубинных и поверхностных проб, проведенных в специализированных лабораториях ЦНИПра, СибНИИНП, Нижневартовского комплексного отдела, ТомскНИПИнефти.

Основной объем исследований выполнен по залежи Ю<sup>1</sup><sub>1</sub> (136 поверхностных проб из 105 скважин и 55 глубинных – из 29 скважин), меньшее количество исследований по объекту разработки, объединяющему пласты Ю<sup>2</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>3</sup><sub>1</sub> (56 поверхностных проб из 47 скважин и 17 глубинных – из 9 скважин). Из пластов тюменской свиты наиболее изучен основной продуктивный пласт Ю<sup>2</sup><sub>3</sub> (7 поверхностных проб из 6 скважин и 17 глубинных проб из 9 скважин). В территориальном отношении наиболее изучены нефти Вахской, Северо-Вахской и Восточно-Вахской площадей, далеко не достаточно исследований по скважинам Кошильской площади. Проведен попластовый анализ изменения свойств пластовой нефти. Однако в связи с существующей гидродинамической связью между пластами и различной степенью освещенности пробами, четкой

закономерности в распределении параметров по пластам не выявлено. Так минимальный газовый фактор отмечается по пласту Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> максимальный – по пласту Ю<sup>1-3</sup><sub>1</sub>, объемный же коэффициент имеет минимальное значение также по пласту Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub>, а максимальное – уже по пласту Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub>.

Пластовая нефть объектов Ю<sup>1</sup><sub>1</sub>, Ю<sup>2+3</sup><sub>1</sub> и Ю<sup>1+2</sup><sub>3</sub> мало отличается друг от друга и может быть охарактеризована как легкая (732,1-748,6 кг/м<sup>3</sup>), маловязкая (0,73- 1,21 мПа·с) с высокой степенью пережатия (давление насыщения 8,2-9,5 МПа почти вдвое ниже пластового 19,0-22,6 МПа). Попластовые характеристики нефти Северо-Вахской площади приведены в таблице.

Физико-химические свойства разгазированной нефти и компонентный состав растворенного в ней газа определены по результатам как однократного, так и дифференциального разгазирования. Средние значения плотности нефти изменяются от 834,0 до 838,5 кг/м<sup>3</sup>, газовый фактор 63,4-94,1 м<sup>3</sup>/т, объемный коэффициент 1,209-1,243.

Следует отметить, что вертикальное (по пластам) различие принятых средних величин параметров оказалось не существенным (Таблица 1.2).

Таблица - 1.2 Различие средних велечин по пластам

Пласт	Плотность нефти, кг/м <sup>3</sup>	Пересчетный коэффициент	Газовый фактор, м <sup>3</sup> /т
Ю <sub>1</sub> <sup>1</sup>	835	0,81	72
Ю <sub>1</sub> <sup>2+3</sup>	837	0,8	73
Ю <sub>1</sub> <sup>1+2</sup> , Ю <sub>3</sub> <sup>1+2</sup>	838	0,83	63

Газ, выделившийся при дифференциальном разгазировании нефти, по всем продуктивным пластам имеет углеводородный состав. По количественному содержанию метана (64,14-68,59 %), углекислоты (0,76- 1,92) и относительной плотности (1,033-1,087) относятся к полужирным.

Физико-химические свойства нефти в поверхностных условиях изучены достаточно полно. Дегазированная нефть характеризуется как легкая (844-857 кг/м<sup>3</sup>) с повышенной вязкостью ( в стандартных условиях 6,28-10,28 мПа·с),

малосернистая (0,31- 0,54 %), смолистая (20,26- 24,66 %), парафинистая (2,26 – 2,73%), с высокой температурой начала кипения (63 – 86 °С) и высоким выходом фракций, выкипающих до 250 °С.

Бензиновая фракция характеризуется низким содержанием ароматических углеводородов (17,1 %), значительным количеством нафтеновых ( до 35,2 % ) и высоким содержанием парафиновых. При переходе от бензиновых к керосиногазойлевым и масляным фракциям, количество ароматических углеводородов возрастает до 29,6%, а количество метаново-нафтеновых, соответственно, уменьшается.

Выше приведенные характеристики свидетельствуют о том, что свойства нефти Вахского месторождения идентичны таковым юрских залежей других месторождений Томской области. Вахское нефтяное месторождение приурочено к центральным районам Западно-Сибирского бассейна.

В эксплуатации Северо-Вахской залежи принимает участие нижне-среднеюрский водоносный комплекс. Водосодержащими породами продуктивных горизонтов Ю<sub>2</sub> и Ю<sub>3</sub> являются песчаники от средне - до мелкозернистых и алевролиты с линзами и прослоями угля. От вышележащих васюганских отложений отделяются аргиллитами нижневасюганской подсвиты толщиной 2-6 м.

Рассматриваемый водоносный комплекс отличается как более высокой минерализацией, так и содержанием количества химических компонентов. Различие проявляется и по площадям, например, в пределах Восточно-Вахской (относительно Северо-Вахской) несколько повышены: минерализация и содержание макрокомпонентов Na, Ca, Mg, Cl, NH<sub>4</sub> ; из микрокомпонентов увеличено содержание Rb, Br, B.

## 1.7 Запасы нефти

Результаты геологоразведочных работ и эксплуатационного разбуривания Вахского месторождения легли в основу отчетов по подсчету запасов, рассмотренных ГКЗ

ССР в 1976 г. (протокол № 6101 от 27.11.1976 г.), 1988 г. (протокол № 10484 от 30.08. 1988 г.) и 1999 г. (протокол № 519 от 04.06.1999 г.). Подсчитанные в 1999 году запасы нефти Вахского месторождения были утверждены по пластам Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2-3</sup>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub><sup>1-2</sup> и Ю<sub>3</sub><sup>3-4</sup> в количестве 297444/95280 тыс. т (геологические/извлекаемые) по категории В+С<sub>1</sub>, 32 670/3 434 – по категории С<sub>2</sub>. При постановке на Государственный баланс из этих суммарных запасов были исключены и переданы запасы нераспределенного фонда на территории ХМАО в количестве 162/59 тыс. т по пласту Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> Вахской залежи категории С<sub>1</sub> и по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> в количестве 957/70 тыс. т категории С<sub>1</sub>, 1315/96 тыс. т категории С<sub>2</sub> [3].

В связи с существенным уточнением геологической модели Вахского месторождения по результатам проведенных сейсморазведочных работ и трехмерного геологического моделирования в 2010 году ОАО «ТомскНИПИнефть» выполнил пересчет запасов нефти (протокол ГКЗ РФ № 2545-дсп от 19.08.2011 г.). Утвержденные запасы нефти (геологические/извлекаемые) составили по категории В+С<sub>1</sub> - 303 480/101 564 тыс. т и по категории С<sub>2</sub> - 10 885/3 400 тыс. т. Запасы растворенного в нефти газа (геологические/извлекаемые) составили по категории В+С<sub>1</sub> – 20 428/7963 млн. м<sup>3</sup> С<sub>2</sub> – 901/285 млн. м<sup>3</sup>.

Запасы были учтены по шести подсчетным объектам (Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup>, М). Подсчетные параметры, начальные геологические запасы нефти и растворенного газа представлены в таблице 3.

В последующий период 2011 – 2012 гг. ОАО «Томскнефть» ВНК продолжены работы по эксплуатационному бурению в пределах Кошильской площади, результаты которых обусловили необходимость оперативного пересмотра и переоценки запасов по пласту Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> в данном районе. В июне 2012 г. рассмотрены и утверждены оперативные изменения запасов УВ по залежам пласта Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> Кошильской площади Вахского месторождения (протокол № 18/355-пр от 19.06.2012 г.)

В 2012-2016 гг. залежи Кошильской площади продолжали разбуриваться. ОАО «Томскнефть» ВНК испытал нижележащий объект разработки в данном районе - пласт Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>. В результате полученных притоков нефти в скважинах №№ 14, 46, 71, 72 был проведен оперативный пересчет запасов. В ноябре 2013 г.



рассмотрены и утверждены оперативные изменения запасов УВ по залежам пласта Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup> Кошильской площади Вахского месторождения (протокол №18/71-пр от 03.02.2016 г.).

В 2016 году по данным эксплуатационного бурения оперативно пересчитаны запасы нефти по залежам пластов Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> и Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup> Кошильской площади Вахского месторождения (протокол Роснедр № 18/540-пр от 14.10.2016 г.).

На Государственном балансе запасы углеводородов Вахского нефтяного месторождения учтены также по шести подсчетным объектам: Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup>, Ю<sub>2</sub>, Ю<sub>3</sub><sup>1+2</sup>, Ю<sub>3</sub><sup>3+4</sup>, М, представленным на двух площадях месторождения: Вахской и Кошильской. На 01.01.2017 г. в целом запасы Вахского месторождения будут поставлены на государственный баланс в количестве (геологические/извлекаемые) по категории В+С<sub>1</sub> – 309 864/103 638 тыс. т, по категории С<sub>2</sub> – 7 374/1 987 тыс. т.

Состояние запасов нефти Вахского месторождения на 01.01.2017 г. с учетом запасов утвержденных в ГКЗ при оперативном пересчете в 2016 г. (протокол Роснедр № 18/540-пр от 14.10.2016 г.)

Согласно "Классификации запасов нефти и горючих газов..." Вахское месторождение по сложности геологического строения, резкой литологической неоднородности коллекторов относится ко II группе (сложных) месторождений. Сводная таблица подсчетных параметров, запасов нефти и растворенного газа Вахского месторождения представлена в (таблице 1.3) приложение 1. Состояние запасов нефти на 01.01.2017 г. представлено в таблице 1.4 приложение 2.

## **2. СОСТОЯНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

### **2.1. Текущее состояние разработки**

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

Сопоставление проектных и фактических показателей разработки по месторождению в целом, а также по объектам разработки и площадям проведено с 2006-2017 гг.

Суммарная добыча нефти по месторождению за рассматриваемый период составила 5876 тыс. т., что фактически на 886 тыс.т (13%) ниже проектного уровня. Отставание по годовой добыче нефти наблюдается на протяжении всего рассматриваемого периода. Наибольшее отставание добычи нефти в 2009-2017гг. достигло 17-30%. Причина отставания годовой добычи нефти в том, что не выполняется программа вывода скважин из бурения в 2009 году и из неработающего фонда скважин на протяжении всего периода, соответственно действующий фонд добывающих скважин меньше проектного фонда.

В период с 2006 года по 2008 год отставание фактической добычи нефти от проектной начинает постепенно снижаться, разница в добычи составила: 94,3 тыс.т. в 2006 г. (8%); 60,2 тыс.т. в 2007 г. (5%) - и достигает своего минимума в отставании в 2008 году - 22,8 тыс.т. (2%). Это связано с тем, что было пробурено восемь новых скважин, которые не предлагались проектом. А также ввод скважин из неработающего фонда, но в недостаточном количестве. На месторождении был проведен большого объема мероприятий по повышению нефтеотдачи пласта.

В последующие года 2009-2017 добыча нефти идет на спад и отставание составляет 17-30% от проектной добычи нефти. Причина этому

так же, не выполнение программы вывода скважин их неработающего фонда на 68%, тем самым отставание действующего добывающего фонда до 32%. В 2009г. по проекту предусматривалось увеличение действующего фонда добывающих скважин по сравнению с предыдущим 2008 годом на 11%, а фактически произошло уменьшение фонда на 8%. Что и повлекло за собой снижение дебита нефти и добычи нефти. Проектный уровень добычи нефти за 2010 г. равен 1626 тыс.т. по факту добыто 1167 тыс.т., т.е. на 459 тыс.т меньше (28%).

Обратная картина наблюдается по добычи жидкости, она превышает проектные значения на протяжении рассматриваемого периода. В 2007 году наблюдается значительный скачек превышения фактической добычи жидкости над проектной с 2% до 21%. Превышение обводненности над проектной тоже вырастает в два раза с 5% до 10%.

Суммарный отбор жидкости за рассматриваемый период по факту составляет 25707 тыс.т, что на 21% больше проектного уровня (21147 тыс.т).

Эксплуатационный и действующий фонд добывающих скважин в течение всего рассматриваемого периода, начиная с 2006 г. и по 2017 г., меньше проектного фонда. Отклонение возрастает с каждым годом и достигает максимального значения в 2017г. Эксплуатационный фонд добывающих скважин и действующий фонд отстает от проектного фонда в 2010г. на 18% и 29%. Доля действующего фонда значительна и составляет 74-87% от эксплуатационного фонда, это свидетельствует о том, что количество скважин находившихся в бездействии не большое. Но по проекту эта доля скважин составляет 91-93%, что значительно выше (5-20%), чем фактическая доля.

В период 2006-2008гг. бурение новых скважин по проекту не предусматривалось. По факту в 2007 и 2008 гг. было пробурено 10 скважин, две из которых (№№107Р и 97Р) были переведены после бурения в консервацию. В 2009 году по проекту планировалось ввести в разработку бурением новых 8 добывающих скважин Кошильскую площадь, но по

факту бурение на данной площади не было выполнено. Бурение новых добывающих скважин в 2009 г. было выполнено на других площадях: Вахская площадь - №701Б, Восточно-Вахская площадь - №811Б и №2537Б. А в 2010 году бурение скважин было перевыполнено по количеству на 7 ед. Во втором полугодии 2010 года на Кошильской площади было пробурено 13 скважин. Ввод добывающих скважин из других категорий в период 2006-2010 гг. не выполнен на 43%.

Фактические объемы закачки в 2006 г. существенно превышает проектное значение. Превышение составляет 32%, не смотря на то что количество действующих нагнетательных скважин ниже на 28% проектного. Фактическая приемистость нагнетательных скважин за этот период превышает проектную на 72%. Лишь в 2007 г. превышение фактических объемов закачки над проектными уменьшается и является незначительным (5%). Приемистость нагнетательных скважин выше проектной на 58%. В последующие 2008-2010 гг. превышение объема закачки составляет в среднем 10%. При том, что превышение фактической приемистости над проектной в среднем осталось на том же уровне (51%).

Коэффициент использования всех скважин на протяжении всего рассматриваемого периода ниже проектного значения в среднем на 20%. Если рассматривать отдельно фактический коэффициент добывающего фонда, то период 2006-2009 гг. наблюдается снижение коэффициента использования добывающих скважин до 0,737 д.ед., что на 21% ниже проектного значения (0,931 д.ед.). А в 2010 году он увеличивается до 0,810 д.ед.

Снижение происходит из-за того, что с каждым годом эксплуатационный фонд скважин увеличивается, а действующий фонд добывающих скважин уменьшается или увеличивается незначительно. Отставание фактического коэффициента использования от проектного можно объяснить отставанием эксплуатационного и действующего фонда скважин от проектных значений.

Коэффициент использования нагнетательного фонда скважин несмотря на увеличение из года в год все равно отстает от проектного коэффициента в среднем за данный период на 30%. Не высокий коэффициент использования скважин показывает, что большинство скважин находится в бездействующем фонде, причина этому не выполнение программы вывода скважин из бездействия.

Коэффициент эксплуатации добывающих скважин равен проектному значению и составляет 0,9 д.ед.

Вывод: Рассмотрев выше изложенное можно отметить, фактические уровни добычи нефти отстают от проектных значений (2-28%). Проектные решения в период 2006-2017 гг. не выполняются в полном объеме.

Среди причин вызвавших отставание уровней добычи нефти выделяются:

- меньший коэффициент использования скважин (особенно нагнетательных скважин), чем был предусмотрен в проекте;
- несоответствие фактического фонда действующих скважин проектному фонду;
- более высокие темпы обводнения скважин;
- отставание темпов отбора от темпов отбора, заложенных в проекте.

На Вахском месторождении по состоянию на 01.01.2017 год накопленная добыча нефти и жидкости составила 56915 тыс.т и 111039 тыс.т. Что составляет 54% от утвержденных начальных извлекаемых запасов (101564 тыс.т.). Текущий коэффициент нефтеизвлечения равен 0,188 д.ед. Водонефтяной фактор - 0,95 д.ед. Годовая обводненность равна 81%. Накопленная закачка вода составляет 179338 тыс.м<sup>3</sup>. Накопленная и текущая компенсация отбора равна 130% и 96% [5].

Эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН) является в настоящее время основным способом добычи нефти в России и Вахское месторождение не исключение. За последние двадцать лет доля нефти, извлеченной на поверхность погружными центробежными насосами (ЭЦН), возросла с одной до двух третей от общей добычи нефти. Эта тенденция, по всей видимости, сохранится и в будущем. На Вахском месторождении установками ЭЦН поднимается на поверхность 82 % всей добытой нефти.

Добыча нефти на Вахском месторождении осуществляется при помощи насосных установок типа УЭЦН и ШГН. По состоянию на 1 апреля 2017 г. соотношение насосных установок по способам эксплуатации составило: 512 ЭЦН, и 2 ШГН .

Действующий фонд скважин по группе площадей (Северо-, Восточно- и Центрально – Вахская) с 1990 года сокращается примерно по 100 скважин в пять лет. Скважины консервируются в связи с не целесообразностью их использования с экономической точки зрения. Это связано с переходом месторождения в третью – четвертую стадию разработки и как следствие высокие темпы роста обводненности в скважинах, падение дебитов нефти, большая выработка пластов.

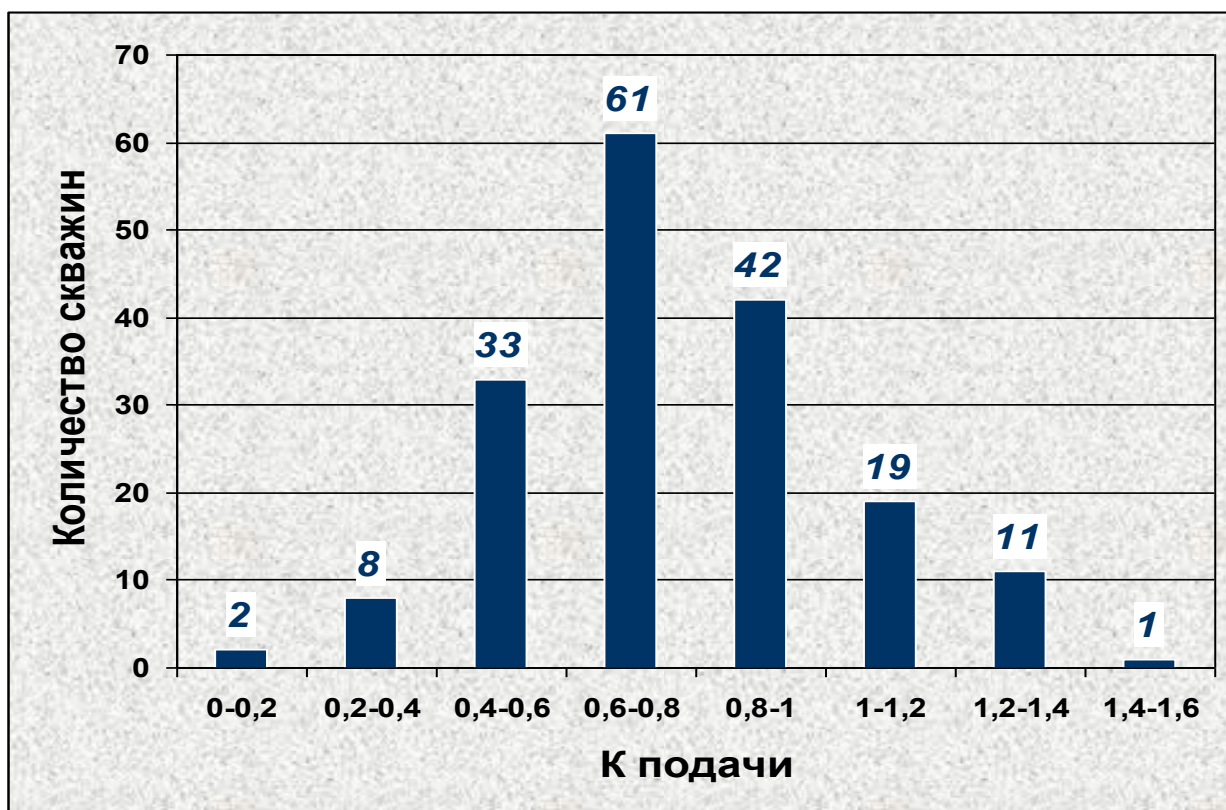


Рисунок 2. Распределение фонда скважин, оборудованных УЭЦН, по коэффициентам подачи

Коэффициент подачи насосных установок показывает, на сколько правильно установка насоса подобрана к скважине, характеризует работу насоса и определяется отношением фактического дебита насоса к оптимальному дебиту  $K_p = Q_{\text{факт}} / Q_{\text{опт}}$ .

Коэффициент подачи для УЭЦН должен составлять от 0,8 до 1,2. На Вахском месторождении большинство ЭЦН работают с коэффициентом подачи меньше 0,8. Для скважин оборудованных ШГН коэффициент подачи должен находиться в пределах 0,65 – 0,85. На Вахском же месторождении ШГН работают с коэффициентом подачи насоса 0,8-1.

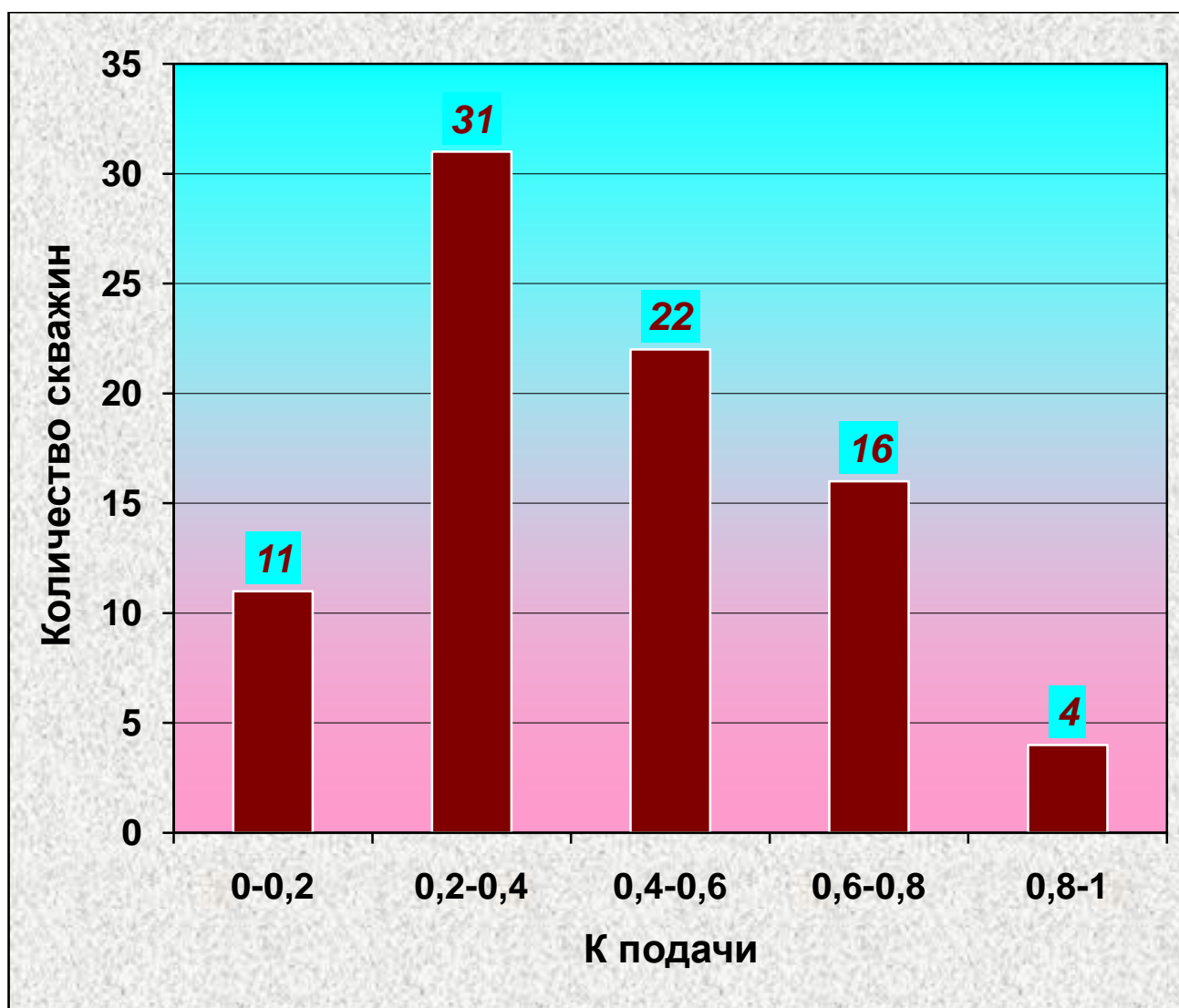


Рисунок 2.1 - Распределение фонда скважин, оборудованных ШГН, по коэффициентам подачи

Из рисунков 2. и 2.1 видно, что большая часть эксплуатируемого фонда подобрана так, что насосные установки не догружены и работают в неоптимальном режиме, т.е. имеет место неэффективное использование оборудования. Такая эксплуатация ведет к сокращению межремонтного периода, наработок на отказ, преждевременному выходу насосных установок из строя. Следствием из вышесказанного являются дополнительные затраты на частые ремонты скважин, монтаж – демонтаж оборудования, вывода на режим.



### 2.3. Эффективность эксплуатации механизированного фонда

Для оценки взаимного влияния технологических параметров скважин друг на друга и выяснения, какие из них особенно значимо определяют качество работы установок ЭЦН, представляется целесообразным проведение множественного корреляционного анализа промысловых данных технологических режимов Вахского месторождения. С этой целью для численных расчетов использовалась выборка 95 скважин из всех скважин, оборудованных УЭЦН, для которых имелись необходимые данные по большинству параметров, таких как динамический уровень жидкости, дебит жидкости и нефти, обводненность, глубина спуска, диаметр эксплуатационной колонны и НКТ, типоразмер эксплуатируемого насоса, диаметр штуцера, глубина скважины, удлинение до кровли пласта, давления буферные, затрубные, забойные, величина газового фактора, давления насыщения, вязкости нефти, значения потенциальных дебитов по жидкости и нефти и т.д.

В таблице 4.(приложение 3)представлены результаты расчетов матрицы парных коэффициентов корреляции для всех основных технологических факторов скважин и насосов. При этом критическое значение коэффициента корреляции  $R^*$  при 5 % уровне статистической значимости для выборки 95 скважин оказался равным 0,175. Как следует из расчетов, многие технологические параметры достаточно тесно связаны между собой. На важнейший показатель эффективности эксплуатации УЭЦН - коэффициент насосов подачи по жидкости  $K_{под}$ , как следует из таблицы, оказывают значимое влияние величины напора насоса  $H_{напора}$ , динамического уровня  $H_{д}$ , забойного давления, погружения насоса под динамический уровень  $H_{погр}$ , отношения напора насоса  $H_{напора}$  к динамическому уровню.

Отношения фактического дебита насоса по жидкости  $Q_{ж}$  к дебиту потенциальному  $Q_{жпот}$ , давления на приеме насоса  $P_{пр}$ , расходного

газосодержания на приеме ЭЦН. Для всех этих параметров коэффициенты парных корреляций с  $K_{под}$  оказались выше уровня  $R^*$ , однако их величины не велики и близки к друг другу, и поэтому не представляется возможным выделить всего два-три из них, как основных и полностью определяющих работу УЭЦН. Отсюда следует, что для правильного построения расчетных зависимостей для коэффициента подачи необходимо использовать технологию множественной регрессии для всех значимых факторов.

Ниже на рис. 2.3. представлена гистограмма распределения фонда скважин с УЭЦН в зависимости от величин динамических уровней жидкости  $H_d$ , из которого следует, что число скважин со средними значениями  $H_d$  1200 -1600 м. составляет около 2/3 от их общего числа. Эта группа скважин характеризуется меньшей обводненностью в пределах 38 – 48 %, и поэтому для нее возможна интенсификация отбора, т.е. еще большее понижение уровня  $H_d$ .

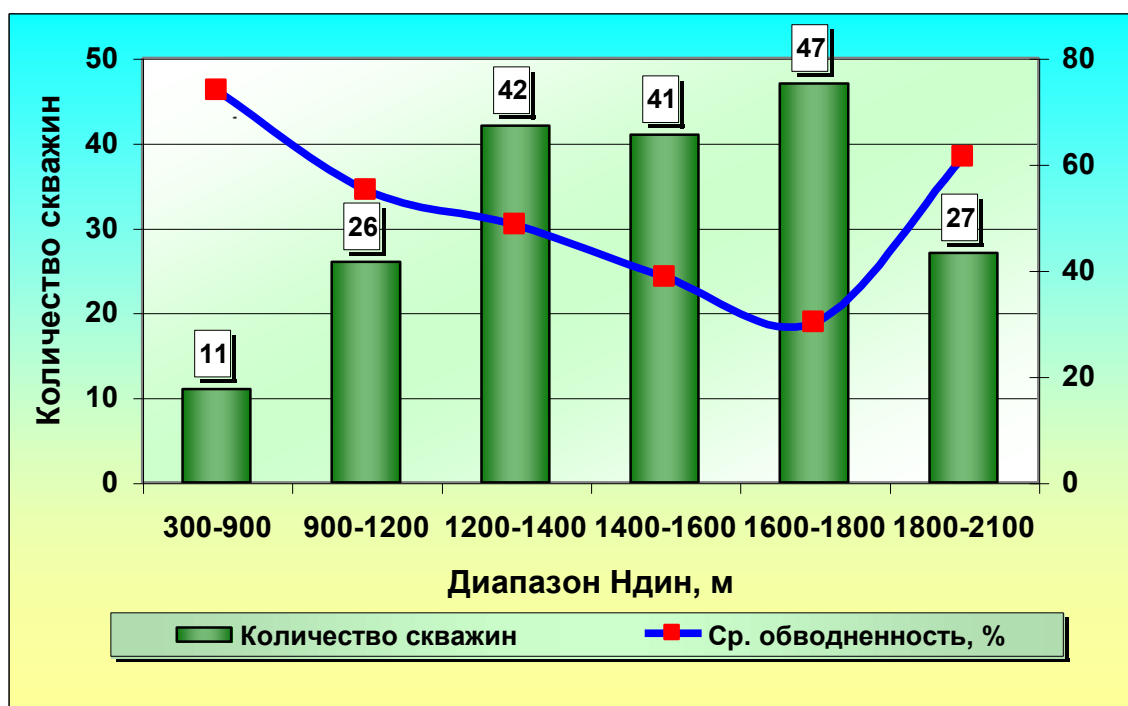


Рисунок 2.3 - Распределение фонда скважин с УЭЦН по динамическим уровням  $H_d$

Группа скважин с относительно высокими динамическими уровнями 300 – 1200 м., наиболее пригодная для увеличения притока, отличается повышенной обводненностью от 60 до 75 %, поэтому следует

ожидать, что при интенсификации этих скважин обводненность продукции может еще более увеличиться и привести к падению дебитов нефти.

На рис. 2.4 приведена разбивка фонда скважин на группы по величине отношения дебита жидкости к потенциальному дебиту скважин, рассчитанному для забойного давления  $P_{заб} = 50$  атм.

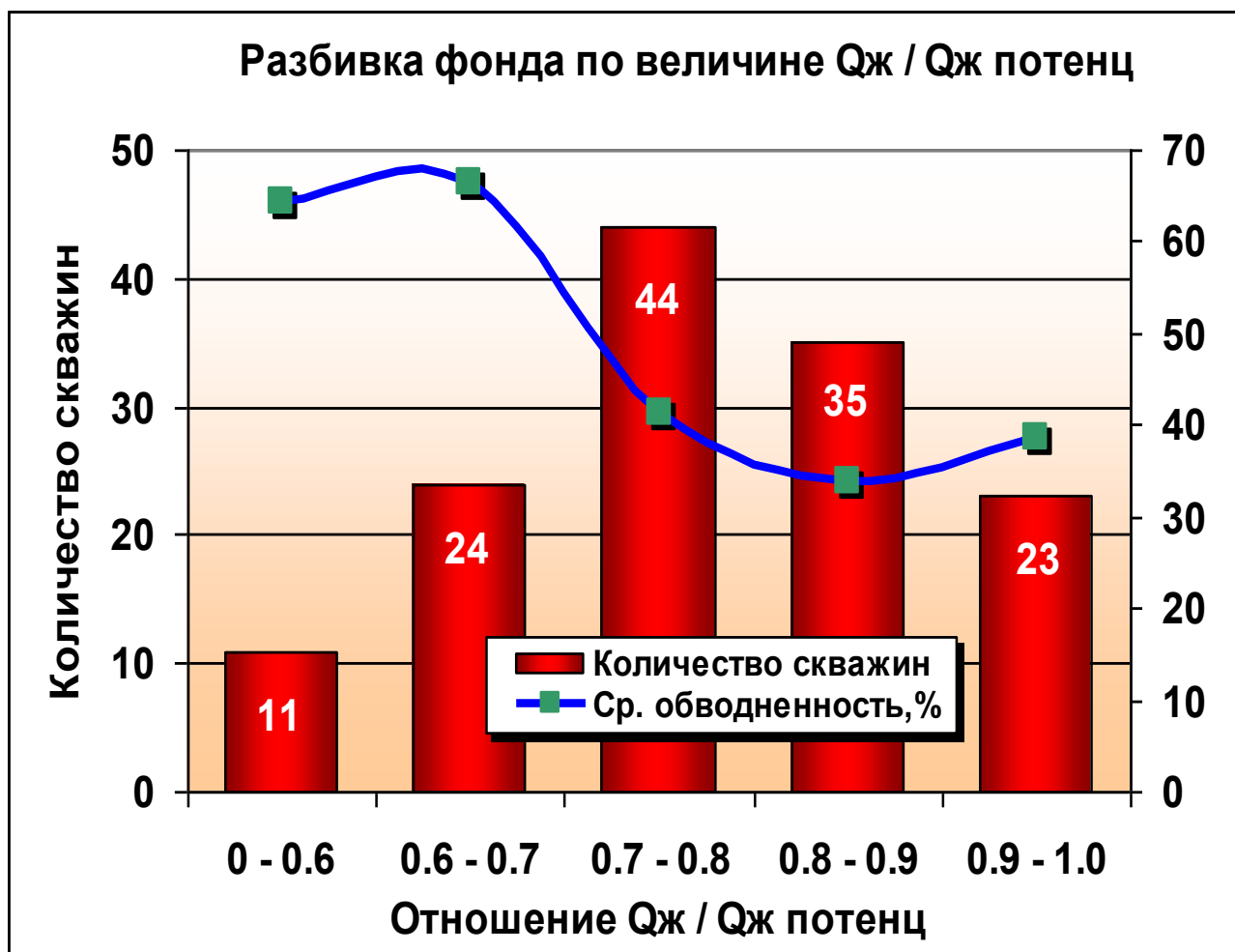


Рисунок 2.4 Распределение фонда скважин с УЭЦН по величине отношения  $Q_{ж} / Q_{ж\text{ потенц}}$

Как следует из приведенных данных, скважины с предельными дебитами, близкими к потенциальным значениям от 80 до 100 %, общим числом 58 характеризуются самым малым уровнем обводненности от 32 до 40 %. В то же время 35 скважин с относительно низкими уровнями дебитов, более всего подходящие для интенсификации, обводнены гораздо больше - до 60 – 65 %. Таким образом реализация форсированного отбора из скважин не

всегда приводит к росту их обводненности, что фактически подтверждает правильность принятой программы интенсификации добычи нефти.

На рис. 2.5 приведены результаты регрессионного анализа влияния параметра отношения напора насосов к величине динамического уровня  $H_{\text{напора}} / H_{\text{д}}$  на коэффициент подачи ЭЦН, охватывающего данные по всему Вахскому месторождению.

Из рисунка следует, что коэффициент подачи ЭЦН возрастает с увеличением указанного отношения. Для того, чтобы обеспечить эффективную работу УЭЦН в оптимальном режиме с  $K_{\text{под}} = 0,9 - 1,0$ , нужно использовать высоконапорные установки, у которых напор превышает величину динамического уровня  $H_{\text{д}}$ , соответствующего заданному отбору  $Q_{\text{ж}}$ , в 2 – 3 раза. Так для  $H_{\text{д}}$  равного 1000 м. потребный напор составляет около 2500 – 3000 м. Однако, установки с такими напорными характеристиками в НГДУ отсутствуют. Выявленная зависимость позволяет объяснить, почему средний коэффициент подачи УЭЦН по всему фонду скважин оказывается меньше 1 (около 0,78).

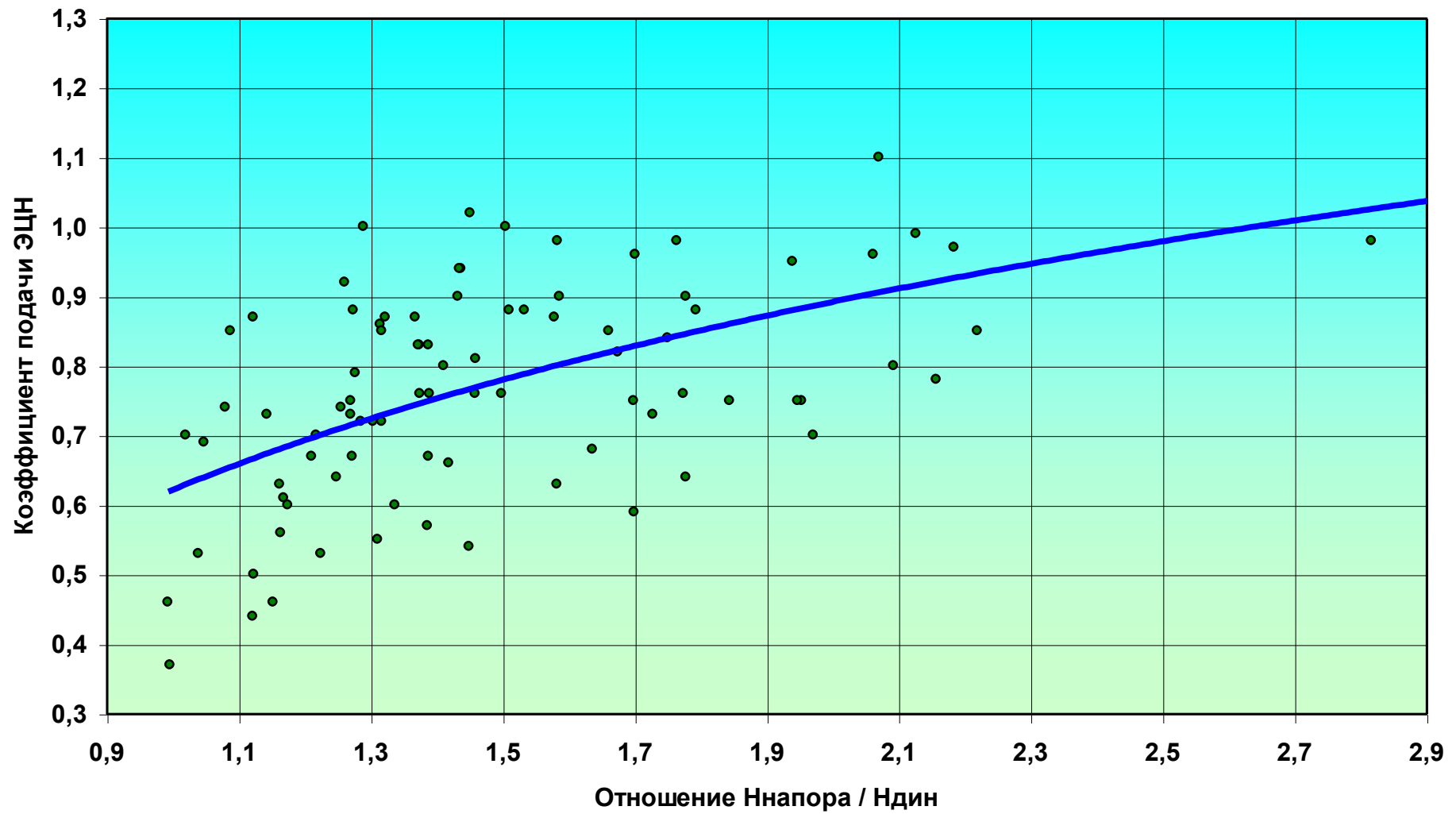


Рисунок 2.5 - Зависимость коэффициента подачи ЭЦН от отношения Ннапора/Нд

На рис. 2.6 приведена аналогичная зависимость  $K_{под}$  от отношения  $N_{дин} / N_{напора}$  для скважин с высокой степенью обводненности (более 80%). В этом случае влияние газа на приеме ничтожно мало, и точки на графике выстраиваются более упорядоченно, подтверждая ранее сформулированные выводы.

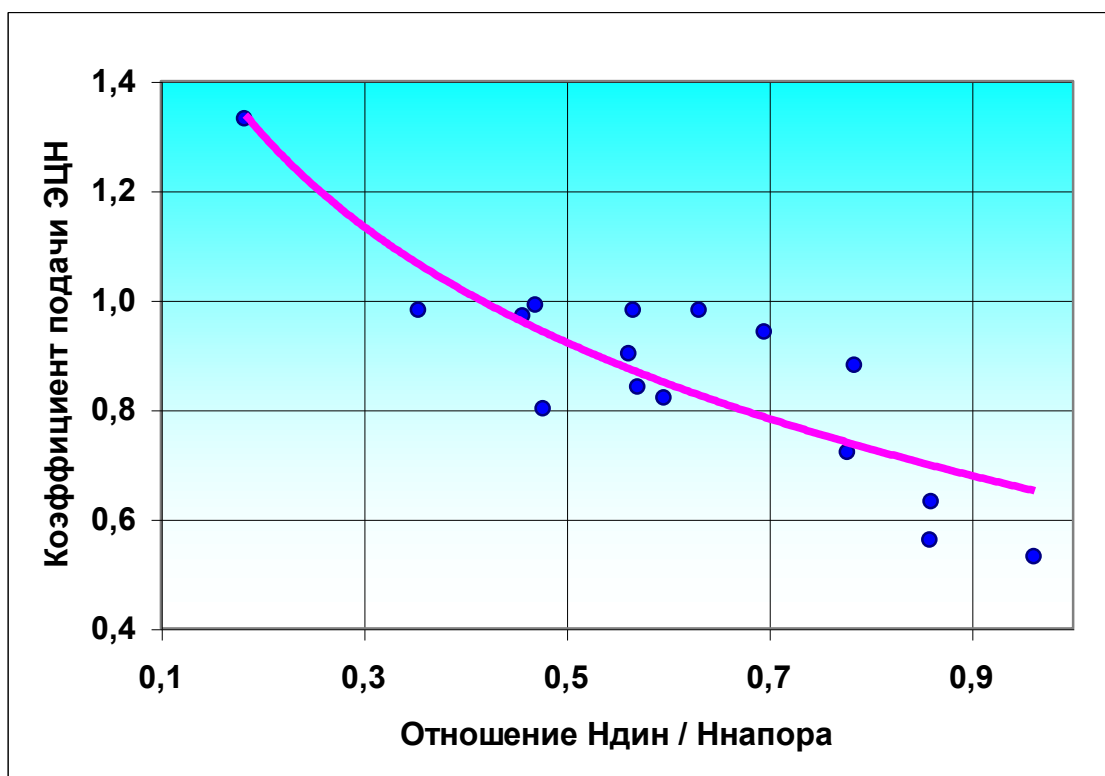


Рисунок 2.6 - Зависимость коэффициента подачи ЭЦН от отношения  $N_{дин} / N_{напора}$  для высокообводненных скважин

На рис. 2.7 представлена зависимость коэффициента подачи насосов от погружения ЭЦН под динамический уровень жидкости в скважине для пласта Ю<sub>2+2</sub>.

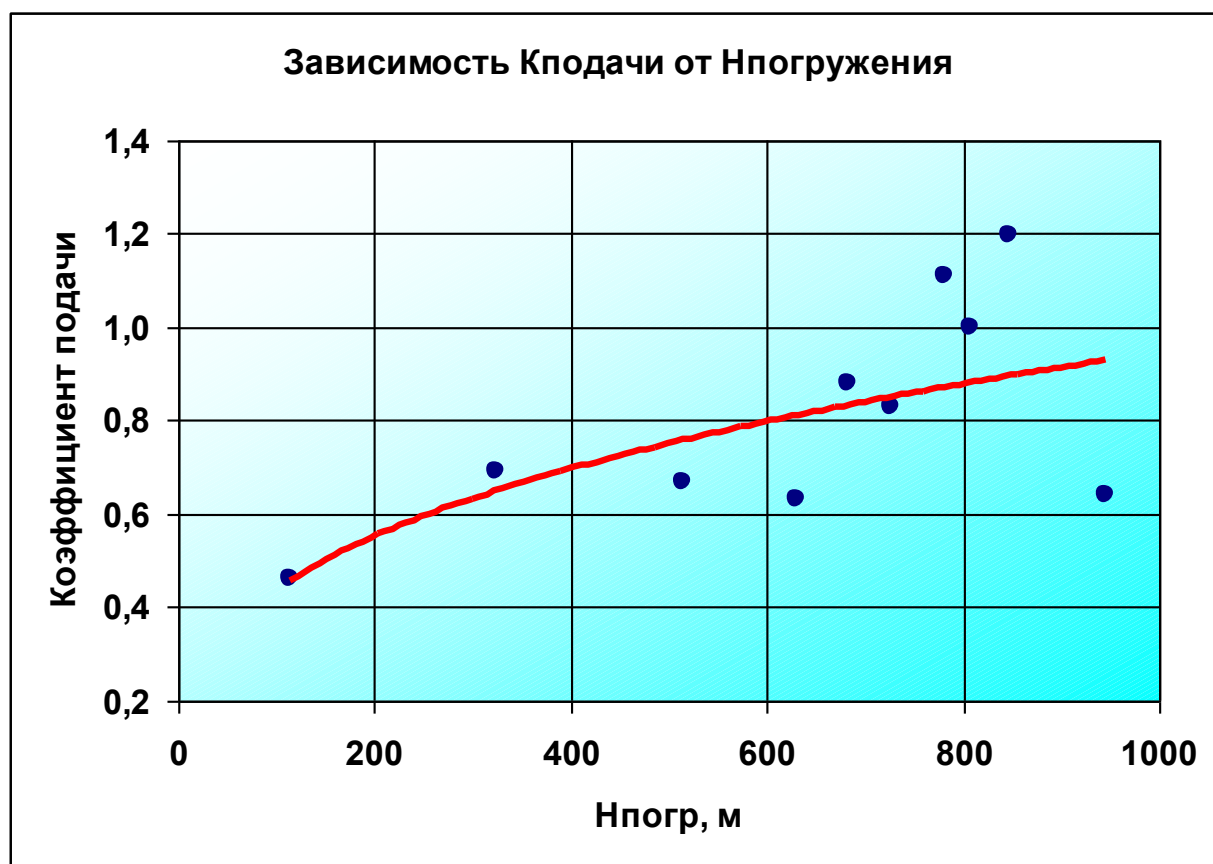


Рисунок 2.7 - Регрессионная зависимость коэффициента подачи ЭЦН от погружения под динамический уровень Нпогр для пласта Ю<sub>2+2</sub>.

Как следует из расчетов, для обеспечения высокого значения коэффициента подачи насосов необходимо погружать их на 800 – 1000 м. под динамический уровень для подавления влияния газа на приеме в затрубном пространстве.

На рис.2.8 приведена зависимость коэффициента подачи от расходного газосодержания на приеме ЭЦН для одного пласта Ю<sub>1</sub> по всем трем площадям, откуда следует, что рост газосодержания ведет к значительному снижению подачи жидкости насосами. Таким образом, для высокоэффективной работы ЭЦН необходимо применять газосепараторы с максимальными коэффициентами газосепарации.

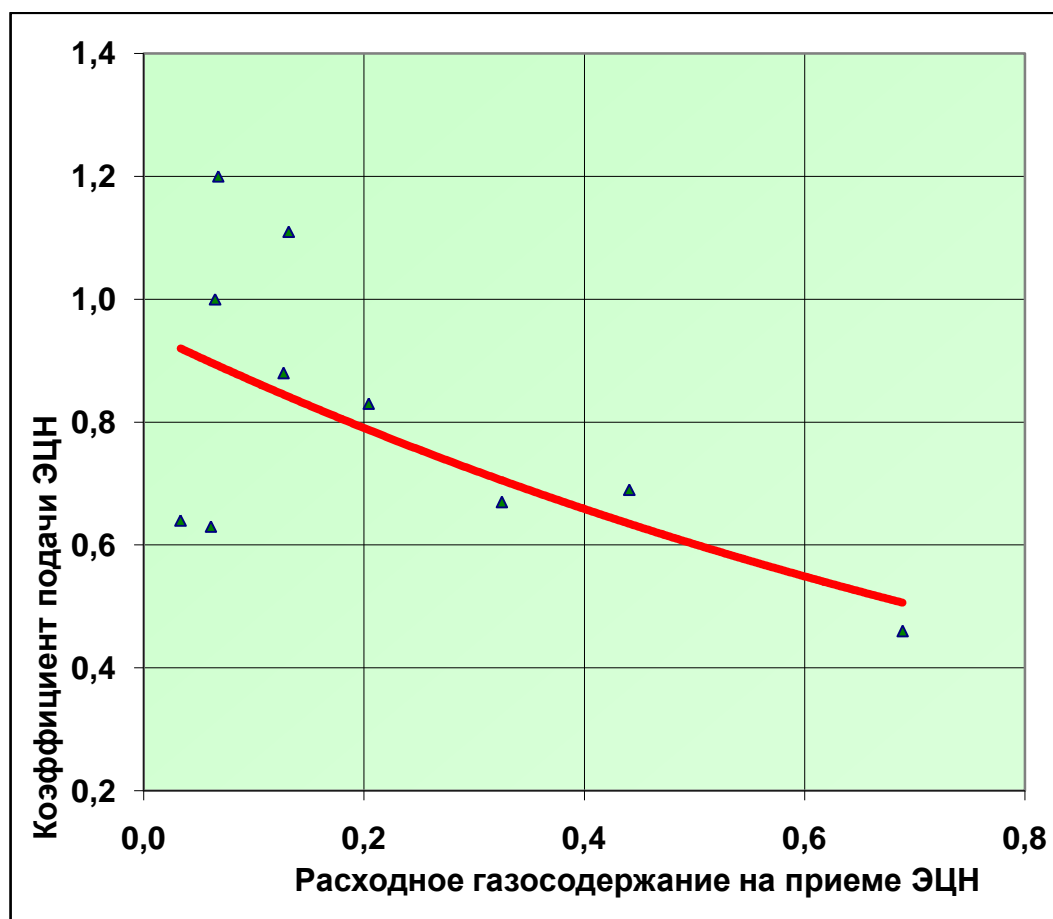


Рисунок 2.8 - Зависимость  $K_{под}$  от расходного газосодержания на приеме ЭЦН для пласта Ю<sub>1</sub>



Аналогичные результаты получены и для пласта Ю<sub>2+2</sub>, для которого снижение подачи жидкости ЭЦН из-за вредного влияния газа еще более выражены, рис. 2.9

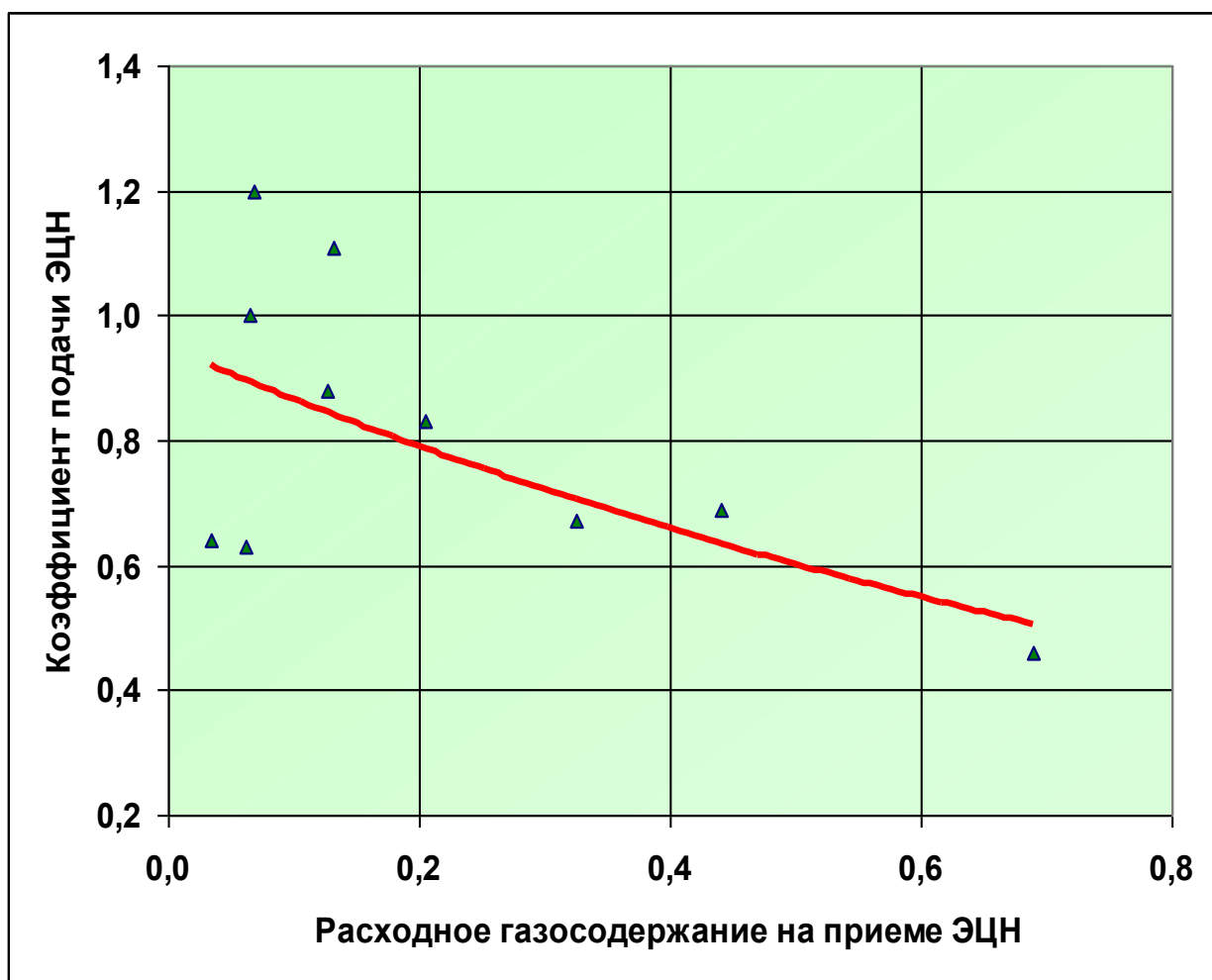


Рисунок 2.9 - Зависимость Кпод от расходного газосодержания на приеме ЭЦН для пласта Ю<sub>2+2</sub>

Работа серийных установок ЭЦН сталкивается с большими трудностями: вредное влияние свободного газа, фонтанирование по затрубному пространству, тяжелый вывод на режим после глушения при подземных ремонтах, падение коэффициентов продуктивности скважин в результате глушения.

Вследствие высокого газового фактора (70-90 м<sup>3</sup>/т) для нормальной работы установок ЭЦН применяются газосепараторы. Однако применение газосепараторов имеет ряд негативных моментов. Так, существенно уменьшается работа газа по подъему жидкости в насосно-компрессорных

трубах вследствие значительного снижения газового фактора и давления насыщения из-за сепарации газа на приеме ЭЦН. При этом зачастую наблюдается подъем продукции по затрубному пространству вследствие газлифтного эффекта, что чревато выпадением отложений твердой фазы в затрубном пространстве и коррозией эксплуатационной колонны, а также может привести к образованию глухих парафино – гидратных пробок. Кроме того, в случае изменения параметров эксплуатации (например, падения пластового давления) ЭЦН с сепаратором не может существенно изменить режим своей работы, поэтому приходится переводить установку на периодическую эксплуатацию.[9]

В этих условиях имеет смысл применения погружных насосно-эжекторных установок (рис. 2.10)

Новым в системе является то, что с целью повышения надежности работы каналы , отвода газообразной среды сепаратора , и приемная камера 5 струйного аппарата сообщены с затрубным пространством скважины, при этом сепаратор , выполнен центробежного типа. Приемная камера струйного аппарата снабжена обратным клапаном . Система содержит также двигатель , кабель и спускается в обсадную колонну .

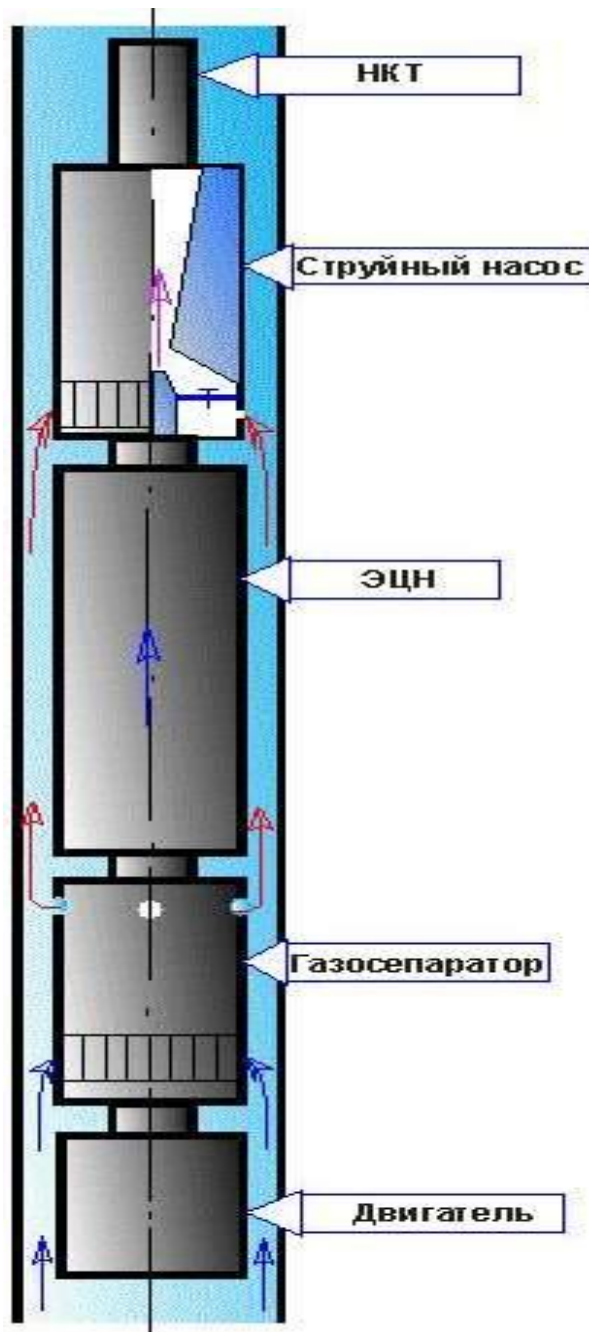


Рисунок 2.10- Погружная насосно-эжекторная установка

При работе системы газированная жидкость из скважины поступает в кольцевое пространство вокруг устройства. Часть жидкости через приёмную сетку поступает в центробежный насос. Отсепарированный газ через каналы отвода газообразной среды поступает обратно в кольцевое пространство, а жидкость через жидкостный патрубок - во всасывающий патрубок насоса. Другая часть газированной жидкости, минуя насос и насос, поступает по затрубному пространству в приемную камеру струйного аппарата. При этом туда же поступает отделённый газосепаратором газ.

Жидкость, нагнетаемая насосом, поступает в активное сопло и, вытекая из него, увлекает из приемной камеры перекачиваемую газированную жидкость в камеру смешения. Из камеры смешения смесь сред поступает в диффузор и далее по НКТ на поверхность.

Наличие на выходе насоса струйного аппарата позволяет задать режим ЭЦН в рабочей части его характеристики путем соответствующего подбора размеров выходного сечения активного сопла. Кроме того, в предложенном решении величина полезного расхода продукции, подаваемой на поверхность, включает в себя подачу как эжектируемой, так и рабочей среды, что существенно увеличивает к.п.д. установки.[8]

Основными преимуществами технологии являются эффективное использование отсепарированного свободного газа для подъема жидкости, перевод режима работы ЭЦН в оптимальный и способность погружной насосно-эжекторной системы успешно адаптироваться к существенно изменяющимся условиям в процессе вывода скважины на режим и ее последующей эксплуатации.

Внедрение таких установок на Вахском месторождении позволит увеличить дебиты скважин и получить дополнительную добычу нефти. Единственным фактором, снижающим эффективность насосно-эжекторных установок, является на сегодняшний день интенсивный вынос твердых частиц (проппанта, применяемого при ГРП, продуктов разрушения породы-коллектора) из пласта при количестве механических примесей, многократно превышающем все допустимые нормы эксплуатации ЭЦН в скважинах. Преимущества технологии в осложненных условиях эксплуатации скважин. Погружая насосно-эжекторную систему для подъема газированной жидкости из скважин это:

- Успешное освоение бездействующих скважин, «невозможных» для работы обычного оборудования.
- Существенное расширение диапазона работы погружного насосного оборудования в скважинах.

- Эффективное использование отсепарированного газа для подъема жидкости из скважин и снижение энергозатрат.
- Успешная адаптация в нестационарных условиях разработки месторождений (изменение пластового давления, продуктивности, газового фактора скважины, обводненности и др.) и поддержка оптимального режима погружного центробежного насоса (ЭЦН).
- Перевод эксплуатации установками ЭЦН (УЭЦН) малодебитных скважин с периодического на непрерывный режим работы.
- Повышение наработок УЭЦН на отказ и межремонтного периода скважин.
- 7. Ускорение вывода скважины на режим после глушения.
- 8. Увеличение отбора жидкости из скважины за счет инъекции из затрубного пространства.

#### 2.4. Методы воздействия на пласт, проводимые на месторождении

С начала разработки на месторождении при комплексном воздействии применялись следующие технологии: дополнительной перфорации (ДП); ДП и глино-кислотных обработок (ГКО); кавитационно-импловзивного воздействия (КИВ); гидropескоструйной перфорации (ГПП); соляно-кислотные обработки (СКО); импульсное дренирование струйным насосом (УОС); термо-газохимическое воздействие пороховым генератором давления (ПГД); ацетоно-кислотная обработка (АКО), метод глубоких депрессий, позволяющий снизить уровень на 1200-1500 м (МГД); закачка пенной системы для отклонения фильтрационных потоков (ПС); закачка ПДС и др.

Эффективность применения метода воздействия на пласт, применявшихся в последние годы показаны на рисунке 2.11

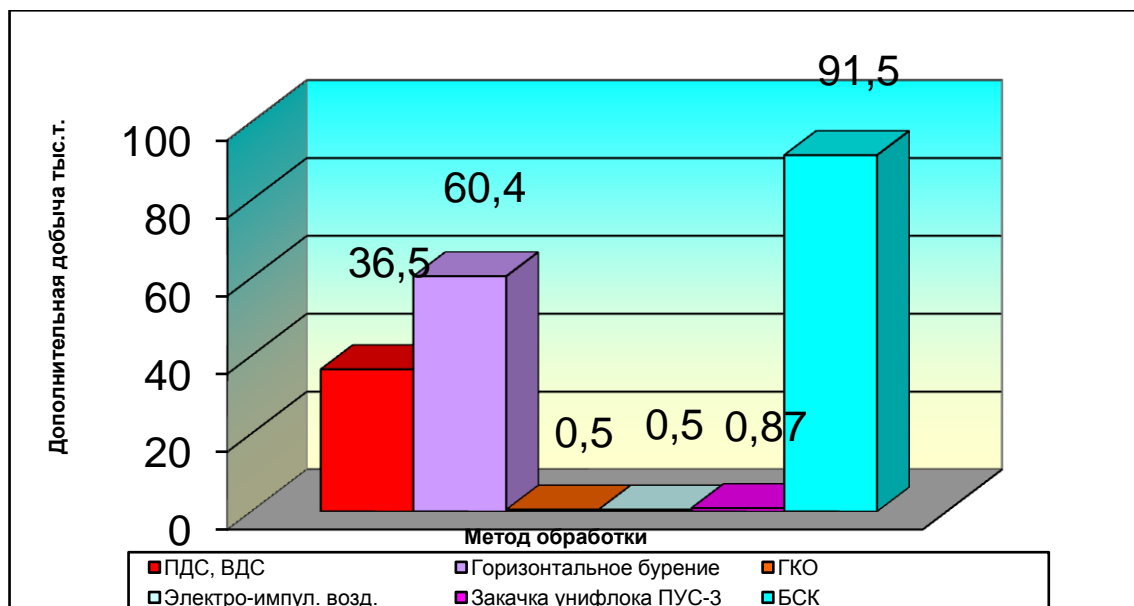


Рисунок 2.11 - Дополнительная добыча нефти по методам воздействия на пласт

Применение полимерно-дисперсной системы, состоящей из полиакриламида (ПАА) и глинистой суспензии (ГС) со стабилизирующими добавками, основывается на повышении фильтрационного сопротивления высокопроницаемых участков коллектора в призабойной зоне пласта, таким образом, ограничивая приток воды к добывающим скважинам. Технология предусматривает закачку ПАА и ГС через эсизатационный фильтр добывающей скважины и последующую закачку в призабойную зону сшивателей способствующих упрочнению водоизолирующего материала, что позволяет снизить возможность его вытеснения.

Закачка ПДС проводилась в 1995г. на Вахской площади в пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Полимерно-дисперсная система закачивалась в нагнетательную скважину № 131. Реагирующие скважины №№ 125, 126, 127, 132. Дополнительная добыча на одну скважину в 1995 г, составила 1,5 тыс. тонн.

Глино-кислотные обработки в 1997 г. проводились на Восточно-Вахской площади месторождения: объект Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> обрабатывалась скв. № 803<sup>б</sup>, реагирующие скважины №№ 810, 802, 763, 765, 804, дополнительная добыча составила 200 тонн; объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>, обрабатывалась скв. № 1411, реагирующие

скважины №№ 1401, 1402, 1403, 1419, 1418, 1420, дополнительная добыча составила 300 тонн.[7]

В 1997г. на месторождении в качестве опытно-промышленного эксперимента производилась закачка полимерно-углеродной системы ПУС-3. Закачка проводилась на Восточно-Вахской площади, на объект Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> в нагнетательную скважину № 1558; реагирующие скважины №№ 1092, 1079, 1080, 1559, 1102, 1101, 1100, 1542. Дополнительная добыча составила 870 тонн.

В 2016 году на Вахском месторождении было проведено 15 ОПЗ (обработок призабойной зоны пласта). Эффективность составила в среднем 3т/сут, дополнительная добыча после проведения 5450 тонн.

На Вахском месторождении пробурено семь горизонтальных скважин на объекты Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> (скв. № 407Б, 138, 406, 1442, 541) и Ю<sub>1</sub><sup>2+3</sup> (скв. №№ 1406, 975) со средней проходкой по объектам 300 м. Продуктивная часть объектов не обсажена, спущен хвостовик – «фильтр». В среднем прирост составил 21 т/сут.

## 2.5. Проведение ГРП на Вахском месторождении

В течение 2016 г. силами «Катконнефть» проведены ГРП в 44 скважинах, это позволило повысить средний дебит нефти скважин на 13,5т/сут. Дополнительная добыча нефти за счет ГРП в 2016 г. составила 112,9 тыс. т.

Сущность гидравлического разрыва пласта состоит в том, что посредством закачки жидкости при высоком давлении происходит раскрытие естественных или образование искусственных трещин в продуктивном пласте и при дальнейшей закачке песчанно-жидкостной смеси или кислотного раствора происходит расклинивание образованных трещин с сохранением их высокой пропускной способности после окончания процесса и снятия избыточного давления.

При производстве ГРП должны быть решены следующие задачи:

- Создание трещины путем закачки специально подобранной жидкости ГРП;
- Удержание трещины в раскрытом состоянии путем добавления в жидкость гидроразрыва проппанта с зернами определенного размера и определенной прочности;
- Удаление жидкости разрыва для восстановления высоких фильтрационных характеристик призабойной зоны скважины;
- Повышение продуктивности пласта.

Схема расстановки оборудования пригрп представлена на рисунке 2.12

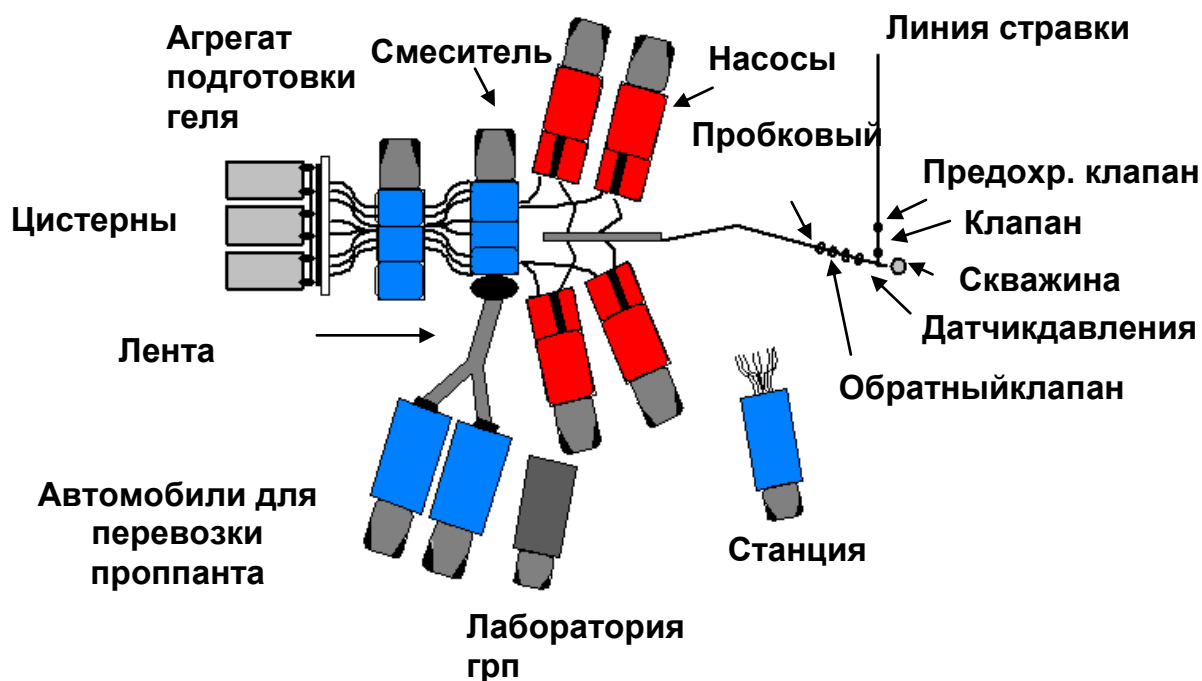


Рисунок 2.12 - Принципиальная схема расстановки оборудования при ГРП

Проектирование процесса гидравлического разрыва пласта представляет собой достаточно сложную задачу, которая состоит из двух частей: расчет основных характеристик процесса и выбор необходимой техники для его осуществления: определение вида трещины и расчет ее размеров.



Для расчета забойного давления разрыва пласта рзб при использовании нефилтующейся жидкости можно воспользоваться следующей формулой (при закачке 1 м<sup>3</sup> жидкости разрыва):

$$\frac{P_{збр}}{P_{zz}} - \left(\frac{P_{збр}}{P_{zz}} - 1\right)^3 = 5,25 \times \frac{1}{(1-\nu^2)^2} \times \left(\frac{E}{P_{zz}}\right)^2 \times \frac{Q \times \mu_{жр}}{P_{zz}} = 34,2 \text{ МПа} \quad (1)$$

где  $P_{zz}$  – горизонтальная составляющая горного давления, МПа;

$$P_{zz} = P_{зв} \times \frac{\nu}{(1-\nu)} = 24,9 \text{ МПа} \quad (2)$$

где  $\nu$  – коэффициент Пуассона горных пород ( $\nu = 0,2-0,3$ );  $P_{зв}$  – вертикальная составляющая горного давления, МПа:

$$P_{зв} = P_n \times g \times L_c \times 10^{-6} = 58,15 \text{ МПа} \quad (3)$$

$P_n$  – плотность горных пород над продуктивным горизонтом, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_n = 2600$  кг/м<sup>3</sup>);  $E$  – модуль упругости пород ( $E = (1-2)10^4$  МПа,  $Q$  – темп закачки жидкости разрыва, м<sup>3</sup>/с (в соответствии с характеристикой насосного агрегата);  $\mu_{жр}$  – вязкость жидкости разрыва, Па·с.

Для приближенной оценки забойного давления разрыва пласта при использовании фильтрующей жидкости можно использовать формулу;

$$P_{зобр} = 10^{-2} \times K \times L_c = 25,46 \quad (4)$$

где  $K$  – коэффициент, принимаемый равным (1,5 -1,8) МПа/м. При закачке жидкости-песконосителя давление на устье скважины

$$P_y = P_{зобр} - P_{жп} \times g \times L_c + P_{тр} = 33,60 \text{ МПа}. \quad (5)$$

где  $P_{жп}$  – плотность жидкости с песком, кг/м<sup>3</sup>:

$$P_{жп} = P_{жп}^1 \times (1 - \beta_n) + P_n \times \beta_n = 1099 \text{ кг/м}^3 \quad (6)$$

где  $P_{жп}^1$  – плотность жидкости, используемой в качестве песконосителя, кг/м<sup>3</sup>,  $P_n$  – плотность песка, кг/м<sup>3</sup> ( $\rho_n = 2500$  кг/м<sup>3</sup>);  $\beta_n$  – объемная концентрация песка в смеси.

$$\beta_n = \frac{\frac{C_n}{P_n}}{\frac{C_n}{P_n} + 1} = 0,099, \quad (7)$$

где  $C_n$  – концентрация песка в 1 м<sup>3</sup> жидкости, кг/м<sup>3</sup> ( $C_n = 250-300$  кг/м<sup>3</sup>). Потери давления на трение жидкости-песконосителя:

$$P_{тр}^1 = \frac{8 \times \lambda \times Q^2 \times L_c \times P_{жп}}{\pi^2 \times d_{вн}^5} = 15,78 \text{ МПа} \quad (8)$$

где  $\lambda$  – коэффициент гидравлических сопротивлений:

$$\lambda = \frac{64}{Re} = 0,093, \quad (9)$$

$$Re = \frac{4 \times Q \times P_{жп}}{\pi \times d_{вн} \times \mu_{жп}} = 681, \quad (10)$$

Где  $Q$  – темп закачки, м<sup>3</sup>/с;  $\mu_{жп}$  – вязкость жидкости с песком, Па·с;

$$\mu_{жп} = \mu_{жп}^1 \times \exp(3,18 \times \beta_n) = 0,383 \text{ Па} \cdot \text{с}, \quad (11)$$

где  $\mu_{жп}^1$  – вязкость жидкости, используемой в качестве песконосителя, Па·с.

Если  $Re > 200$ , то потери давления на трение по(5) увеличивают в 1,52 раза:

$$P_{mp} = 1,52 \times P_{mp}^1 = 23,9 \text{ МПа} \quad (12)$$

Необходимое число насосных агрегатов

$$N = \frac{P_y \times Q}{P_p \times Q_p \times K_{mc}} + 1 = 3,22 \quad (13)$$

Где  $P_p$  – рабочее давление агрегата;  $Q_p$  – подача агрегата при данном  $P_p$ ;  $K_{mc}$  – коэффициент технического состояния агрегата ( $K_{mc} = 0,5 - 0,8$ ). Необходимый объем продавочной жидкости (при закачке в НКТ)

$$V_n = 0,785 \times d_{вн}^2 \times L_c = 10,06 \text{ м}^3 \quad (14)$$

Минимальный темп закачки жидкости разрыва определяется по формулам:

Для горизонтальной трещины

Количество песка  $Q_n$  на один гидравлический разрыв пласта принимается равным 8-10 т. При концентрации песка в  $1 \text{ м}^3$  жидкости  $C_n$  объем жидкости

$$V_{жс} = \frac{Q_n}{C_n} = 12,72 \text{ м}^3 \quad (15)$$

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

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

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

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

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

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

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

Согласно справочнику «Единые нормы и расценки на строительные, монтажные и ремонтно-строительные работы. Время на выполнение мероприятия представлено в таблице 3.1.

Таблица 3.1 – Время на выполнение мероприятия

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

Общее время на производство ГРП будет равно 79 ч.

### 3.2 Расчет количества необходимой техники и оборудования

В процессе данных мероприятий потребуется следующая техника:

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

### 3.3 Затраты на амортизационные отчисления

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

Таблица 3.3 – Расчет амортизационных отчислений при установке УЭЦН

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

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

#### 3.4 Затраты на материалы

Стоимость материалов на проведение мероприятия ГРП подрядной организацией А, подрядной организацией Б и компанией ОАО «Томскнефть» приведена в таблице 3.4

Таблица 3.4 – Стоимость материалов на проведение ГРП

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

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

### 3.5 Расчет заработной платы бригады

К расходам на оплату труда относятся:

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

Таблица 3.5 – Расчет заработной платы

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

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

### 3.6 Затраты на страховые взносы

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

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

Таблица 3.6 – Расчет страховых взносов при проведении ГРП организацией X

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

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

### 3.7 Затраты на проведение мероприятия

На основании вышеперечисленных расчетов затрат определяется общая сумма затрат на проведение организационно-технического мероприятия (Таблица 3,7).



Таблица 3.7 – Затраты на проведение организационно- технического мероприятия

Состав затрат	Сумма затрат, руб.
	Организация X
Амортизационные отчисления	374852,3
Затраты на материалы	18708100
Оплата труда	1085805
Страховые взносы	338771,1
Накладные расходы (20%)	4000000
<b>Всего затрат:</b>	<b>24507528</b>

Таким образом, затраты на проведение ГРП организацией X составляют 24507528 руб.

## 4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

### 4.1. Введение

Данный раздел дипломной работы посвящен анализу и разработке мер безопасности по обеспечению благоприятных условий для работы оператора по добыче нефти и газа.

Местом работы оператора по добыче нефти и газа является кустовая площадка промысла на открытом воздухе.

Выявлены следующие вредные и опасные производственные факторы:

тяжелые метеоусловия;

воздействие на человеческий организм вредных веществ (кислоты, сырая нефть);

повышенная загазованность (углеводородные газы, CO<sub>2</sub>);

движущиеся части машин и механизмов

укусы насекомых;

производственный шум;

высокое давление;

поражение электрическим током;

большая взрывопожаропасность производства.

## 4.2.Производственная безопасность

### Опасные и вредные факторы при выполнении работ

Таблица 4.1 Опасные и вредные факторы при выполнении

Факторы (по ГОСТ 12.0.003-74)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
1. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе; 2. Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны 3. Повреждения в результате контакта с насекомыми 4. Превышение уровней шума 5.Превышение уровней вибрация	1. Движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; 2. Электрический ток. 3.Взрывопожароопасность	1.параметры микроклимата устанавливаются СанПиН 2.2.4-548-96 [1]. 2.Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей среды(ГОСТ) 12.1.005 - 88  3.ГОСТ 12.1.003-83 Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности 4.Система стандартов безопасности труда вибрационная безопасность ГОСТ 12.1.012-90

#### 1)Отклонение показателей климата на открытом воздухе

Метеорологические условия на производстве, или микроклимат, определяют следующие параметры: температура воздуха ( $^{\circ}\text{C}$ ); относительная влажность воздуха (%); подвижность воздуха (м/с); тепловое излучение ( $\text{Вт}/\text{м}^2$ ) и тепловая нагрузка среды ( $^{\circ}\text{C}$ ). Эти параметры, вместе или отдельно, влияют на организм человека, определяя его самочувствие.

Метеорологические условия изменяются посезонно и посуточно. При высокой температуре воздуха понижается внимание, появляются торопливость и неосмотрительность, при низкой - уменьшается подвижность конечностей вследствие интенсивной теплоотдачи организма.

Рабочему важно обеспечить надежную защиту от агрессивных сред, а также комфортную эксплуатацию в суровых погодных условиях. Рабочие должны обеспечиваться спецодеждой соответствующей времени года.

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

## 2)Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе производственных операций рабочие могут подвергаться воздействию вредных газов и паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа, превышение максимального допустимого давления. Особенно опасен сероводород, он нарушает доставку тканям кислорода в организме человека, оказывает раздражающее действие на слизистую оболочку глаз и дыхательных путей, ПДК  $H_2S$  -  $0.1 \text{ м}^2/\text{м}^3$  по Государственному стандарту (ГОСТ) 12.1.005 - 88 [1]. Для контроля запыленности и загазованности используют специальные приборы (газоанализаторы). Количество вредных примесей в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно-допустимых концентраций.

## 3)Повреждения в результате контакта с насекомыми

В летний и осенний период особенно тягостны для человека летающие кровососущие насекомые. Они забираются под одежду, в нос, уши, наносят укусы, также многие насекомые переносят различные вирусы и бактерии.

Для борьбы с кровососущими насекомыми необходимо носить специальную одежду (энцефалитный костюм), а также использовать различные аэрозоли, спреи и мази от насекомых.

## 4)Превышение уровней шума

Основным источником шума на кустовой площадке являются работающие спускоподъемные механизмы, эцн, шгн и автотранспорт.

Предельно допустимые значения (до 80 децибел), характеризующие шум, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.003-83 [2]. Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука приведены в таблице 4.1

Таблица 4.2 - Допустимые уровни звукового давления и эквивалентного уровня звука (ГОСТ 12.1.003-83)

Рабочие места	Уровни звукового давления, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										Уровни и эквивалентные уровни звука, дБА
	31,5	63	125	250	500	1000	2000	4000	8000		
Постоянные рабочие места и рабочие зоны в производственных помещениях и на территории предприятий	107	95	87	82	78	75	73	71	69	80	

Для уменьшения шума необходимо устанавливать звукопоглощающие кожухи, применять противозумные подшипники, глушители, вовремя смазывать трущиеся поверхности, а также использовать средства индивидуальной защиты: наушники, ушные вкладыши.

Наиболее эффективными средствами борьбы с шумом являются звукоизолирующие устройства, применяемые для полной изоляции источника от окружающей среды. На пути распространения звуковых волн создается препятствие, обладающее достаточной инерцией для возбуждения в нем колебаний. Так как инерционные свойства преграды увеличиваются с увеличением веса единицы поверхности, то звукоизолирующие конструкции должны быть тяжелыми, выполненными из плотных материалов. [12]

## 5) Превышение уровней вибрация

Воздействие вибрации возникает при работе на спецтехнике, подъемных, спусковых и цементировочных агрегатах, при спуске и подъеме насосно-компрессорных труб из-за вращения ротора подъемного агрегата; вибрация передвижной дизельной станции, а также вибрация при регулировании расхода закачиваемой воды в пласт запорной арматурой.

Вибрация при частоте 16 Гц не должна превышать амплитуду 0/28 мм.

Предельно допустимые значения, характеризующие вибрацию, регламентируются согласно ГОСТ 12.1.012-90 [3] приведены в таблице 4.2

Одним из эффективных средств защиты от вибрации рабочих мест, оборудования и строительных конструкций является виброизоляция, представляющая собой упругие элементы, размещённые между вибрирующей машиной и основанием.

Наибольший эффект дают конструктивные и технологические мероприятия. К ним относятся: совершенствование кинематических схем; изыскание наилучших конструктивных форм для безударного взаимодействия деталей и плавного обтекания их воздушными потоками; изменение жесткости или массы для уменьшения амплитуды колебаний и устранения резонансных явлений; применение материалов, обладающих способностью поглощать колебательную энергию; уменьшение зазоров; повышение точности центровки и балансировки для снижения динамических нагрузок; использование прокладочных материалов, затрудняющих передачу колебаний от одних деталей к другим, и т. п. [14]

Таблица 4.3 - Гигиенические нормы уровней виброскорости (ГОСТ 12.1.012-90)

Вид вибрации	Допустимый уровень виброскорости, дБ, в октавных полосах со среднегеометрическими частотами, Гц										
	1	2	4	8	16	31,5	63	125	250	500	1000
Технологическая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	110	105	100	95	90	85	80

В качестве индивидуальной защиты от вибраций, передаваемых человеку через ноги, рекомендуется носить обувь на толстой или войлочной резиновой подошве. Для защиты рук рекомендуются виброгасящие перчатки.

#### 4.3. Анализ опасных факторов и мероприятия по их устранению

##### 1) Движущиеся машины и механизмы

Основными опасными факторами являются движущиеся и вращающиеся части рабочего механизма.

Необходимо проводить следующие мероприятия по устранению возможных механических травм:

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

Для защиты от данных опасных факторов используются коллективные средства защиты, - устройства, препятствующие появлению человека в опасной зоне. Согласно ГОСТ 12.2.062-81 [4] ограждения выполняются в

виде различных сеток, решеток, экранов и кожухов. Они должны иметь такие размеры и быть установлены таким образом, чтобы в любом случае исключить доступ человека в опасную зону. При устройстве ограждений должны соблюдаться определенные требования. Запрещается любая работа со снятым или неисправным ограждением.

2) Пожарная безопасность излагается в цеховых и общеобъектовых инструкциях в соответствии с правилами пожарной безопасности производств и анализом пожарной безопасности объектов, а также технологических процессов. Контроль над ним осуществляется обслуживающим персоналом. На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ведрами, ломы и огнетушителями ОХП - 10, ОУ - 2, ОУ - 5.

На объекте должен соблюдаться противопожарный режим; определены и оборудованы места для курения; определены места и допустимое количество хранения в помещениях материалов инвентаря; установлен порядок уборки горючих материалов; определен порядок обесточивания электрооборудования в случае пожара и по окончании рабочего дня.

Федеральный закон от 22 июля 2008 года № 123 - ФЗ «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» Класс рабочей зоны П-III по классификации пожароопасных зон - зоны, расположенные вне зданий, сооружений, строений, в которых обращаются горючие жидкости с температурой вспышки 61 и более градуса Цельсия или любые твердые горючие вещества. Класс рабочей зоны 0-й по классификации взрывоопасных зон - зоны, в которых взрывоопасная газовая смесь присутствует постоянно или хотя бы в течение одного часа;[13]

Мероприятия по пожарной безопасности разделяются на четыре основные группы:

- предупреждение пожаров, т.е. исключение причин их возникновения;
- ограничение сферы распространения огня;



- обеспечение успешной эвакуации людей и материальных ценностей из очага пожара;

- создание условий для эффективного тушения пожара.

### 3) Электробезопасность

Нефтегазодобывающая и нефтехимическая отрасли промышленности характеризуются большим числом металлических аппаратов, открытых установок, токопроводящих полов. В этих условиях особое значение приобретают мероприятия, направленные на защиту рабочих, обслуживающих электрооборудование, от поражения электрическим током.

Здания и сооружения дожимных насосных станций, блочных кустовых насосных станций, установок предварительного сброса воды Вахского месторождения по обеспечению надежности электроснабжения относятся к потребителям 2 - категории.

Электродвигатели, пусковая и защитная аппаратура, устанавливаемые во взрывоопасных зонах зданий и сооружений, приняты во взрывозащищенном исполнении. Пусковая и защитная аппаратура нормального исполнения вынесена в невзрывоопасные зоны.

Для обеспечения защиты человека от поражения электрическим током необходимо, чтобы все токоведущие части электроустановок, пускорегулирующей аппаратуры и аппаратуры защиты были ограждены от случайных прикосновений. Все распределительные устройства (щиты, сборки и т.д.), установленные вне электропомещений, должны иметь запирающие устройства, препятствующие доступу в них работников неэлектротехнического персонала.

Для защиты от поражения электрическим током в нормальном режиме должны быть применены, по отдельности или в сочетании, следующие меры защиты от прямого прикосновения:

основная изоляция токоведущих частей;

ограждения и оболочки;

установка барьеров;

размещение вне зоны досягаемости;

применение сверхнизкого (малого) напряжения (напряжение, не превышающее 50 В переменного и 120 В постоянного тока).

Меры защиты от поражения электрическим током должны быть предусмотрены в электроустановке или ее части либо применены к отдельным электроприемникам и могут быть реализованы при изготовлении электрооборудования, либо в процессе монтажа электроустановки, либо в обоих случаях.

Чтобы защитить человека от поражения электрическим током, защитное заземление должно удовлетворять ряд требований, изложенных в ПУЭ класс рабочей зоны II- III и ГОСТ 12.1.030-81 «Защитное заземление. Зануление» .

#### 4.4. Экологическая безопасность

##### 1) Защита атмосферы

Строительство и эксплуатация объектов нефтедобычи связаны с выделением загрязняющих веществ (ЗВ) в атмосферный воздух. Загрязнения поступают в атмосферу через организованные и неорганизованные источники выбросов.

При строительстве объектов обустройства загрязнение атмосферы происходит в результате выделения: продуктов сгорания топлива (передвижной транспорт); растворителей (окрасочные работы); сварочных аэрозолей (сварочные работы).

Основные источники выбросов углеводородов в атмосферу при эксплуатации месторождения: устье факела, дымовые трубы ПТБ, дыхательные клапаны резервуаров, неплотности фланцевых соединений и ЗРА аппаратуры, сальниковые уплотнения насосов, воздушники емкостей, автотранспорт.

Основными ЗВ, выбрасываемыми в приземный слой атмосферы от существующих источников территории Вахского месторождения являются: углерода оксид, углеводороды предельные C1-C5, азота диоксид, сажа, бенз(а)пирен, азота оксид, углеводороды C6-C10, бензол, толуол, ксилол, фторид, фтористый водород, железа оксид, хрома шестивалентного, соединения марганца и кремния.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха необходимо предусмотреть ряд мероприятий по предотвращению аварийных выбросов вредных веществ в атмосферу, в которые входят: полная герметизация системы сбора и транспорта нефти; стопроцентный контроль швов сварных соединений трубопроводов; защита оборудования от коррозии; сброс нефти и газа с предохранительных клапанов аппаратов в аварийные емкости; сброс жидкости из аппаратов в подземную емкость перед остановкой оборудования на ремонт;[12]

Также необходима:

Оперативная ликвидация загрязнения технологических площадок; раздельное хранение легко воспламеняющихся веществ; использование компрессоров с электроприводом; утилизация попутного газа; работы по предупреждению гидратообразования в трубопроводах; автоматическое регулирование режимных технологических параметров; автоматическое дистанционное управление приводами основных механизмов защиты и блокировки при аварийных ситуациях; безрезервуарная откачка нефти;

## 2) Защита гидросферы

Негативное воздействие на водную среду при разработке месторождения осуществляется при строительстве кустовых площадок эксплуатационных скважин и коридора инженерных сетей к ним, при использовании подземного водозабора (пресных вод для нужд строительства эксплуатационных скважин и минерализованных вод в системе ППД), сбросе сточных вод, аварийных разливах минерализованных вод и нефти.

Гидрографическая сеть территории Вахского месторождения представлена реками Вах и Трайгородской, являющимися правобережными притоками р. Обь, и их притоками - р. Рятыканьеган и ручьями без названия. Северная часть месторождения заболочена. На ней находится большое количество озер и озерков, наиболее крупные из них: Тяхтя-Эмор, Ай-Тяхтя-Эмтор, Круглое.

В процессе строительства, обустройства и эксплуатации нефтегазодобывающих месторождений на поверхностные и подземные водные объекты оказывается следующее воздействие: изъятие природных вод для использования на собственные нужды; загрязнение водных объектов в результате аварийных сбросов, утечек, дренажа и случайных разливов, связанных с эксплуатацией промысловых объектов, аварийных ситуаций на трубопроводах; изменение режима стока водоемов в результате проведения земляных работ, нарушения рельефа, удаления растительного покрова.

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

Основными источниками поступления вредных веществ в поверхностные воды при разведке и освоении месторождений нефти и газа являются: производственные и хозяйственно-бытовые стоки; талые и ливневые (дренажные) воды, стекающие с производственных площадок и загрязненных участков; строительные и иные работы, ведущие к эрозии прибрежных зон водотоков и водоемов и попадания в них строительного мусора; аварийные разливы нефти и несанкционированный сброс отходов в водные объекты.

### 3) Защита литосферы

Мероприятия по охране и рациональному использованию земельных ресурсов включают в свой состав следующие: прокладка в единых коридорах

совмещенных коммуникаций с учетом эколого-экономической оценки разрушаемых экосистем; движение транспорта только по постоянным дорогам; временные дороги (зимники) будут функционировать только в зимний период, запрет на движение транспорта вне дорог; разработка мероприятий по сохранению плодородия почв; ликвидация всех замазученных участков, прежде всего, в водоохраных зонах рек и озер; выбор специальных мест для захоронения отходов (например, отработанные карьеры); сооружение специальных площадок для ремонта и мойки авто; обязательное проведение рекультивационных работ перед сдачей участка основному землепользователю;

Используются установки электроприводной запорной арматуры, автоматически перекрывающей трубопроводы при падении в них давления; 100% контроль швов сварных соединений трубопроводов.[14]

#### 4.5.Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Отдел по делам гражданской обороны (ГО) и чрезвычайных ситуаций обеспечивает безопасность в ЧС, поэтапно решая следующие задачи: выявление потенциальных видов ЧС и оценка риска их возникновения; прогнозирование последствий ЧС; выбор, обоснование и реализация комплекса организационных и инженерно-технических мероприятий по предотвращению и снижению ущерба от ЧС. На территории Вахского месторождения могут возникнуть ЧС различного характера: природного и техногенного. ЧС природного характера характеризуются опасностями, возникшими в результате природных катаклизмов: в весенний период возможны наводнения; зимой - сильный мороз, метели и снежные заносы; торфяные пожары; сильные ветра и др. Чрезвычайные ситуации техногенного характера: разливы нефти, крупномасштабные пожары, сильные взрывы на объектах в результате утечки газа, разрушение конструкций, большие выбросы газа, утечки токсичных веществ и др. Комплекс мероприятий по

предотвращению возникновения ЧС и снижению ущерба от них содержит контроль и прогнозирование опасных природных явлений и негативных последствий хозяйственной деятельности людей;

- оповещение населения, работников и органов управления предприятия об опасности возникновения ЧС;
- планирование действий по предупреждению ЧС и ликвидации их последствий;
- обучение населения к действиям в ЧС;
- накопление и поддержание в готовности индивидуальных и коллективных средств защиты.

Чтобы обеспечить более надежную защиту населения и территории, необходимо перечисленные профилактические мероприятия выполнить заблаговременно. Контроль над обстановкой на потенциально опасных объектах и прилегающей к ним территории осуществляют службы и подразделения соответствующих хозяйственных объектов.

С получением сигнала дежурная смена центральной инженерной технической службы В ОАО «Томскнефть» ВНК проверяет правильность получения информации, оповещает руководителя предприятия и по его указанию руководящий состав и всех членов комиссии по ЧС (или оперативной группы, штаба ГО и ЧС по решению председателя комиссии).

Ответственным руководителем работ по ликвидации аварии (розливе нефти) в масштабе цеха является начальник нефтепромысла, в обязанности которого входит:

- определиться с обстановкой на месте аварии;
- организовать штаб по ликвидации аварии;
- определить способ устранения аварии;

- В ОАО “Томскнефть” ВНК могут быть использованы следующие способы защиты рабочих и служащих в ЧС:
- эвакуация людей;
- укрытие в защитных сооружениях;
- применение средств индивидуальной защиты.

В зависимости от наличия достоверных данных о вероятности и характере ЧС (выброс вредных веществ, сильный взрыв, затопление, пожар и т.д.) запланированы два варианта эвакуации: заблаговременная и экстренная. Заблаговременная (упреждающая) эвакуация проводится при получении достоверных данных о высокой вероятности ЧС. Основанием для ее проведения являются: прогноз возникновения возможной аварии на потенциально опасных хозяйственных объектах, стихийного бедствия или военного конфликта. Прогноз должен быть выдан на период от нескольких суток до нескольких десятков минут до возникновения ЧС. Экстренная эвакуация проводится в случае внезапного возникновения ЧС. Для коллективной защиты людей в ЧС на территории предприятия построены специально спроектированные и оборудованные защитные инженерные сооружения и убежища, которые находятся в наиболее опасных районах (дожимных насосных, компрессорных и перекачивающих станций, в местах подготовки и хранения нефти и так далее). В качестве средств индивидуальной защиты используют: средства защиты органов дыхания, средства защиты кожи, медицинские средства. В настоящее время соответствующие службы подразделений В ОАО “Томскнефть” ВНК располагают названными средствами защиты, и в случае необходимости они могут быть своевременно выданы работникам предприятия.

На предприятии созданы аварийно-технические звенья, бригады Ликвидации Последствий Аварий (ЛПА). В ОАО “Томскнефть” соответствующими службами проводятся все мероприятия по предотвращению и ликвидации последствий ЧС. Подводя итоги по вышеизложенному материалу, можно

сделать вывод о достаточно высоком уровне обеспечения безопасности в ЧС на данном

#### 4.6. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

1) Специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства.

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 достоверной информации от работодателя, соответствующих государственных органов и общественных организаций об условиях и охране труда на рабочем месте, о существующем риске повреждения здоровья, а также о мерах по защите от воздействия вредных и (или) опасных производственных факторов;
- отказ от выполнения работ в случае возникновения опасности 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;
- обучение безопасным методам и приемам труда за счет средств работодателя;



- личное участие или участие через своих представителей в рассмотрении вопросов, связанных с обеспечением безопасных условий труда на его рабочем месте, и в расследовании происшедшего с ним несчастного случая на производстве или профессионального заболевания;
- внеочередной медицинский осмотр в соответствии с медицинскими рекомендациями с сохранением за ним места работы (должности) и среднего заработка во время прохождения указанного медицинского осмотра;
- гарантии и компенсации, установленные в соответствии с настоящим Кодексом, коллективным договором, соглашением, локальным нормативным актом, трудовым договором, если он занят на работах с вредными и (или) опасными условиями труда.
- повышенные или дополнительные гарантии и компенсации за работу на работах с вредными и (или) опасными условиями труда могут устанавливаться коллективным договором, локальным нормативным актом с учетом финансово-экономического положения работодателя.

## 2) Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны

При взаимном расположении элементов рабочего места необходимо учитывать:

- рабочую позу человека-оператора;
- пространство для размещения человека-оператора;
- возможность обзора элементов рабочего места;
- возможность обзора пространства за пределами рабочего места;

возможность ведения записей, размещения документации и материалов, используемых человеком-оператором.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать возможность осуществления всех необходимых движений и перемещений для эксплуатации и технического обслуживания оборудования. При этом должны учитываться ограничения, налагаемые спецодеждой и снаряжением человека-оператора.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно обеспечивать необходимые зрительные и звуковые связи между оператором и оборудованием, а также между операторами.

При расположении элементов рабочего места должны быть предусмотрены необходимые средства защиты человека-оператора от воздействия опасных и вредных факторов, предусмотренных ГОСТ 12.0.003-74, а также условия для экстренного ухода человека-оператора с рабочего места.

Взаимное расположение элементов рабочего места должно способствовать оптимальному режиму труда и отдыха, снижению утомления оператора, предупреждению появления ошибочных действий.

Взаимное расположение пульта управления, кресла, органов управления и средств отображения информации должно производиться в соответствии с антропометрическими показателями, структурой деятельности, психофизиологическими и биомеханическими характеристиками человека-оператора.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе выполнения выпускной квалификационной работы было проведено исследование состояния разработки на В...месторождении.

В настоящее время месторождение находится на завершающей стадии разработки. В результате можно отметить, что фактические уровни добычи нефти отстают от проектных значений (2-28%). Проектные решения в период 2006-2017 гг. не выполняются в полном объеме. Причиной отставания является несоответствие фактического фонда действующих скважин проектному фонду; более высокие темпы обводнения, отставание темпов отбора фактических, от темпов отбора заложенных в проекте.

Выяснилось что высокий газовый фактор влияет на скважины и оборудование на В... месторождении, в результате чего насосы типа УЭЦН и ШГН работают с недогрузкой. На основе множественного корреляционного и регрессионного анализа проведена оценка влияния основных технологических параметров на эффективность работы электропогружных установок. Сформулирован вывод по повышению надежности работы УЭЦН.

Режим работы установок трудно подобрать, так как насосным установкам приходится работать на перекачивании газожидкостной смеси. В этих условиях имеет смысл перевода части добывающего фонда на эксплуатацию насосно эжекторными установками. Основными преимуществами насосно эжекторных установок является эффективно отсепарированный свободный газ.

## ПЕРЕЧЕНЬ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

- 1.Бойко В.С. Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений.- М.: Недра, 1990.- 427 с.
- 2.Технологическая схема разработки Вахского месторождения (внеплановая работа), СибНИИНП, Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1976.- 36 с.
- 3.Технологическая схема разработки Вахского месторождения (отчет), СибНИИНП, Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1980.- 100 с.
- 4.Справочное руководство по проектированию, разработке и эксплуатации нефтяных месторождений. Добыча нефти. Под редакцией Ш. К. Гиматудинова. М.: Недра, 1983.
- 5.Мищенко И. Т. Расчеты в добыче нефти – М.: Недра, 1989
- 6.Гарифуллин И.Ш., Хасанов Ф.Ф., Газитуллин И.Р., Емельянов А.В., Шайдаков В.В. Повышение эффективности очистки промысловых жидкостей от механических примесей.// Нефтяное хозяйство.- 2004.- №4.- с.109-111.
- 7.Гиматудинов Ш.К.Справочная книга по добыче нефти.- М.:Недра,1974.-703 с.
- 8.ГП «ЦДУ ТЭК». Основные показатели работы нефтяной и газовой отраслей топливно-энергетического комплекса России за январь-декабрь 2004г.// Нефтяное хозяйство.- 2005.- №2.- с.5-12.
9. Дополнительная записка к технологической схеме разработки Вахского месторождения (отчет), СибНИИНП, Багаутдинов А.К. и др., Тюмень, 1983.- 33 с.
- 10.Проект разработки Вахского месторождения, ТомскНИПИнефть, Багаутдинов А.К., и др., Томск, 1991.-528 с. (утвержден в качестве технологической схемы).
- 11.Панов Г.Е. Охрана труда при разработке нефтяных и газовых месторождений.- М.: Недра, 1982.- 246 с.
- 12.Булатов А.И., Макаренко П.П., Шеметов В.Ю. Охрана окружающей среды в нефтегазовой промышленности.– М.: Недра, 1997.– 488 с.

13. Правила безопасности в нефтедобывающей промышленности.- М.: Недра, 1974.- 253 с.
14. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2003г.