

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

**БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА**

Тема работы
Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на II нефтяном месторождении (Томская область)

УДК 622.276.05:621.67(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Басенко Дарья Владимировна		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких М.А.			

**КОНСУЛЬТАНТЫ:**

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

**ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:**

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

Томск – 2017 г.

**Министерство образования и науки Российской Федерации**

федеральное государственное автономное образовательное учреждение  
высшего образования

**«НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ  
ТОМСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ»**

Институт природных ресурсов

Направление подготовки (специальность): Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Кафедра геологии и разработки нефтяных месторождений

УТВЕРЖДАЮ:

Зав. кафедрой

\_\_\_\_\_ Чернова О.С.  
(Подпись) (Дата)

**ЗАДАНИЕ**

**на выполнение выпускной квалификационной работы**

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б33Т	Басенко Д.В.

Тема работы:

<b>Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов на II нефтяном месторождении (Томская область)</b>	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	

Срок сдачи студентом выполненной работы:

--	--

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	
<i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к особенностям функционирования (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам ; экономический анализ и т. д.).</i>	Пакет технологической информации по II нефтяному месторождению, тексты и графические материалы отчетов геолого-технического отдела, фондовая и периодическая литература.

<p><b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b></p> <p><i>(аналитический обзор по литературным источникам с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе).</i></p>	<p>Введение</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Общие сведения о П месторождении</li> <li>2. Геологическое строение месторождения</li> <li>3. Технологическая часть</li> <li>4. Анализ причин отказов на скважинах, оборудованных УЭЦН по ЦДНГ – 9</li> <li>5. Оптимизация работы скважин по ЦДНГ – 9</li> <li>6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение</li> <li>7. Социальная ответственность</li> </ol> <p>Заключение</p>
--	---

<p><b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b></p>	
<p><i>(с указанием разделов)</i></p>	
<p><b>Раздел</b></p>	<p><b>Консультант</b></p>
<p><b>Финансовый менеджмент</b></p>	<p><b>Гуляев Милий Всеволодович</b></p>
<p><b>Социальная ответственность</b></p>	<p><b>Вазим Андрей Александрович</b></p>

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

<p><b>Задание выдал руководитель:</b></p>				
<p><b>Должность</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Ученая степень, звание</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>Старший преподаватель</p>	<p>Гладких М.А.</p>			

<p><b>Задание принял к исполнению студент:</b></p>			
<p><b>Группа</b></p>	<p><b>ФИО</b></p>	<p><b>Подпись</b></p>	<p><b>Дата</b></p>
<p>3-Б33Т</p>	<p>Басенко Дарья Владимировна</p>		

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

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б33Т	Басенко Дарья Владимировна

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

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

1. Производительность скважины, коэффициент изменения дебита скважины, коэффициент эксплуатации скважины до и после проведения мероприятия по смене УЭЦН и режима его эксплуатации.	Расчет прироста добычи нефти после смены УЭЦН и режима его эксплуатации.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе смены УЭЦН и эксплуатации скважины согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.

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

1. Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти; калькуляция себестоимости нефти.	1. Расходы на эл. Энергию по извлечению нефти; 2. Расходы по искусственному воздействию на пласт; 3. Основная зарплата производственных рабочих; 4. Отчисления на специальные нужды; 5. Амортизация скважин; 6. Расходы по сбору и транспортировке нефти; 7. Расходы на технологическую подготовку нефти; 8. Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования; 9. Цеховые расходы; 10. Общепроизводственные расходы; 11. Прочие производственные расходы.
2. Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия по смене УЭЦН.	1. Расчет основной заработной платы; 2. Расчет размера доплат, учитывающих размер премии;

	3. Расчет повременного премиального заработка; 4. Расчет заработной платы с учетом районного коэффициента; 5. Расчет северных доплат; 6. Расчет общей заработной платы; 7. Расчет дополнительной заработной платы; 8. Расчет отчислений на социальные нужды; 9. Расчет расхода материалов; 10. Расчет расхода электроэнергии; 11. Расчет износа МБП; 12. Расчет амортизации основных фондов; 13. Расчет услуг собственных, вспомогательных услуг и со стороны; 14. Расчет прочих расходов; 15. Расчет цеховых расходов.
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности мероприятия.	1. Расчет годового экономического эффекта; 2. Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Вазим Андрей Александрович			

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Басенко Дарья Владимировна		

## ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б33Т	Басенко Дарья Владимировна

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

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

1. Характеристика объекта исследования	Объектом исследования данной работы является оптимизация работы установок электроцентробежных насосов. Применение приводится на П месторождении (Томская область).
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>	
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов при оптимизации работы УЭЦН на П месторождении. 1.2. Анализ выявленных опасных факторов при оптимизации работы УЭЦН на П месторождении.	<b>Вредные факторы на П месторождении:</b> 1. Неудовлетворительные метеорологические условия; 2. Повышенный уровень шума; 3. Неудовлетворительное освещение и вибрации. <b>Опасные факторы:</b> 1. Механические опасности (источники, средства защиты); 2. Термические опасности (источники, средства защиты); 3. Электроопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); 4. Пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия, первичные средства пожаротушения).
<b>2. Экологическая безопасность П месторождения ОАО «Томскнефть ВНК»</b>	1. Защита селитебной зоны 2. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); 3. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); 4. Анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b>	1. Перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2. Выбор наиболее типичной ЧС; 3. Разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 4. Разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.
<b>4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</b>	1. ГОСТ 2874-82 «Вода питьевая»; 2. ГОСТ 12.1.005-76 «Воздух рабочей зоны»; 3. ГОСТ 12.1.003-76 «Классификация шумов»; 4. СНиП II-A.5-70; 5. СНиП 11-58-75; 6. СНиП II-12-77;

	7. СНиП 23-05-95; 8. СНиП 11-34-74. 9. Правила безопасности нефтяной и газовой промышленности, 2013г.
--	---

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Гуляев Милий Всеволодович			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б33Т	Басенко Дарья Владимировна		

## Реферат

Дипломная работа: 93 страницы, 12 рисунков, 18 таблиц, 12 источников.

Ключевые слова: УЭЦН, скважина, эксплуатация, месторождение, разработка, добыча.

Объектом исследования является П нефтяное месторождение.

Цель работы – Оптимизация работы скважин, оборудованных УЭЦН на П месторождении (Томской области). В работе приведены: общие сведения о П месторождении, анализ по разработке места, а также геологическая характеристика месторождения. В технологической части приведено описание техники добычи нефти с использованием УЭЦН, а также оптимизация работы УЭЦН для предотвращения осложнений. Также в работе предложены решения по улучшению эффективности скважин.

Имеется в работе охрана окружающей среды и техника безопасности труда, а также уделено внимание изучению вредных факторов, которые влияют на недра и окружающую среду. В разделе также представлены методы по их снижению и устранению.

Данная выпускная дипломная работа выполнена на персональном компьютере. Работа была использована пакетом Microsoft Office XP. Текстовая часть выполнена в Microsoft Word, расчеты в – Microsoft Excel. Презентация создана в Microsoft Power Point.

## Определения, обозначения и сокращения

В дипломной работе использованы следующие термины с соответствующими определениями:

**1 нефть:** природная маслянистая горючая жидкость со специфическим запахом, состоящая в основном из сложной смеси углеводородов различной молекулярной массы. Относится к каустобиолитам.

**2 месторождение:** природное скопление минерального вещества (полезного ископаемого) на поверхности или в недрах Земли в результате тех или иных геологических процессов, которое по количеству, качеству и горнотехническим условиям разработки пригодно для промышленной разработки, с положительным экономическим эффектом.

**3 пласт:** Масса горной породы, ограниченная с двух сторон от других слоёв.

**4 залежь:** Единичное естественное локальное скопление углеводородов в одном или несколько пропластков.

**5 пористость:** Доля объёма пор в общем объёме пористого тела.

**6 растворенный газ:** Природная смесь не углеводородных и углеводородных элементов или соединений, которые находятся в пластовых условиях в газообразной фазе, а также находятся в нефти или в воде в растворенном состоянии.

**7 нефтенасыщенность:** Содержание нефти в породе – коллекторе. Выражается в долях или процентах от объема порового пространства.

**8 проницаемость:** Это способность породы при наличии давления пропускать через себя газы или жидкости.

**9 эффективная толщина:** Это толщина одного нефтенасыщенного пласта или суммарная толщина всех нефтенасыщенных пластов и пропластков продуктивного горизонта.

**10 геологические запасы:** Запасы полезных ископаемых, оценённые по их состоянию в недрах, без учёта потерь и разубоживания минерального

сырья, неизбежных при их добыче.

**11 извлекаемые запасы:** Это часть запасов (геологических), которые могут быть добыты из недр.

**12 структурная карта:** Карты, которые показывают какие-либо геологические поверхности (кровля, подошва стратиграфических подразделений, маркирующие горизонты, поверхности несогласий, залежей полезных ископаемых и т.д.), скрытые на глубине.

В настоящей работе применены следующие сокращения:

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства;

ГИС – геофизические исследования скважин;

УЭЦН – установка электроцентробежных насосов;

скв. – скважина;

МРП - Месячный расчётный показатель;

ВНК – водонефтяной контакт;

ВНЗ – водонефтяная зона;

УВ – углеводородное вещество.

## Оглавление

Введение.....	12
1. Общие сведения о Первомайском месторождении.....	14
2. Геологическое строение месторождения.....	17
2.1. Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	17
2.2. Тектоника.....	20
2.3. Нефтегазоносность продуктивных пластов.....	23
2.4. Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов.....	27
2.5. Сведения о запасах углеводородного сырья.....	31
3. Технологическая часть.....	33
3.1. Эксплуатация работы погружного оборудования, применяемого в ЦДНГ-9 .....	33
3.2. Конструкция и технические характеристики УЭЦН.....	33
3.3. Условия использования УЭЦН.....	36
3.4. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения осложнений.....	37
3.5. Выбор установки УЭЦН для разработки скважины на Первомайском месторождении .....	46
4. Отказы на скважинах по ЦДНГ-9, оборудованных УЭЦН. Причины и анализ.....	52
5. Оптимизация работы фонда скважин по ЦДНГ-9.....	57
6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	59
6.1. Расчет прироста добычи нефти.....	59
6.2. Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти.....	61
6.3. Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия.....	64
6.4. Расчет годового экономического эффекта.....	70
6.5. Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия.....	71
7. Социальная ответственность.....	73
7.1. Производственная безопасность.....	74
7.1.1. Анализ выявленных вредных факторов фонда добывающих скважин на Первомайском месторождении (Томская область).....	74
7.1.2. Анализ выявленных опасных факторов фонда добывающих скважин на Первомайском месторождении (Томская область).....	79
7.2. Экологическая безопасность Первомайского месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК.....	86
7.3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	88
7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности... ..	90
Заключение.....	92
Список литературы.....	94

## Введение

Одним из самых крупных месторождений в Томской области является П месторождение. Открыто оно было в 1969г. Поисковой 260 скважиной. С 1969г. по 1976гг. были проведены разведочные работы Томским территориальным геологическим управлением. Песчаный пласт надугольной толщи васюганской свиты является по нефтеносности основным. Он проиндексированный как Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>.

Подсчеты нефти и растворенного газа были произведены в 1976году. Они утверждены в ГКЗ (протокол СССР ГКЗ № 7720 от 03.11.76г.). А в 1981 году месторождение было введено в разработку. В 1991 году 90% площади было охвачено бурением. Из 793 скважин на тот момент, пробурено было 652. В 1995 году утвердили схему для разработки месторождения. С помощью анализа мы можем увидеть, что на месторождениях, находящихся по настоящее время в разработке, за 1995год по 2020 г. может быть добыто 261,6 млн. тонн нефти, в том числе в 2005 – 36,9 млн. тонн, 2010 – 25,0 млн. тонн и 2020 – 22,1 млн. тонн.

Можем сделать вывод, что эксплуатация месторождений по добыче нефти в Томской области, которые находятся в разработке с 70-80х годов, будет падать. Если в программу Томской области ввести новые месторождения, то добыча будет стабилизирована на долгие годы. Но эти месторождения достаточно маленькие, кроме Крапивинского. Его объемы в настоящее время достигают 15 миллионов тонн в год.

Для этого можно ввести множество мелких месторождений, но нужно больше денежное вложение. Многие из этих месторождений удалены от современных линий трубопровода, поэтому интенсивный отбор на них не рентабелен.

Существует эффективный метод по стабилизации добычи нефти – это интенсификация эксплуатации месторождений. Эти месторождения

разрабатываются с новыми технологиями по нефтеотдачи пластов.

На П месторождении такие работы ведутся уже с 2002 года. Реализация мероприятия рассматривает как воздействие на пласт, так и на систему вертикального движения жидкости. Помимо этого программа по реализации заинтересована в получении максимального дебита при снижении забойного давления ниже давления насыщения.[1]

ОАО «Томскнефть» ВНК (управление по добыче нефти и газа), производит добычу нефти механизированным способом из скважин. Эти скважины оборудованы не только установками электроцентробежных насосов, но и штанговыми глубинными. В ЦДНГ-9 большая часть ведется механизированным способом. По итогам апреля 2015 года, 97,5% нефти добывается скважинами, оборудованными УЭЦН. Общий фонд скважин составляет 99%.

В работе рассмотрено П месторождение в пределах фонда ЦДНГ – 9, осуществить анализ работы фонда скважин, оборудованных УЭЦН, определить наиболее выгодные методы по удержанию планки по добыче, а также как можно максимально оптимизировать работу фонда скважин.

## 1 Общие сведения о месторождении

Месторождение в административном отношении расположено в Каргасокском районе на западе Томской области, северо – западная часть относится к Сургутскому району Ханты – Мансийского автономного округа. В геолого – тектоническом отношении месторождение относится к Каймысовскому своду. Каймысовский свод – один из крупных положительных структур юго – восточной части Западно – Сибирской плиты. Географически Первомайское месторождение находится на водоразделе левых притоков реки Оби: Большого и Малого Еганов, которые текут в северо – западном направлении, а также Васюгана, текущего на восток. Гидрографическую сеть представляют реки Катыльга, Елленкулун – Ях и их притоками, имеющими большую площадь водосбора.

Если говорить о климате района, то он является континентально – циклоническим с продолжительной зимой и коротким летом. Среднегодовая температура составляет  $+3^{\circ}\text{C}$ . Абсолютный максимум составляет  $+32^{\circ}\text{C}$ , минимум  $-55^{\circ}\text{C}$ . Отопительная продолжительность составляет 244 суток. Глубина промерзания грунта 1,5 – 2 м. Территория представляет собой сильно заболоченную равнину, покрытую болотной, лесной и реже всего луговой растительностью. Отметки рельефа изменяются в пределах от +64 до +114м. Район относится к зоне избыточного увлажнения, т.к. количество осадков достигает 350 – 630 мм. Их распространения является неравномерным по месяцам. Максимум приходится на летний период : июль – август и зимний период : декабрь – январь. Во второй половине октября происходит на реках ледостав, в мае происходит его вскрытие. Из этого получается что озера замерзают раньше, вскрываются позже.

Снежный покров на открытых местах составляет 0,4 – 0,6 м, а в залесенных – до 2м. Преобладают юго – западные и северо – западные ветра. Их скорость порой достигает 20 -25 м/сек. Ближайшим к месторождению

населенным пунктом является г. Стрежевой.

Стрежевой является центром нефтедобывающей промышленности Томской области. От П месторождения он расположен северо-восточнее, в 215км от него. В городе имеется акционерное общество «Васюганнефть», «Томскнефть», а также «Стрежевойнефть», ведущие разработку месторождения. В 35км восточнее от П месторождения находится вахтовый поселок Пионерный. Юго – восточнее от П месторождения, в 640 км от него, находится крупный промышленный город Томск. В 290 км к востоку, на берегу реки Оби находится районный центр – село Каргасок. Плотность населения низкая. Основное население составляют русские, в меньшей степени – украинцы, татары.

В западной части Каргасокского района, развиты лесная и нефтедобывающая промышленности. Здесь находятся газовые и нефтяные месторождения. Помимо П месторождения, в группу разрабатываемых месторождений (васюганских) входят: Западно – Катильгинское, Озерное, Катильгинское, Лонтынъ – Яхское, Оленье месторождения. Нефть из этих месторождений поступает по нефтепроводу Пионерный – Раскино в магистральный нефтепровод. Все месторождения обеспечены электроэнергией и бетонной дорогой. Также существуют «зимники», которые позволяют доставлять различное оборудование в зимнее время. Также доставку грузов можно осуществлять через речной путь по рекам Васюгану и Оби, до поселка Катильга, где существует грузовая пристань. Для обустройства буровых строительными материалами являются - гравий, глина, песок, лес. Источниками водоснабжения могут быть как естественные водоемы (реки, озера), так и водозаборные скважины, глубина которых составляет до 100 – 200м (рисунок 1).

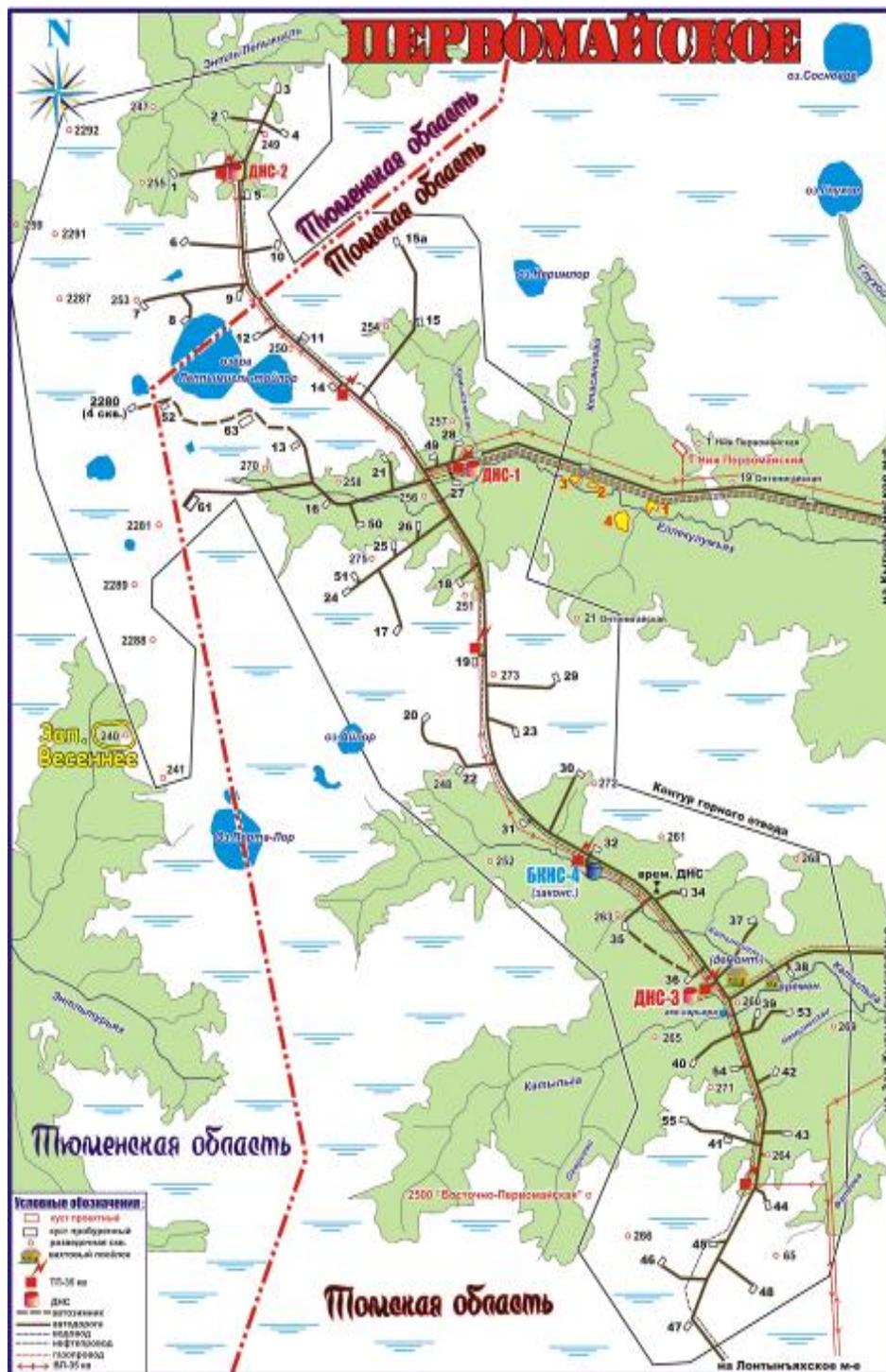


Рисунок 1 – Карта-схема II месторождения

## **2 Геологическое строение месторождения**

Первые геологические исследования на территории Западной Сибири начаты в 1947г., Западно – Сибирским геологическим управлением. В 1947-1954гг. была проведена геологическая съемка масштаба 1: 1000000, после чего под руководством С.Б. Шацкого была составлена карта Западно – Сибирской равнины с пояснительной запиской. В 1948г. начаты геофизические исследования в Западной Сибири геофизическим трестом. На первом этапе они носили рекогносцировочный характер, выполнялись региональными маршрутами. Территория была покрыта гравиметрической и аэромагнитной съемкой. По окончанию работ были составлены структурно – тектонические и прогнозные карты, которые дают представления о строении верхней части доюрского фундамента, мезозойско – кайнозойского платформенного чехла. Дальнейшие геофизические работы приобретают целенаправленный, конкретный, детальный характер.

### **2.1 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза**

Отложения Палеозойского складчатого фундамента принимают участие в геологическом строении II месторождения. На этих отложениях залегают различные отложения мезозойско-кайнозойского чехла. Отложения чехла имеют общую мощность 2500-2800метров, залегают на образованиях палеозоя со стратиграфическим перерывом. На основании глубокого бурения и корреляционных схем проведено стратиграфическое расчленение разреза (рисунок 2). Они утверждены Межведомственным стратиграфическим комитетом в 1968 году в г. Тюмени. Описание палеогеновых и верхнемеловых отложений дано по материалу поисково-разведочного и опорного бурения на соседних площадях.

Палеозойская группа (PZ)

На II месторождении рядом с поисковыми и разведочными скважинами, вскрыты палеозойские образования, глубина вскрытия которых

составляет от 2540 до 2671 м, а толщина от 46 до 243м. Верхняя литологическая часть палеозоя представлена различными типами пород. Породы являются метаморфизованными – алевролиты, песчаники, аргиллиты. Иногда встречается наличие коры выветривания в кровле, которая представлена каолинизированными глинистыми породами. К кровле палеозойских образований приурочен один из сейсмических горизонтов  $\Phi_2$ . Мезозойская группа (MZ), Юрская система J

Отложения юрской системы разделяются на три свиты :

- 1) Тюменская,
- 2) Васюганская,
- 3) Баженовая.

Тюменская свита (средняя+нижняя)  $J_{1-2}$  tm

Отложения этой свиты, занимают нижнее положение в составе платформенного чехла и залегают на выветрелой и размытой поверхности с резким стратиграфическим и угловым несогласием. Литологически отложения представлены неравномерным переслаиванием темно – серых и серых аргиллитов, серых, светло – серых песчаников, углистых и крепких алевролитов и др. Толщина свиты составляет 220 – 290м.

Васюганская свита  $J_{2-3}$  vs

Такие отложения являются морскими, песчано – глинистыми, трансгрессивно перекрывают тюменскую свиту. Подразделяются на две подсвиты: верхняя и нижняя. Верхневасюганская подсвита сложена песчаниками с прослоями аргиллитов, алевролитов. Составляет нефтегазоносный продуктивный пласт  $Ю_1$ . Этот пласт является основным объектом поисково – разведочных работ на газ, нефть в Томской области. На II месторождении его верхняя часть является объектом разработки. Также пласт  $Ю_1^0$  представляет мелко – среднезернистыми полевошпатово – кварцевыми песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов. Толщина свиты колеблется от 60-80м. Нижневасюганская подсвита сложена из темно –

серых аргиллитов, участками крепкими алевролитистыми, плитчатами. Мощность составляет от 14 до 26м.

#### Баженовская свита $J_3$ dg

Морские отложения баженовской свиты отвечают максимуму трансгрессивной фазы осадконакопления. Отложения четко прослеживаемые, представлены битуминозными темно – серыми аргиллитами с коричневым оттенком до черных, участки тонкоплитчатые. Приурочен к подошве свиты сейсмический горизонт Па. Одним из основных отражающих горизонтов по Томской области является именно он. Мощность составляет 10-15м. Меловая система, в составе платформенных отложений, является очень значительной по мощности и полноте. Толщина находится в пределах от 1800 до 1900м. У нее есть все ярусы как нижнего, так и верхнего отдела. В составе имеется восемь свит.

#### Куломзинская свита ( $K_1$ ) klm

Морские отложения этой свиты имеют оттенки темно-серых или зеленых аргиллитов, иногда бывают крепкие участки. Прослой песчаников и алевролитов прослеживаются в нижней и верхней частях свиты. По простиранию Ачимовская пачка устойчива. Она находится в северо-западной части II месторождения. Пачка состоит из серии алевролитовых и песчаных пластов. Их прослой разделяют аргиллиты. Толщина свиты от 256 до 292м, а толщина всей пачки находится в пределах 53-75м.

#### Тарская свита ( $K_1$ ) tr

В морском режиме отложения Тарской свиты находятся в северо-западной части месторождения. Они имеют два мощных песчаных пласта. Эти пласта представляют собой монолитные тела, мощность которых составляет 10-18м. Толщина свиты 76-80м.

#### Киялинская свита ( $K_1$ ) kls

Отложения Киялинской свиты представлены неравномерным чередованием буровато-серых, зеленовато-серых, комковатых глин. В

нижней части представлена из светло – серых песчаников и крепких алевролитов. Толщина свиты 413-430м.

Алымская свита  $K_1 al$

Морские и прибрежно-морские отложения этой свиты залегают на континентальной толще киялинской свиты. Имеют двухчленное строение. Нижняя часть свиты представлена из базального песчаного пласта. Песчаный пласт в районах Томской области является продуктивным. В пределах П месторождения этот пласт хорошо развит. Его мощность 20-30м. Толщина свиты 70-84м.

Покурская свита  $K_{1-2} pk$

Свита состоит из серых, темно-серых глин ,алевролитов и светло-серых песчаников с различной крепкостью. Внутри свиты по пачке проводится граница между верхним и нижнем мелом. К ней приурочен сейсмический горизонт III. Толщина свиты от 717 до 736м. Верхнемеловые отложения имеют три свиты: ганькинская, кузнецовская и березовская. Эти свиты представлены морскими отложениями – мергелями, глинами, опоками. Толщина отложений составляет 270-281м.

Кайнозойская группа KZ, Палеогеновая система P

Комплекс представлен морскими отложениями, такими как: алевролитами и глинистыми породами с прослоями рыхлых песчаников. Состав морских отложений имеет три свиты: чеганская, люлинворская и талийкая. Толщина отложений составляет 580 – 600м. Четвертичные отложения - Q. Четвертичные отложения представлены желтовато-серыми и серыми глинами, песками и др. Толщина отложений достигает 20-40м.

## 2.2 Тектоника

П месторождение в тектоническом плане расположено в пределах Каймысовского свода. Приурочено к П и Весеннему локальным поднятиям. С юга и запада к Каймысовскому своду примыкают Нюрольская впадина и

Юганский мегапрогиб. Каймысовский свод является одной из крупных структур юго – восточной части плиты. Также Каймысовский свод является структурой унаследованного развития. Ему соответствует по палеозойскому складчатому фундаменту Верхневасюганский антиклинорий, а точнее его южная часть. Антиклинорий представляет собой приподнятую зону складчато-блоковых сооружений позднегерцинского возраста. Этот свод имеет сложное строение- разделен прогибами, небольшими впадинами, седловинами, осложнен рядом положительных структур II - го и III - его порядка. Структурами II - го порядка в пределах мегавала являются: Моисеевское, Катильгинское , Карандашовско, Нововасюганский и Ларломкинские валы. Структуры III порядка развиты в пределах структур II порядка и в депрессионных зонах. По отражающему сейсмическому горизонту Па (рисунок 2) на структурном плане Каймысовский свод оконтуривается изогипсой - 2650м. На структурах II, абсолютные отметки сводовых тектонических элементов составляют 2300 - 2400 м, внутренние прогибы и впадины имеют отметки, с оконтуривающей изогипсой 2600 - 2650 м. Размеры Каймысовского свода составляют 215 x 60-112 км, амплитуда поднятия 350 м. Нововасюганский вал находится в центральной части Каймысовского свода, имеет субмридиональное простирание. Амплитуда поднятия 200м, размеры по длинной оси 90-95км, по короткой 15-30км. Вал осложнен локальными элементами – куполами, структурными мысами, поднятиями и т.д. По периферии II поднятия расположен ряд положительных структур III порядка. Южная периклиналь положе северной. Западнее расположена небольшая Мало – Махнинская структура, к западу, обрамляя II поднятие с севера – Махнинская группа поднятий. Она также образована цепочкой из 3 пологих поднятий, имеющей северо – западное направление. Амплитуда поднятий достигает 50 м при оконтуривающей изогипсе - 248м (рисунок 2.1).

Северо-западнее II выделялась Еллекулун-Яхская структура. Она имеет

вид куполовидной складки, оконтуренная изогипсой - 2400м с размерами 6х4,5 км, амплитудой 70 м. Простираение складки субмеридиональное. Тоже утратила свое первоначальное название и включена в состав Весеннего локального поднятия.

Крайнее Северо – западное положение занимает Весеннее локальное поднятие. Северо-западная часть Весеннего поднятия представляет собой обособленную структурную цепочку небольших поднятий с общим северо-восточным простираением. Размеры этой поднятой зоны по оконтуривающей изогипсе - 2400м составляют 9,5 х 2-3км, амплитуда - 50м.

Южная часть ее осложнена структурным мысом субмеридионального простираения, который продолжает структурную гряду в южном направлении в зону сочленения с Западно-Весенним поднятием. Западно-Весеннее поднятие по горизонту Па оконтуривается изогипсой - 2450 м, размеры его 7 х 1-2,4 км. Поднятие осложнено двумя небольшими куполами.

Следующая изогипса - 2460м. Она объединяет Западно-Весеннее поднятие с северо-западной частью Весеннего. Подошва нефтенасыщенной части пласта отбивается на отметке - 2448,6м.

В связи с этим в настоящей работе залежи Западно-Весенней и П площади представлены отдельно.

В палеозойском фундаменте и в платформенном чехле присутствуют элементы разрывной тектоники. В палеозойском фундаменте выделяется ряд глубинных разломов. Они образуют собой ромбовидную сетку, ее основные направление: северо – восток и северо – запад.

Узкие, мелкие грабены характерны для этого района. Малоамплитудные тектонические нарушения проникают в платформенный чехол, затухая в большинстве своих случаях, в юрских отложениях.

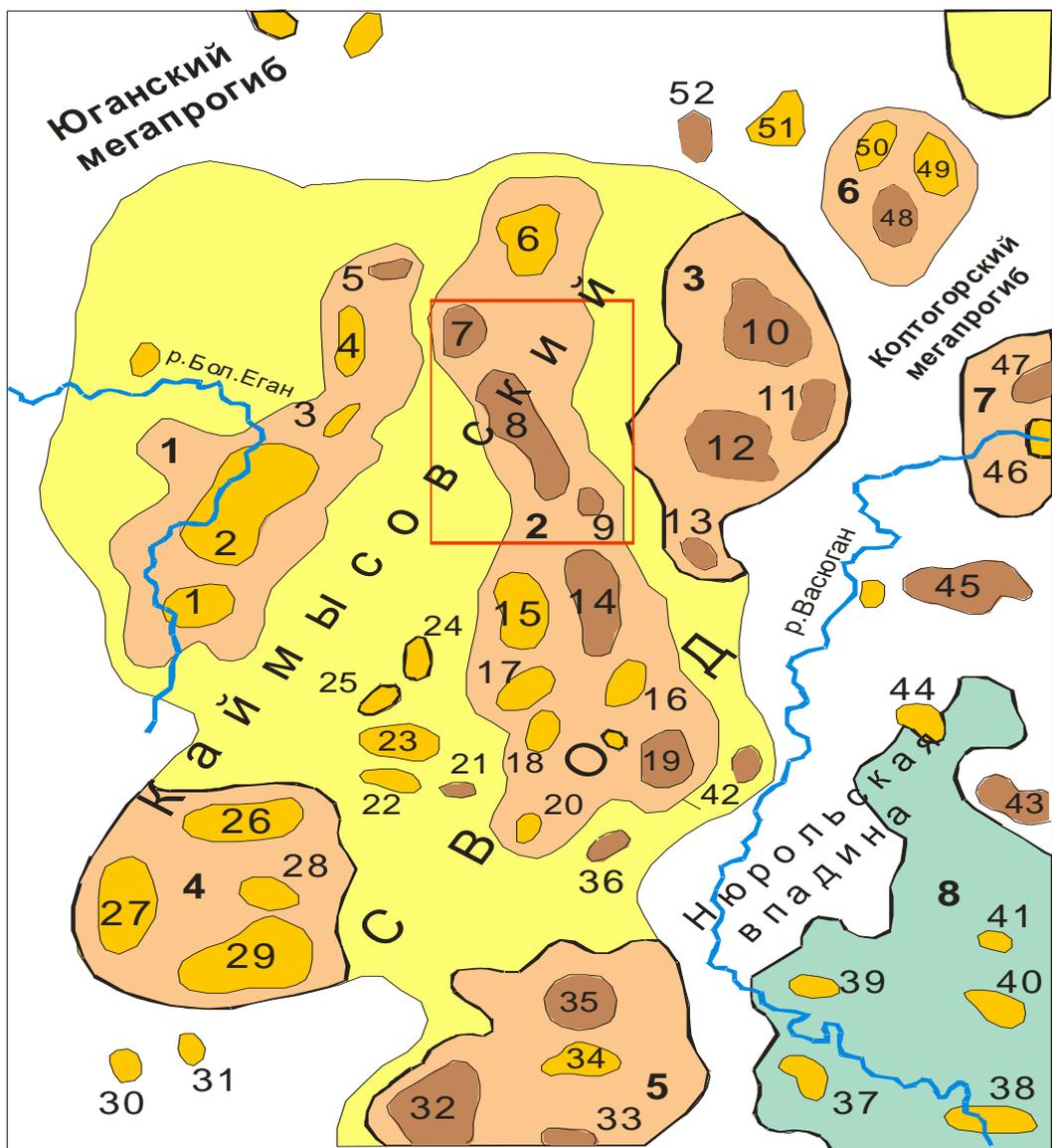


Рис.3.2 Тектоническая карта мезозойско-кайнозойского осадочного чехла (фрагмент)

- Положительные структуры I порядка
- Положительные структуры II порядка
- Положительные структуры III порядка
- Нефтяные месторождения
- Отрицательные структуры II порядка

Рисунок 2.1 - Тектоническая карта Мезозойско-кайнозойского осадочного чехла

### 2.3 Нефтегазоносность продуктивных пластов

Каймысовский свод по нефтегеологическому районированию входит в состав Каймысовского нефтегазоносного района Западно – Сибирской нефтегазоносной провинции. Его промышленная нефтегазоносность стратегически связана с отложениями васюганской свиты. Часть этих

месторождений находится в промышленной разработке.

В П месторождении основная залежь является пластово - сводовой. Она растянулась с юго – востока на северо – запад и имеет небольшое литологическое ограничение в северо – западной части Весеннего поднятия. Ее высота составляет 81- 98м. Плоскость ВНК имеет общий региональный наклон с северо-востока на юго-запад. Вторая залежь, приуроченная к Западно-Весеннему локальному поднятию. Она относится к типу пластово - сводовых водоплавающих, а также имеет размеры 5,5 x 3,5км и высоту 10м. Опробование пласта проведено в 27 скважинах. Пласт вскрыт пробуренными скважинами на глубинах 2444-2547м. Промышленные притоки в чистонефтяной зоне получены в 18 скважинах. Дебиты нефти через 8мм штуцер составили 25-88 м<sup>3</sup>/сут, газа 0,8-2,6 тыс. м<sup>3</sup>/сут. В приконтурной скважине 266 был получен приток нефти с пластовой водой дебитами на 4 мм штуцере соответственно 8,7 и 1,7 м<sup>3</sup>/сут. В скважине 254, вскрывшей зону ВНК в пределах отдельного северо-восточного купола, дебит нефти через 6 мм штуцер составил 28,6м<sup>3</sup>/сут, пластовой воды - 7,1м<sup>3</sup>/сут. При опробовании продуктивного пласта в законтурных скважинах получены притоки пластовой воды с пленкой нефти или чистой пластовой воды. Дебиты пластовой воды составляли от 5,3 м<sup>3</sup>/сут на динамическом уровне 163м (скважина 247) до 2,2 м<sup>3</sup>/сут переливом (скважина 272).

В северо-западной части Весеннего участка П месторождения дебиты нефти в поисково-разведочных скважинах имеют аналогичные значения. Максимальные фонтанирующие притоки чистой нефти дебитами 57-68 м<sup>3</sup>/сут на 8 мм штуцере (48,5-58 т/сут) были получены в скважинах 250, 258, 256 Весеннего участка и в скважине 241 Западно-Весеннего месторождения-спутника, несколько пониженные притоки (28-35 м<sup>3</sup>/сут на штуцерах 6-8 мм), получены в скважинах 254 и 253, а в скважине 253 дебит нефти составил 6,6 м<sup>3</sup>/сут на 4 мм штуцере. Помимо основного пласта Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>, в 14 скважинах (35, 52, 54, 56, 57, 58, 167, 241, 276, 314, 316, 330, 772, 2285р) пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>

интерпретируется по данным ГИС, как нефтесодержащий. Из этих скважин: 8 - нагнетательные, 4 - добывающие, 1 находится в консервации и 1 - пьезометрическая. Пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> опробован в скважинах 35, 316, 536. Положительные результаты получены в скважине 35, которая работает на пласт Ю<sub>1</sub><sup>1</sup>. Запасы пласта являются непромышленными, и нет достаточного количества опробований, поэтому можно предложить при полном обводнении основного объекта в добывающих скважинах (241, 314, 772) произвести опробование пласта Ю<sub>1</sub><sup>1</sup> с целью уточнения его насыщения и в случае положительных результатов присовокупить его к работе.

На восточном склоне месторождения плоскость ВНК подсечена в разрезе скважины 63. По промыслово-геофизическим данным ВНК отбивается на глубине 2530 м (а. о. - 2423,2 м). При опробовании пласта в интервале 2522,0-2528,0 м (а. о. - 2415,2 - 2421,2 м) получено 5,8 м<sup>3</sup>/сут нефти через 3 мм штуцер, в процессе исследования на забое отмечено наличие пластовой воды, что свидетельствует о неоднородном характере насыщения пласта. Притоки пластовой воды с пленкой нефти получены при опробовании пласта в скважинах 251 и 269, где кровля эффективной части залегает на а. о. - 2422,5 и - 2422,3 м. Притоки пластовой воды получены в законтурных скважинах 272 и 268 с отметок - 2427,3 - 2429,8 м.

Таким образом, для восточного склона ВНК принят на а. о. - 2423 м, при опробовании пласта выше данной отметки получены притоки безводной нефти. На западном склоне месторождения ВНК разрезами приуроченных скважин не подсечен. По результатам опробования уверенно устанавливается раздел нефть - вода в интервале отметок от - 2440 до - 2445 м. При опробовании скважины 270 в интервале 2535-2545 м (а. о. - 2430,2 - 2440,2 м) получено 37 м<sup>3</sup>/сут нефти через 8 мм штуцер, в скважине 248 из интервала 2530-2545 м (а. о. - 2425,4 - 2440,4 м) получено 69,5 м<sup>3</sup>/сут нефти. Кровля водоносного пласта наиболее высоко залегает в скважинах 265 и 252 на отметках - 2445,3 и - 2447,4 м. При опробовании пласта в скважине 265 в

интервале 2544 - 2550 м (а. о. - 2443,3 - 2449,3 м) получен приток пластовой воды с пленкой нефти дебитом 0,2 м<sup>3</sup>/сут при переливе, в скважине 252 из интервала 2548-2556м (а. о. - 2446,2 - 2454,2 м) получено 4,3 м<sup>3</sup>/сут пластовой воды с пленкой нефти. В периклинальных частях залежи ВНК принят на отметках от - 2423 до 2440м. При опробовании интервала 2536-2545 м (а. о. - 2443,1 - 2452,1 м) получено 5,3 м<sup>3</sup>/сут пластовой воды на динамическом уровне 163 м. На южной периклинали пробурена скважина 266, вскрывшая пласт в интервале 2543,2 - 2552,8 м (а. о. - 2429,5 - 2439,1 м). По промыслово-геофизическим данным пласт характеризуется как нефте-водонасыщенный. Пласт опробован поинтервально: при опробовании первого интервала 2540-2548 м (а. о. - 2426,3 - 2434,3 м) получено 7,5 м<sup>3</sup>/сут нефти и 0,1 м<sup>3</sup>/сут пластовой воды через 3 мм штуцер, после дострела пласта до глубины 2553,8 м (а. о. - 2439,3 м) дебит воды увеличился до 1,7 м<sup>3</sup>/сут на штуцере 4 мм. Поэтому для выделения эффективной нефтенасыщенной мощности в скважине 266 ВНК принят условно по подошве интервала перфорации первого объекта на отметке - 2434 м. Наклон плоскости ВНК в пределах залежи обусловлен особенностями гидродинамического режима. Наблюдение за статическими уровнями в пьезометрических скважинах свидетельствуют о значительном различии в величинах напоров краевых вод на восточном и западном погружениях структуры. В скважинах 251, 268, 272, расположенных в восточной части залежи, величины напоров составляют соответственно 2526, 2528, 2528,6м; в западной части залежи имеется одна пьезометрическая скважина - 252, значение напора в ней равно 2509,2м, то есть превышение в напорах, составляющее 17-19 м, обеспечивает установленную разницу в гипсометрии ВНК.

В процессе бурения и опробования скважин на II месторождении залежей нефти и газа в ниже - и вышезалегающих частях разреза не выявлено. В разрезе месторождения, помимо продуктивного пласта Ю10, опробованы отложения палеозоя, тюменской свиты (нижняя и средняя юра),

куломзинской, алымской, тарской свит (нижний мел) и покурской свиты (нижний и верхний мел). В пяти скважинах были опробованы отложения палеозоя. Литологически они представлены плотными слабопроницаемыми породами.

При опробовании в скважинах 256 и 257 получены незначительные (0,16-0,5 м<sup>3</sup>/сут) притоки пластовой воды, в скважине 271 при опробовании в колонне также получено 0,6 м<sup>3</sup>/сут пластовой воды на динамическом уровне 504м. В скважинах 263 и 269 притока пластового флюида при опробовании не получено. Аналогичные породы слагают образования фундамента и зону контакта палеозойского и мезозойского комплексов повсеместно в пределах Каймысовского свода. Отложения трещиноватой коры выветривания, которые могут служить коллекторами для углеводородов, пробуренными скважинами не встречены, поэтому палеозойские отложения не представляют интереса в отношении нефтегазоносности. В отложениях тюменской свиты опробованы пласты Ю2, Ю3, Ю6, получены притоки пластовой воды дебитами до 11,8 м<sup>3</sup>/сут при динамическом уровне 1512м.

По результатам опробования, исследования керна и промыслово-геофизическим данным песчаные пласты покурской (ПК1-3), алымской (А<sub>1</sub>), киялинской (Б<sub>1-6</sub>), Тарской (Б<sub>7-9</sub>) и куломзинской (Б<sub>12</sub>, Б<sub>16-20</sub>) свит характеризуется как водоносные.

#### **2.4 Физико-химические свойства и состав пластовых флюидов**

Нефть II месторождения в пластовых условиях характеризуется низкой вязкостью и плотностью, высокой степенью пережатия. Плотность пластовой нефти изменяется от 0,679 до 0,810 г/см<sup>3</sup>, в среднем 0,764 г/см<sup>3</sup>. Плотность сепарированной нефти изменяется от 0,796 до 0,867 г/см<sup>3</sup>, среднее значение - 0,844 г/см<sup>3</sup>.

По результатам дифференциального разгазирования среднее значение плотности составляет 0,839 г/см<sup>3</sup>. Для залежи наблюдается увеличение этого

параметра по мере возрастания глубины залегания пласта. Вязкость пластовой нефти в среднем составляет 1,15 мПас, сепарированной нефти в среднем 5,47 мПас. Скорее всего это связано с низкой величиной газонасыщенности (49,6 м<sup>3</sup>/т). Объемный коэффициент, учитывающий степень уменьшения объема пластовой нефти на поверхности, колеблется в пределах 1,08 - 1,33, среднее значение его равно 1,186 при контактном и 1,159 при дифференциальном разгазировании (таблицы 2.1 - 2.5).

Состав растворенного в нефти газа приводится по результатам дифференциального разгазирования пластовой нефти в рабочих условиях. Газ относится к жирным и содержит 65,56 % метана, до 28 % тяжелых углеводородов, небольшое количество углекислого газа (1,12 %), азота и редких компонентов 2,6 %. Абсолютная плотность газа составляет в среднем 1,088 г/см<sup>3</sup>, относительная 0,903 г/см<sup>3</sup>. Газосодержание сравнительно невысокое и составляет при контактном способе разгазирования - 54,5 м<sup>3</sup>/т, при дифференциальном - 49,6 м<sup>3</sup>/т.

Отмечается закономерное уменьшение величины газосодержания с глубиной и к поверхности ВНК. В поверхностных условиях нефть характеризуется как легкая, плотность ее составляет в среднем 0,844 г/см<sup>3</sup>. Нефть маловязкая, сернистая (содержание серы 0,69 %), парафинистая с содержанием парафинов 2,64 %, имеет низкую температуру кипения плюс 67,5°С и высокий выход легких фракций, выкипающих до 300°С.

Нефть II месторождения относится к нафтеново-метановому типу. По групповому составу нефть в целом содержит: ароматических углеводородов - 18,61 %, нафтеновых - 28,56 %, метановых - 38,75 % (табл.2.5). Среднее содержание в нефти асфальтенов составляет 2,2 %, смол сернокислых - 17,8 %, силикагелевых - 7,59 %. Наряду с высоким качеством нефти по ее химическому составу, она обладает также высокими товарными качествами. Нефть II месторождения согласно ГОСТа 11954-66 может быть рекомендована для получения вязких дорожных битумов.

Таблица 2.1 - Компонентный состав нефтяного газа, разгазированной и пластовой нефти II месторождения (пласт Ю<sub>1</sub><sup>0</sup>)

Компоненты	При однократном разгазировании пластовой нефти в стандартных условиях		При дифференциальном разгазировании пластовой нефти в рабочих условиях		Пластовая нефть
	выделивш. газ	нефть	выделивш. газ	нефть	
Углекислый газ	0,98	0,01	1,12	0,01	0,3
Азот + редкие	2,28	0	2,6	0	0,69
Метан	56,41	0,23	65,56	0,04	17,29
Этан	6,72	0,2	7,44	0,3	2,13
Пропан	15,45	1,82	13,16	3,38	5,96
Изобутан	3,93	1,31	2,52	1,96	2,11
Норм. бутан	8,21	3,98	4,74	5,45	5,26
Изопентан	2,25	2,91	1,07	3,29	2,71
Норм. пентан	2,18	3,75	1,0	4,08	3,27
Гексан					
Гептан	1,59	85,79	0,79	81,49	60,23
Остаток (C <sub>8</sub> + высш.)	-	-			
Молекулярная масса	30,62	180	26,18	173,41	134,65
Плотность					
-газа, кг/м <sup>3</sup>	1,293	-	1,088	-	-
-газа (относительная по воздуху)	1,056	-	0,903	-	-
-нефти, кг/м <sup>3</sup>	-	844	-	839	764

Таблица 2.2 - Средние значения параметров нефти, определенные по

поверхностным пробам поисково-разведочных и эксплуатационных скважин

Пласт		Ю <sub>1</sub> <sup>0</sup>
Количество проб		89
Плотность, г/см <sup>3</sup>		0,844
Содержание, %	Серы	
	парафина	
	асфальтенов	
	смола	сернокислых
		силикагелевых
Вязкость при 20°С, мПа·с		6,04
Фракционный состав, %	Н. к.	
	100°С	
	150°С	
	200°С	
	250°С	
	300°С	

Таблица 2.3 - Средние значения параметров нефти, определенные по глубинным пробам поисково-оценочных скважин

Пласт		Ю <sub>1</sub> <sup>0</sup>
Количество проб		67
Плотность нефти, г/см <sup>3</sup>	пластовой	
	сепарированной	однократное разгазирование
		дифференциальное разгазирование
Вязкость, мПа·с	пластовой нефти	
	сепарированной нефти	
Газосодержание, м <sup>3</sup> /т	однократное разгазирование	
	дифференциальное разгазирование	
Объемный коэффициент	однократное разгазирование	
	дифференциальное разгазирование	

Усадка, %		14,84
Давление насыщения, МПа		6,3
Плотность газа, г/см <sup>3</sup>	однократное разгазирование	1,273
	дифференциальное разгазирование	1,088

## 2.5 Сведения о запасах углеводородного сырья

Запасы растворенного газа и нефти подсчитывались и утверждались на месторождении ни один раз: в 1976 году и в 1992г. Исходя из рисунка 2.1, на балансе ВГФ числятся начальные запасы по категориям: В +С1-129,796 млн.т., С2-1,129 млн.т. Добываемые – 53,689 млн.т. по категории В+С1, С2-0.148млн.т. (протокол ЦКЗ № 26 от 09.06.1992 г.). С 1992г. по 1994г., был получен геолого-промысловый материал, который позволяет уточнить геологическое строение месторождения в северо-западной его части и в районе скважины 254. По итогам работ выгоднее считается рассматривать две самостоятельные залежи. Основная залежь приурочена к Весеннему и П локальным поднятиям, вторая - к Западно-Весеннему локальному поднятию (рисунок 2.2). В связи с этим были пересмотрены запасы нефти и растворенного газа по I-IV блокам разработки и району скважины 254. Прирост запасов составил (категории В+С1) - 2891 тыс. т, он включает в себя также неактивные запасы в количестве 897 тыс. т, находящиеся в зоне нефтенасыщенных толщин менее 3,1 м. Таким образом, непосредственному освоению подлежат 1994 тыс. тонн или 1,5 % от утвержденных в 1992 году балансовых запасов нефти месторождения по категории В+С1. По Западно-Весенней площади запасы нефти определены в следующих количествах: по категории С1 - 845 тыс. т, по категории С2 - 3156 тыс. т, при подсчетных параметрах: открытая пористость - 0,18, нефтенасыщенность - 0,62, плотность - 0,845 г/см<sup>3</sup>, пересчетный коэффициент - 0,83. Согласно уточненным геологическим построениям выполнен пересчет

нефтенасыщенных объемов и балансовых запасов нефти и растворенного газа с использованием подсчетных параметров II месторождения.

### ЗАПАСЫ НЕФТИ ПО КАТЕГОРИЯМ

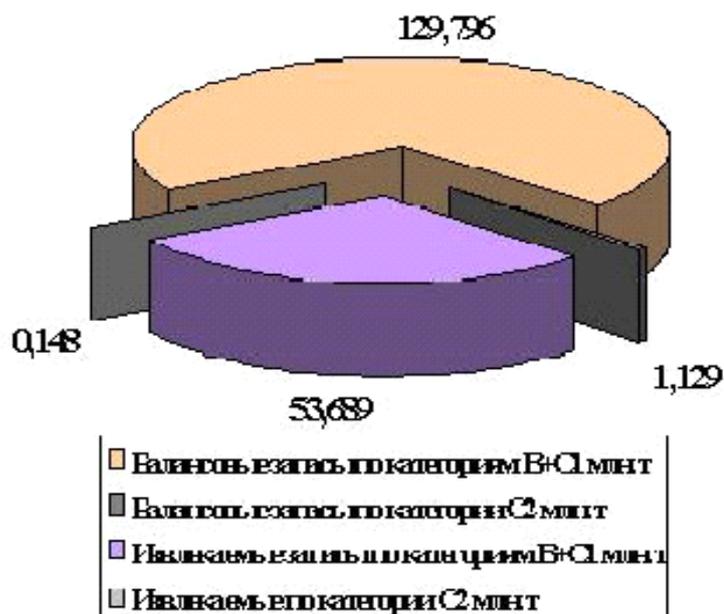


Рисунок 2.2 - Запасы нефти по категориям

Получены следующие результаты: запасы категории  $C_1$  составляют 963 тыс. т, категории  $C_2$  - 989 тыс. т. Также подсчитан ожидаемый объем неактивных запасов, находящихся в зоне нефтенасыщенных толщин менее 2 м. Последние составляют 106 тысяч т или 5 %, таким образом, активные запасы категорий  $C_1+C_2$  Западно-Весенней площади оцениваются равными 1846 тысяч.

### 3 Технологическая часть

#### 3.1 Эксплуатация работы погружного оборудования, применяемого в ЦДНГ-9

В ЦДНГ – 9 используется только механизированный способ добычи нефти. Скважины, эксплуатируемые УШГН и УЭЦН, приведены на рисунке 3.1. [1]

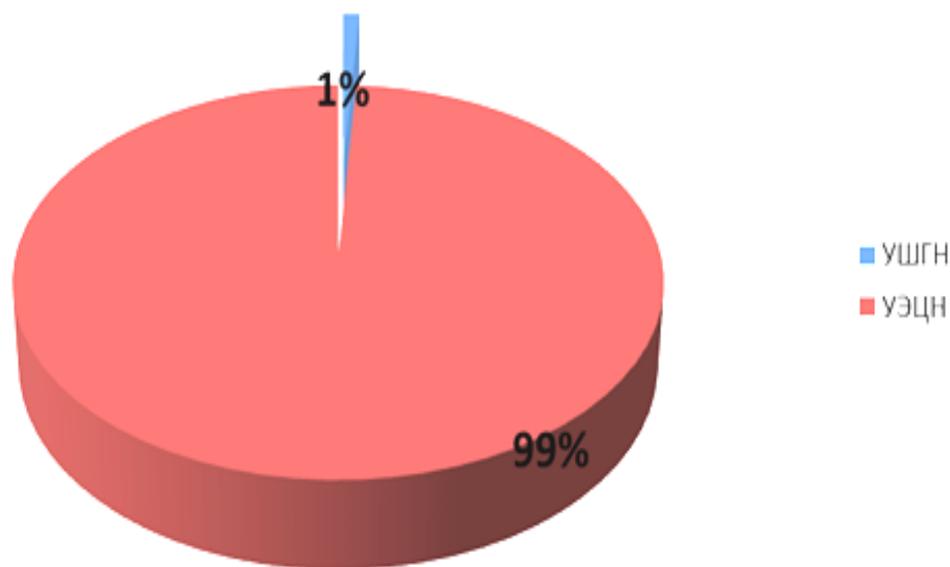


Рисунок 3.1 – Работающий фонд по способам эксплуатации  
Фонд скважин за 2015 год по ЦДНГ – 9 увеличился с 86 скважин до 90. 1 скважину составляет фонд УШГН. В мае 2015 года добывающий фонд скважин по ЦДНГ-9 составил 90 скважин, 89 скважин оборудованных УЭЦН и одна скважина, оборудованная УШГН. Фонд скважин, оборудованные УЭЦН, увеличился за счет оптимизации на фонде УШГН.

#### 3.2 Конструкция и технические характеристики УЭЦН

Электроцентробежный насос предназначен для извлечения, либо нагнетания в пласт скважиной жидкости. За счет центробежной силы, которая возникает при вращении ротора с закрепленным на нем колесами, насос нагнетает жидкость из колес в аппараты. В рабочих органах имеются проходные сечения, которые определяют пропускную способность насоса, а их количество – напор.

УЭЦН (рисунок 3.2) состоит из: погружного насосного агрегата, колонны НКТ, кабельной линии, оборудования устья и наземного электрооборудования: станции управления и трансформатора.

Трансформаторная подстанция на зажимах электродвигателя (с учетом потерь напряжения в кабеле) преобразует напряжение промышленной сети до оптимальной величины.

Станция управления обеспечивает управление работой насосных агрегатов и его защиту при оптимальных режимах. Секции насосные могут быть различной длины, это обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. У каждой секции по всей длине установлены промежуточные радиальные подшипники. Между радиальными опорами существует оптимальное расстояние, которое обеспечивает надежную продолжительную работу насосов в различных условиях их использования. Насос может быть укомплектован фильтром любой конструкции, горизонтальным входным модулем.

Погружной центробежный электронасос состоит из:

#### 1. Компенсатор

Компенсатор находится в составе гидрозащиты. Гидрозащита предназначена для защиты погружных маслозаполненных электродвигателей, т.к. в их внутреннюю полость может проникать пластовая жидкость.

Компенсатор предназначен для избежания утечек масла, а также для тепловых изменений его объема при работе и остановке электродвигателя. В компенсаторе есть устройство, которое может автоматически сообщаться с полостью электродвигателя.

#### 2. ПЭД (погружной электродвигатель)

ПЭД служит для привода ЭЦН. Состоит он из стартера, основания, ротора, головки и узла токоотвода. Внутренняя полость электродвигателя заполнена маслом. В нижней части находится фильтр для очистки масла. В

комплектацию погружного электродвигателя входит гидрозащита (компенсатор, протектор), который предотвращает попадание пластовой жидкости в двигатель, а также предотвращает утечку масла из двигателя. Двигатель должен эффективно охлаждаться, для этого всегда должен быть поток жидкости присутствовать в кольцевом пространстве между корпусом и стенками эксплуатационной колонны. Выпускаются погружные электродвигатели с различными мощностями и поперечным габаритом. Это позволяет выбрать нужный двигатель для привода конкретного насоса.

### 3. Протектор

В состав гидрозащиты входит протектор. Гидрозащита предназначена для защиты маслозаполненных погружных электродвигателей от проникновения в их внутреннюю полость пластовой жидкости, компенсации его утечки. В протекторе существует две диафрагмы: верхняя и нижняя. За счет этих диафрагм, при деформации, компенсируется изменение объема масла в электродвигателе. Протектор, между газосепаратором и двигателем, устанавливается в верхней части погружного электродвигателя.

Электронасосы применяются для разработки скважин:

1. Нефтяных, в которых имеется высокое содержание парафина;
2. Малодебитных, с водонапорным режимом;
3. Высокодебитных;
4. Малодебитных, с низким уровнем жидкости;
5. Глубоких, где для рентабельной эксплуатации требуются насосы с высокой мощностью;
6. Сильнообводненных, где при добыче определенного количества нефти, нужно отбирать большое количество воды;
7. Скважин с высоким газосодержанием;
8. Наклонных скважин;
9. С содержанием солей в добываемой жидкости. [2]

## Конструкция и технические характеристики УЭЦН

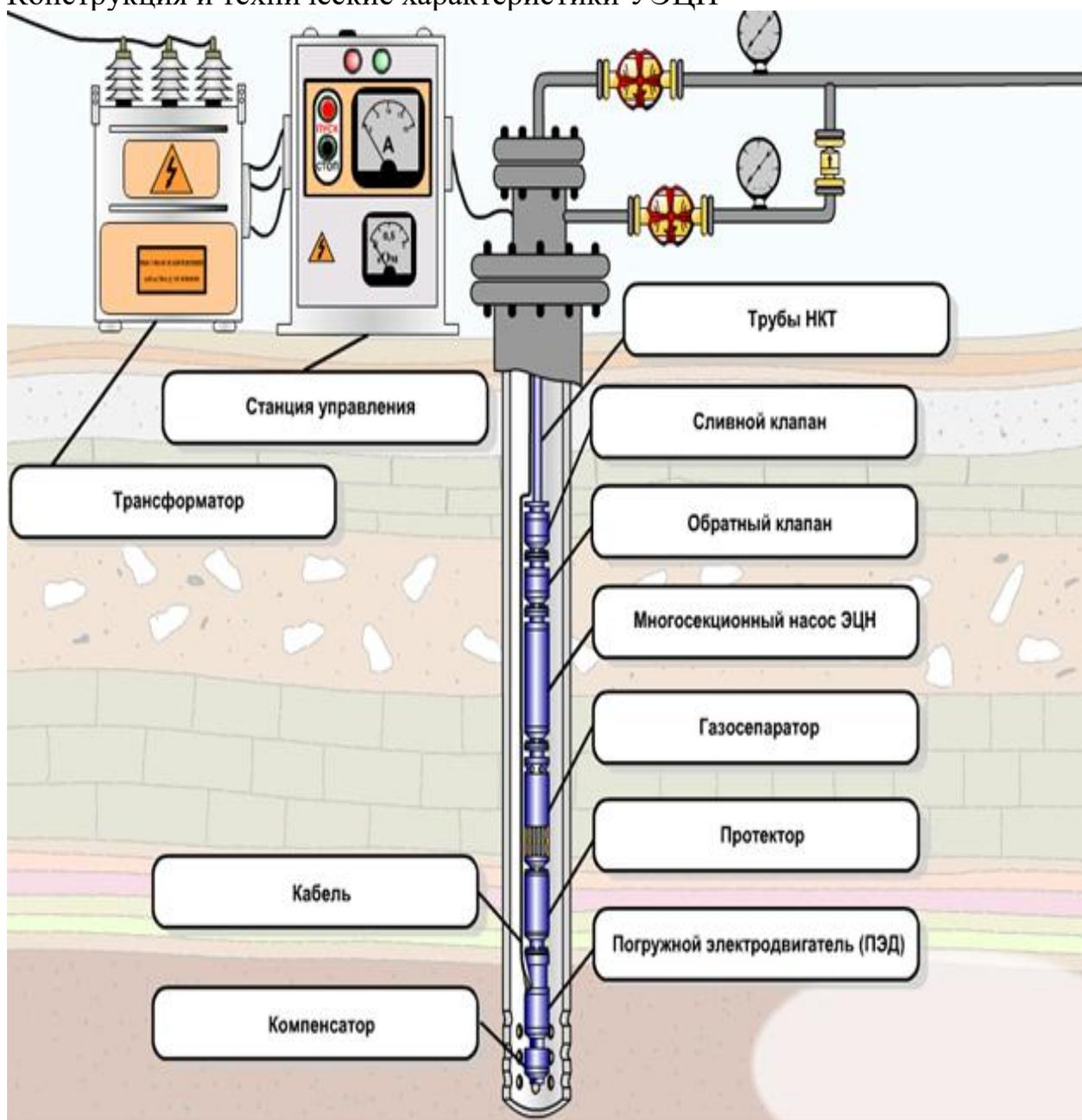


Рисунок 3.2 - Установка электроцентробежного насоса

### 3.3 Условия использования УЭЦН

Показатель попутной воды - 5,0-8,5 рН;

Плотность жидкости - 700-1400 кг/м<sup>3</sup>;

Максимальное содержание попутной воды - 99%;

Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости - 1 мм<sup>2</sup>/сек .

Максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов:

- коррозионностойкого исполнения (К) - 0,5 г/л;
- коррозионноизносостойкого исполнения (КИ) - 1,0 г/л ;
- обычного исполнения - 0,1 г/л;

Максимальное содержание свободного газа па приеме насоса - 25 % .

Максимальная концентрация сероводорода (H<sub>2</sub>S) для насосов:

- коррозионностойкого (К) и коррозионноизносостойкого (КИ) исполнений - 1,25 г/л;

Максимальная температура откачиваемой жидкости - 150 °С

- обычного исполнения - 0,01 г/л;

Максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки - 250 кгс/см<sup>2</sup>.

### **3.4 Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения осложнений**

Для начала разберемся в сущности процессов, которые приводят к снижению эффективности работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН. После этого рассмотрим методы по борьбе с осложнениями. Влияние воды на УЭЦН начинается практически сразу же после начала работы, т.к. малую часть от общего периода занимает безводный период разработки скважин. Пластовая вода, которая появляется в нефти, приводит к ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН. В состав нефти входят активные эмульгаторы, такие как асфальтены и смолы. Поэтому по химическому составу нефть склонна к образованию эмульсий.

Также песок и глина способствуют образованию эмульсий. Они приносятся с пласта, либо с поверхности. Вязкость и устойчивость эмульсий зависят от дисперсности водонефтяных смесей. УЭЦН является одним из лучших диспергаторов, поэтому эмульсия образуется при прохождении жидкости через рабочие колеса. Её вязкость, по сравнению с нефтью, может

повышаться в десятки раз.

В работах Мищенко И.Т. и Максимова В.П. [4] указано, что для эмульсий с обводненностью 40-60% характерны максимальные значения вязкости. Но увеличение вязкости негативно влияет на рабочих характеристиках УЭЦН. В работе Каплана Л.С. для оценки изменения параметров насоса, были предложены коэффициент подачи насоса, а также межремонтный период.

При работе насоса в интервале 40-60%, коэффициент относительной подачи насоса уменьшился в 1,6 раз. Продолжительность безотказной работы уменьшилась в 1,5 раза. Существует другое осложнение, которое вызывает высокоминерализованная пластовая вода. Вода приводит к солеотложению в органах насоса, что ведет к сильнейшим коррозиям. Это связано из-за высокой коррозионной активностью пластовой воды. Электрохимическая коррозия возникает из-за воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока. Если сюда прибавится низкое забойное давление, то произойдет активное солеотложение в рабочих органах насоса.

При добыче, нефть сопровождается газом. Газ попадает в рабочие органы насоса, из-за чего образуются газовые каверны. Их величина соизмерима с размерами канала ступени. Из-за этого происходит между рабочим колесом и жидкостью ухудшение энергообмена.

Давление остается постоянным и равным давлению насыщения пара, когда происходит конденсация пузырьков. А давление жидкости остается постоянным по мере продвижения этих пузырьков. Частицы жидкости, которые окружают пузырек, находятся под действием возрастающей разности между давлением внутри пузырька и давлением жидкости. Частицы к центру движутся ускоренно.

Когда происходит полная конденсация пузырька, наступает столкновение частиц жидкости и они начинают сопровождаться повышением давления, которое достигает сотни паскаль. Всё это приводит к ухудшению характеристик насоса. Ляпков П.Д. [4] проводил исследования движения

газожидкостных смесей в каналах рабочего колеса УЭЦН. Им было установлено, что когда газосодержание  $\Gamma > 0,06$ , то в насосе происходит резкое ухудшение характеристик. Гафуров О.Г. [4] исследовал влияние структуры газожидкостной смеси на характеристики насосов.

По итогу было выявлено, что повышение дисперсности газовой фазы повышает величину критического газосодержания до  $\Gamma = 0,25$ . Это может быть достигнуто при помощи диспергаторов. Под руководством Репина Н.Н. [4] велись совместные исследования по работе ступеней в многоступенчатом насосе. Было изучено, что напор, который развивается за счет ступени, растет по мере роста его порядкового номера. Это происходит из-за изменения физико-химических свойств газожидкостного потока по мере его продвижения. Когда газ появляется в водонефтяных смесях, которые обладают повышенными вязкостями, это приводит к улучшению показателей насоса [4]. Происходит разрушение структурных связей жидкости из-за выделения газа и как результат повышение текучести жидкости ( рисунок 3.4).

В жидкости, которую добывают, имеется множество механических примесей. К ним относятся продукты, которые ведут к разрушению пласта, которые могут быть принесены при ремонтных работах с поверхности пласта.

Частичное разрушение скелета горной породы происходит из-за создания перепада давления на забое. Поверхность рабочих колес в насосе изнашивают мелкие частицы породы, которые попадают в насос с жидкостью.

Чтобы можно было предупредить об осложнениях, которые связаны с механическими примесями, необходимо контролировать количество механических примесей. По регламенту содержание механических примесей в добываемой жидкости должно быть от 0,1 до 0,5 г/л.

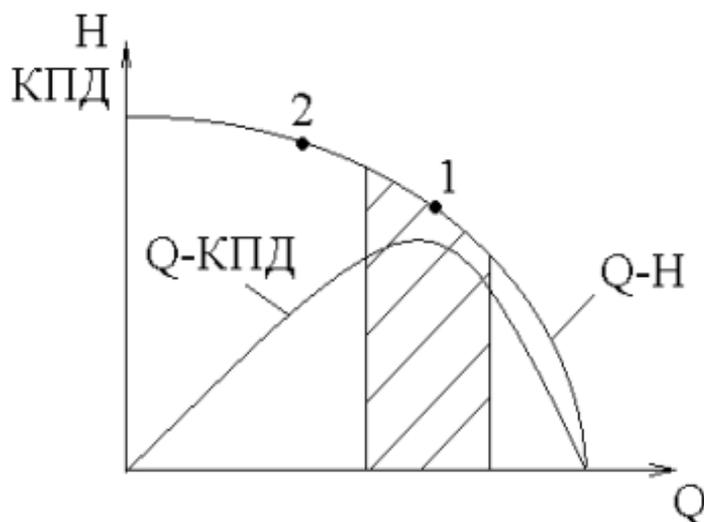


Рисунок 3.3 – График зависимости дебита от толщины пласта

Существует другая группа факторов осложнений, которые влияют на работу УЭЦН. Они связаны с компоновкой насоса и конструкцией скважины. Некоторые из них мы рассмотрим. Для того чтобы создать форсированный отбор жидкости, нужно увеличить перепад давления. Для этого насос отпускают на большую глубину. Столб жидкости, который находится в НКТ, создает высокое давление. Чтобы продукция могла начать преодолевать более высокое давление, насосу нужно увеличить напор.

На ней выделяется рабочая область с максимальными значениями КПД. Если насос работал в рабочей области до спуска, то после его спуска произойдет перемещение рабочего режима по кривой  $H-Q$  влево ( из точки 1 в точку 2). При этом произойдет уменьшение КПД. Оно обусловлено уменьшением величины полезно затраченной работы. Практика показывает, что разность равная уменьшению полезной работы насоса образует новые осложнения при эксплуатации УЭЦН.

Также существует проблема в повышении температуры откачиваемой жидкости, с возрастанием глубины спуска насоса. С увеличением температуры уменьшается долговечность обмоточного провода электродвигателя (ПЭД) и изоляции кабеля. Это в последствии приводит к

пролomu в изоляции и выхода из строя ПЭД. Кустовой метод бурения скважин привел к ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН. В интервалах кривизны, которые составляют два градуса и более на 10м ствола, начинает повышаться количество отказов оборудования. Чаще всего наступает падение установок на забое скважины.

Существуют изгибающие и сминающие силы, которые воздействуют на корпус узлов УЭЦН и силовой кабель. Это и служит причиной падения. Также искривление ротора приводит к повышению вибрационного воздействия. Виброперемещения, когда они повышены, могут вызывать напряжения в области соединения узлов УЭЦН и НКТ. Они стимулируют разрушение в месте их соединения. Также существует причина в изменении геометрических параметров рабочих колес. Это происходит за счет износа. При спуско-подъемных работах, для защиты кабеля используют центраторы. Но и они обладают недостатками. Их установка осуществляется каждые 30 метров на НКТ. Отсюда собственная вибрация насоса передается на всю длину колонны. В результате, цементный камень, который находится за обсадной колонной, начинает за счет вибраций разрушаться. Начинают появляться межколонные перетоки, т.к. теряется герметичность. Также, могут произойти нарушения целостности колонны в местах установки центраторов. Всё это усугубляется тем, что эти осложнения не встречаются по отдельности.

Эксплуатируемые скважины чаще всего имеют ряд осложнений, которые снижают эффективность УЭЦН. Порой один вид осложнений может вызвать новые проблемы при эксплуатации скважин. Для того, чтобы предотвратить некоторые осложнения, нужно выбрать оптимальный режим работы насоса. Для этого мы должны оценить, в какой области рабочей характеристики мы будем использовать насос.

Делаем пересечение из двух линий (рисунок 3.4). На графике мы видим запасы энергии, которые были накоплены в скважине 2 (зависимость работы

насоса от напора).

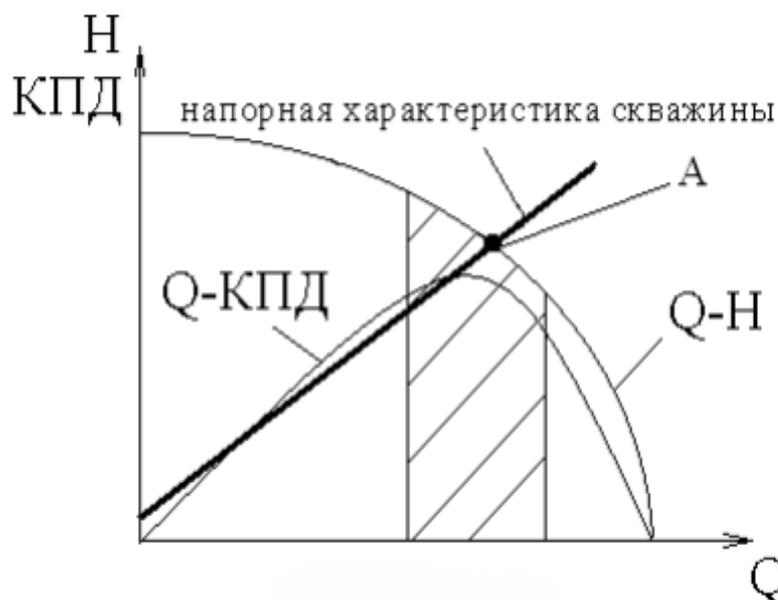


Рисунок 3.4 – Зависимость работы насоса от его напора

Точка пересечения А показывает совместную работу системы пласт-скважина-насос. Для оптимальной работы этой системы необходимо еще одно условие – выбор нужного режима работы пласта. Если посмотреть на индикаторную линию, в координатах  $Q$ - $P_{заб}$ , то мы можем выделить две зоны:

- Зона с нормальными условиями работы пласта (зона 1 на рисунке 3.4);
- Зона с пониженными забойными давлениями  $P_{заб} < \min P_{заб}$  (зона два на рисунке 3.3).  $\min P_{заб}$  отбирается из:  $P_{заб} P_{нас} = 0,75 \cdot \min$ .

При форсировании отборов жидкости из скважины, они чаще попадают во вторую зону. При этом начинается ряд проблем, который связан с добычей нефти (рисунок 3.5).

Совместный режим является одним из оптимальных режимов работы пласт-скважина-насос. При этом режиме, работа УЭЦН находится в рабочей зоне, с максимальным КПД, а пласт (по возможности) используется в зоне 1 (рисунок 3.3), при условии  $P_{заб} > \min P_{заб}$ . За режимом работы системы пласт-скважина-насос следует не только подбор оборудования для эксплуатации скважины, но и изменения фильтрационно-емкостных параметров. На

коэффициент продуктивности пласта влияют все эти методы. Коэффициент может как увеличиваться, так и уменьшаться.

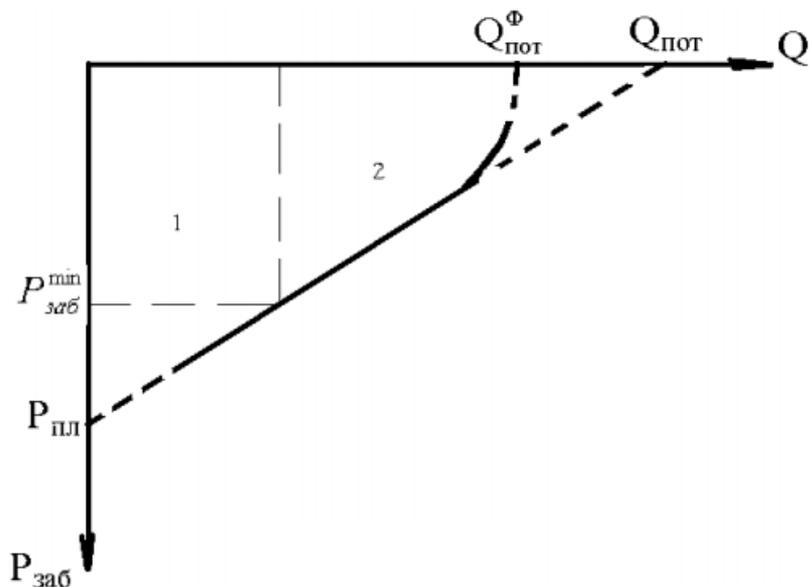


Рисунок 3.5 – График режима работы системы «пласт – скважины»

Наклон напорного параметра характеризуется коэффициентом продуктивности ( рисунок 3.2). Если говорить подробнее, то когда идет обработка пласта, мы начинаем менять наклон индикаторной линии либо в одну, либо в другую сторону.

Точка А будет перемещаться ( рисунок 3.2), потому что характеристики насоса в скважине не меняются. Но и новый режим работы может выйти из рабочей зоны. Чтобы этого не произошло, необходимо контролировать существующий режим работы системы пласт-скважина-насос.

На примере состава УНИ-4 мы рассмотрим, как изменяется режим работы пласта с насосом, при обработках призабойных зон пласта. УНИ-4 имеет состав обратной микроэмульсии, который обладает гидрофобизирующим действием. Сущность метода заключается в том, что в призабойную зону пласта закачивается состав УНИ-4 в соотношении  $1\text{ м}^3$  состава на  $1\text{ м}$  толщины пласта (эффективной). Сам по себе состав УНИ-4 основан на изменении природы смачиваемости поверхности каналов фильтрации. Гидрофильные каналы частично становятся гидрофобными. Это

происходит за счет того, что они содержат воду и взаимодействуют с УНИ-4. Это приводит к ограничению движения водной фазы и возникновению дополнительных фильтрационных сопротивлений.

В это же время в работу вовлекают низкопроницаемые пропластки, которые содержат нефть. На ОАО «Самотлорнефтегаз» были проведены работы по внедрению технологии по обработке ПЗП с использованием УНИ-4. Они были использованы на 54 скважинах, оборудованных УЭЦН. В следствии почти все скважины были с высокими показателями скин-фактора. Это свидетельствует о высокой загрязненности пород ПЗП.

Анализ эффективности оценивался коэффициентом продуктивности и по приросту дебита скважин.

В расчетах, посмотрев на результаты, мы можем наблюдать разное изменение коэффициента продуктивности скважин по жидкости в разных пластах (по пластам Б8, 1+2А1, А2+3 – незначительное уменьшение коэффициента продуктивности, а по пластам 3А1, 1+2Б10 – коэффициент почти не изменился). При анализе скважин мы можем увидеть уменьшение дебитов по жидкости в скважинах, а по нефти увеличение. Это говорит о том, что существует между составом УНИ-4 с пластовой системой в ПЗП взаимодействие.

Из графика рассмотрим изменение коэффициента работы насоса до и после обработки во всех скважинах ( рисунок 3.6). В точках с координатами 1:1 находится зона с оптимальным режимом работы. Мы видим, что многие скважины выполняют работу с отличными от 1 коэффициентами подачи насоса. Помимо этого, есть тенденция прямо пропорциональным изменением коэффициента относительной подачи насоса.

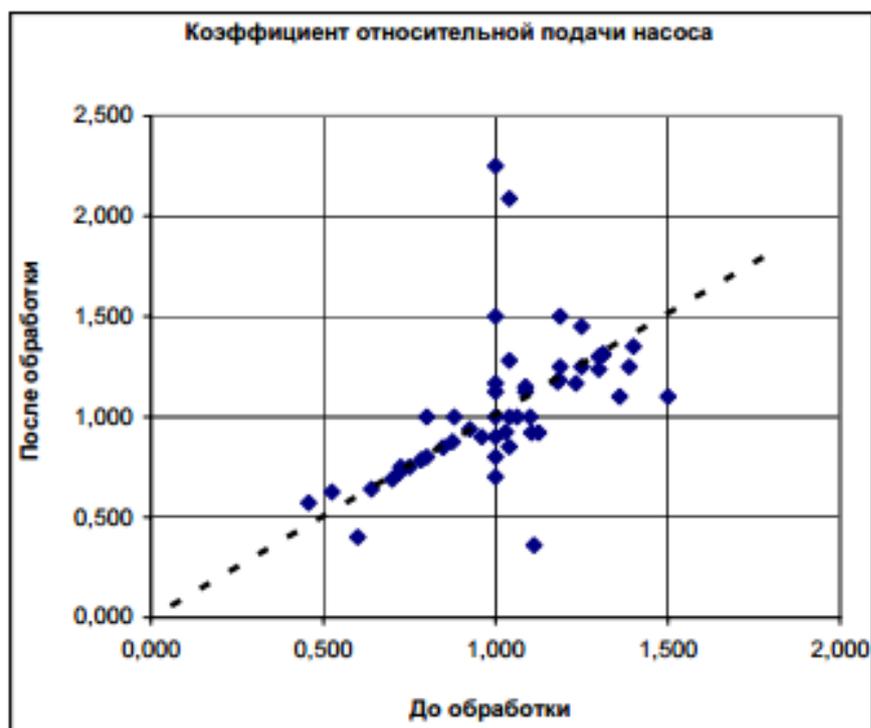


Рисунок 3.6 – Изменение коэффициента работы насоса

Режим работы не изменился у скважин, которые лежат на прямой. Но мы видим, что не все скважины лежат на этой линии, что говорит об изменении режима работы скважины. Замечено и увеличение и уменьшение жидкости. Это объясняется изменением коэффициента продуктивности скважин. Нужно проводить гидродинамические исследования пласта с вычислением коэффициента продуктивности пласта перед обработкой. С помощью этого мы можем выявить технологический эффект этой технологии воздействия на ПЗП.

Мы можем определить режим работы пласт-скважина-насос, как показано на рисунке 3.2. Если рабочий режим находится вне рабочей зоны перед проведением обработки, то следует выполнить расчеты по подбору нового УЭЦН.

Также следует учесть возможное изменение коэффициента продуктивности, который обеспечивает режим работы системы пласт-скважина-насос.

### 3.5 Выбор установки УЭЦН для разработки скважины на II месторождении

Подбор насоса к скважинам по существу сводится к выбору такого типоразмера УЭЦН, чтобы он, будучи спущен в скважину, работал в условиях оптимального или рекомендованного режима при откачке заданного дебита скважины с данной глубины. С учетом:

- 1) коэффициента продуктивности данной скважины;
- 2) обводненности добываемой продукции;
- 3) газового фактора;
- 4) данных инклинометрии;
- 5) давления насыщения;
- 6) давления пластового;
- 7) концентрации выносимых частиц.

Суть метода для подбора УЭЦН заключается в построении гидродинамической характеристики, а также в ее совмещении с характеристиками погружного насоса. Точки пересечения служат для совместных режимов работы насоса и скважины. Совокупной характеристикой работы подъемника и пласта, которая выражается как графическая зависимость напора и дебита (подачи)  $H=f(Q)$ , является гидродинамическая характеристика.

Забойное давление вычисляется по формуле:

$$P_{\text{заб}} = P_{\text{пл}} - \frac{Q}{K_{\text{пр}}}, \quad (1.1)$$

Давление на приеме насоса:

$$P_{\text{пн}} = P_{\text{заб}} - (L_{\text{с}} - H_{\text{н}}) \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g, \quad (1.2)$$

где  $\rho_{\text{ж}}$  – плотность жидкости от забоя скважины до приема насоса,

$L_{\text{с}}$  - глубина скважины.

Принимая давление на приеме насоса оптимальным  $P_{\text{опт}}$ , вычисляем глубину

спуска насоса  $H_H$  :

$$H_H = L_c + \frac{10^6 \cdot (P_{\text{опт}} + Q / K_{\text{пр}} - P_{\text{пл}})}{\rho_{\text{ж}} \cdot g}, \quad (1.3)$$

Далее по экспериментальным кривым распределения давления определяется давление на выкиде насоса  $P_{\text{вых}}$  при подаче  $Q$  [5] ( в зависимости от давления на устье и обводненности). Давление  $P_H$  для подъема  $Q$  на поверхность, имеет вид:

$$P_H = P_{\text{вых}} - P_{\text{опт}}, \quad (1.4)$$

где  $P_{\text{вых}}$  - давление на выходе насоса.

При пересчете давления ( $P_H$ ) в напор, формула (1.4) записывается в виде:

$$H = 10^6 \cdot (P_{\text{вых}} - P_{\text{опт}}) / (\rho_{\text{ж}} \cdot g), \quad (1.5)$$

У приема насоса максимальное содержание свободного газа не должно превышать больше 25% - для газосепараторов. Спускать в скважину УЭЦН без шламоуловителя запрещается, если по скважине ожидается большое количество механических примесей или отложения солей в насосе.

Результаты подбора:

- 1) Глубина спуска;
- 2) Напор насоса;
- 3) Суточный дебит (расчетный);
- 4) Минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны;
- 5) Максимальный темп кривизны на подвески УЭЦН и в зоне спуска.
- 6) Динамический уровень (расчетный).

К особым условиям эксплуатации относятся:

- 1) в зоне подвески большая температура жидкости;
- 2) на приеме насоса содержание газа (расчетное процентное);
- 3) содержание соли и механических примесей;
- 4) наличие в откачиваемой жидкости сероводорода и углекислого газа,

заносятся в паспорт-формуляр.

При подборе УЭЦН необходимо, чтобы скважина после запуска и вывода на режим работала в потенциале. Потенциал скважины определяется по следующей методике.

Стандартный расчёт через  $Q_{ж}$ ,  $P_{пл}$ ,  $P_{заб}$  (для работающих скважин)

Исходные данные:

- 1)  $Q_{ж}$  – дебит скважины текущий, м<sup>3</sup>/сут;
- 2)  $P_{пл}$  – давление пластовое, атм;
- 3)  $P_{заб}$  – давление забойное, атм;
- 4)  $P_{нас}$  – давление насыщения, атм;
- 5)  $\mu$  – вязкость нефти в пл. усл., сПз;
- 6)  $b$  – объёмный коэффициент нефти;
- 7)  $r_{скв}$  – радиус скважины, м;
- 8)  $R_k$  – радиус контура питания, м;
- 9)  $S$  – скин (определяется по результатам исследований скважин на различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WELLTEST; если подобных исследований не проводилось, скин желательно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины –  $K_{пр}$ :

$$K_{пр} = Q_{ж} / (P_{пл} - P_{заб}), \text{ при } P_{заб} > P_{нас}, \quad (1.6)$$

$$K_{пр} = Q_{ж} / (P_{пл} - P_{нас} + P_{нас} \cdot (1 - 0,2 \cdot (P_{заб} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (2 \cdot P_{заб} / P_{нас}) / 1,8)), \quad (1.7)$$

2. Определяется дебит скважины при  $P_{нас}$  –  $Q_{нас}$ :

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}), \quad (1.8)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины –  $Q_{мах}$ :

$$Q_{мах} = Q_{нас} + (K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8, \quad (1.9)$$

4. Определяется потенциальный дебит скважины

$Q_{пот}$  при  $P_{заб 50} = 50$  атм, либо, если  $P_{нас} < 50$  атм, то  $P_{заб}$  на 30% ниже  $P_{нас}$ :

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{мах} - Q_{нас}) \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2], \quad (1.10)$$

либо

$$Q_{\text{пот}} = K_{\text{пр}} \cdot (P_{\text{пл}} - P_{\text{нас}}) + [(K_{\text{пр}} \cdot P_{\text{нас}}) / 1,8] \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{\text{заб } 50} / P_{\text{нас}}) - 0,8 \cdot (P_{\text{заб } 50} / P_{\text{нас}})^2], \quad (1.11)$$

5. Определяется  $k_h$  обратным порядком:

$$k_h = K_{\text{пр}} \cdot 18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot (\ln(R_k / r_{\text{скв}}) - 0,75 + S), \quad (1.12)$$

После расчёта обратным порядком, этот параметр должен быть зафиксирован для каждой скважины (если нет более точных данных, например, из Well Test) Для скважин, на которых было проведено ГРП, при расчёте  $k_h$  подставляется скин, достигнутый в результате ГРП, для обычных скважин скин берётся равным 0, либо определяется через WellTest. Желательно для больше наглядности ввести доп. колонки с датой ГРП и скином. Желательно для большей наглядности ввести доп. колонки с датой ГРП и скином [5]. Если скважина находится в простое и  $Q_{\text{ж}} = 0$ , расчёт производится через предполагаемый режим.

Расчёт через  $k_h$  осуществляется следующим образом:

Исходные данные:

- 1)  $P_{\text{пл}}$  – пластовое давление, атм;
- 2)  $P_{\text{заб } 50}$  – потенциальное забойное давление (50 атм, либо, если  $P_{\text{нас}} < 50$  атм, то  $P_{\text{заб}}$  на 30% ниже  $P_{\text{нас}}$ );
- 3)  $P_{\text{нас}}$  – давление насыщения, атм;
- 4)  $k_h$  – проницаемость, нефтенасыщенная мощность, мД;
- 5)  $\mu$  – вязкость нефти в пл. усл., сПз;
- 6)  $\beta$  – объёмный коэффициент нефти;
- 7)  $r_{\text{скв}}$  – радиус скважины, м;
- 8)  $R_k$  – радиус контура питания, м;
- 9)  $S$  – скин (определяется по результатам исследований скважин на

различных режимах или снятии кривой восстановления давления с помощью программного комплекса WELLTEST; если подобных исследований не

проводилось, скин желателно принимать равным 0).

Расчёт производится по следующей методике:

1. Определяется продуктивность скважины –  $K_{пр}$ :

$$K_{пр} = kh / (18,4 \cdot \mu \cdot \beta \cdot \ln(R_k / r_{скв}) - 0,75 + S), \quad (1.13)$$

2. Определяется дебит скважины при  $P_{нас} - Q_{нас}$ :

$$Q_{нас} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}), \quad (1.14)$$

3. Определяется максимальный дебит скважины –  $Q_{мах}$ :

$$Q_{мах} = Q_{нас} + (K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8, \quad (1.15)$$

4. Определяем потенциальный дебит скважины  $Q_{пот}$  при  $P_{заб} = 50$  атм, либо, если  $P_{нас} < 50$  атм, то  $P_{заб}$  на 30% ниже  $P_{нас}$ :

$$Q_{пот} = Q_{нас} + (Q_{мах} - Q_{нас}) \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2], \quad (1.16)$$

либо

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + [(K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8] \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2], \quad (1.17)$$

Для расчёта потенциального дебита после ГРП необходимо в формулу (1.14) подставить значение скин фактора = -4.7. Если есть данные по продуктивности скважины, то расчёт упрощается и сводится к формуле:

$$Q_{пот} = K_{пр} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + [(K_{пр} \cdot P_{нас}) / 1,8] \cdot [1 - 0,2 \cdot (P_{заб50} / P_{нас}) - 0,8 \cdot (P_{заб50} / P_{нас})^2], \quad (1.18)$$

Расчёт Скин-эффекта после проведения ГРП.

Скин-эффект после ГРП рассчитывается исходя из  $kh$  скважины и  $K_{пр}$  после ГРП, который рассчитывается аналогично с расчётом до ГРП:

$$S = kh / (18,4 \cdot K_{пр} \cdot \mu \cdot \beta) - \ln(R_k / r_{скв}) + 0,75), \quad (1.19)$$

Расчёт  $P_{заб}$  производится следующим образом:

$$P_{заб} = P_{затр} + [(H_{сп} - H_{дин}) \cdot \rho_n] / 10 + [(H_{вд} - H_{сп}) \cdot (\rho_n \cdot (1 - \% / 100) + \rho_v \cdot \% / 100)] / 10, \quad (1.20)$$

где  $P_{затр}$  – затрубное давление, атм;

$H_{вд}$  – глубина до верхних дыр перфорации, м;

$H_{\text{дин}}$  – динамический уровень, м;

$\rho_{\text{н}}$  – плотность нефти в поверхностных условиях, г/см<sup>3</sup>;

$\rho_{\text{в}}$  – плотность пластовой воды, г/см<sup>3</sup>;

% – обводнённость, в %.

Все глубины для расчёта забойного давления берутся по вертикали (таблица 1.1). [6]

Таблица 3.1 – Минимально допустимая рабочая частота двигателя

	Напор УЭЦН по паспорту, м									
	1700	1750	1800	1850	1900	1950	2000	2050	2100	2200
$H_{\text{дин}}$ , м	Минимальная частота $f$ , Гц									
400	24,2	23,9	23,5	23,2	22,9	22,6	22,3	22	21,8	21,3
500	27,1	26,7	26,3	25,9	25,6	25,3	25	24,6	24,3	23,8
600	29,7	29,2	28,8	28,4	28	27,7	27,3	27	26,7	26,1
700	32	31,6	31,1	30,7	30,3	29,9	29,5	29,2	28,8	28,2
800	34,2	33,8	33,3	32,8	32,4	32	31,6	31,2	30,8	30,1
900	36,3	35,8	35,3	34,8	34,4	33,9	33,5	33,1	32,7	31,9
1000	38,3	37,7	37,2	36,7	36,2	35,8	35,3	34,9	34,5	33,7
1100	40,3	39,6	39,0	38,5	38	37,5	37	36,6	36,1	35,3
1200	42,3	41,4	40,8	40,2	39,7	39,2	38,7	38,2	37,7	36,9
1300	43,7	43	42,4	41,9	41,3	40,8	40,3	39,8	39,3	38,4
1400	45,3	44,7	44,0	43,5	42,9	42,3	41,8	41,3	40,8	39,8
1500	46,9	46,3	45,6	45	44,4	43,8	43,3	42,7	42,2	41,2
1600	48,5	47,81	47,1	46,4	45,8	45,2	44,7	44,1	43,6	42,6
1700	50	49,28	48,5	47,9	47,2	46,6	46	45,5	44,9	43,9

## 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

В этой главе мы рассмотрим и приведем доказательство эффективной по экономическим показателям смены УЭЦН, а также его эксплуатацию в работе с кратковременными запусками и установками.

Эффективность мы получаем за счет прироста прибыли. Прибыль достигается за счет увеличения МРП и повышения коэффициента эксплуатации скважины ( $K_{\text{Э}}$ ). Это будет способствовать увеличению годового объема добычи нефти.

### 6.1 Расчет прироста добычи нефти.

- Объем добычи нефти за год.

$$Q=q*T_k*K_{\text{Э}}*K_{\text{И}} \quad (1)$$

где:

$q$  – среднесуточный дебит скважины (т. в сут.)

$T_k$  – календарный фонд времени соответствующего месяца (сут.)

$K_{\text{Э}}$  – коэффициент эксплуатации скважины ( $K_{1\text{Э}}=0,890$  и  $K_{2\text{Э}}=0,906$ )

$K_{\text{И}}$  – коэффициент изменения дебита скважины (на 01.01.  $K_{\text{И}}=0,995$ )

Определяем ежемесячный объем добычи нефти скважины до проведения мероприятия:

$$Q_1=q*T_k*K_{1\text{Э}}*K_{\text{И}} \text{ и т.д.}$$

$$Q_1=16,7*31*0,890*0,995 =458,45 \text{ т.}$$

$$Q_2=16,7*28*0,890*0,99 =412,01 \text{ т.}$$

$$Q_3=16,7*31*0,890*0,985 =453,84 \text{ т.}$$

$$Q_4=16,7*30*0,890*0,98 =436,97 \text{ т.}$$

$$Q_5=16,7*31*0,890*0,975 =449,23 \text{ т.}$$

$$Q_6=16,7*30*0,890*0,97 =432,51 \text{ т.}$$

$$Q_7=16,7*31*0,890*0,965 =444,62 \text{ т.}$$

$$Q_8=16,7*31*0,890*0,96 =442,32 \text{ т.}$$

$$Q_9=16,7*30*0,890*0,955 =325,82 \text{ т.}$$

$$Q_{10}=16,7*31*0,890*0,95 =437,91 \text{ т.}$$

$$Q_{11}=16,7*30*0,890*0,945 =421,36 \text{ т.}$$

$$Q_{12}=16,7*31*0,890*0,94 =433,11$$

Определяем годовой объем добычи нефти по скважине до внедрения мероприятия:

$$Q_I=Q_1+Q_2+\dots+Q_{12}, \quad (2)$$

$$Q_I=5148,15 \text{ т.}$$

• Определяем ежемесячный объем добычи нефти после проведения мероприятия:

$$Q_I'=q*T_k* K_{2Э} *K_{и}, \quad (3)$$

где  $K_{2Э}$  - коэффициент эксплуатации скважины после проведения мероприятия ( $K_{2Э}=0,906$ ).

$K_{и}$  – коэффициент изменения дебита скважины после проведения мероприятия снижается на 0,005 начиная с 4<sup>-го</sup> месяца.

$$Q_1'=16,7*31*0,906*0,995 =447,93 \text{ т.}$$

$$Q_2'=16,7*28*0,906*0,995 =421,53 \text{ т.}$$

$$Q_3'=16,7*31*0,906*0,995 =466,70 \text{ т.}$$

$$Q_4'=16,7*30*0,906*0,99 =449,37 \text{ т.}$$

$$Q_5'=16,7*31*0,906*0,985 =462,01 \text{ т.}$$

$$Q_6'=16,7*30*0,906*0,98 =444,83 \text{ т.}$$

$$Q_7'=16,7*31*0,906*0,975 =457,31 \text{ т.}$$

$$Q_8'=16,7*31*0,906*0,97 =454,97 \text{ т.}$$

$$Q_9'=16,7*30*0,906*0,965 =438,02 \text{ т.}$$

$$Q_{10}'=16,7*31*0,906*0,96 =450,27 \text{ т.}$$

$$Q_{11}'=16,7*30*0,906*0,955 =433,48 \text{ т.}$$

$$Q_{12}'=16,7*31*0,906*0,95 =445,58 \text{ т.}$$

Определяем годовой объем добычи нефти по после внедрения мероприятия:

$$Q_{II}= Q_1' + Q_2' + \dots + Q_{12}' = 5372 \text{ т.}$$

• Рассчитываем прирост добычи нефти в результате проведения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{II} - Q_I \quad (4)$$

$$\Delta Q = Q_{II} - Q_I = 5372 - 5148,15 = 223,85 \text{ т.}$$

## 6.2 Расчет условно-постоянных и условно-переменных затрат при добыче нефти

Калькуляция себестоимости 1т. нефти:

Таблица 6.1 – нормы расходов по статьям

№ п/п	Наименование статей затрат	рублей
1	Расходы на эл. Энергию по извлечению нефти	4,84
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	49,4
3	Основная зарплата производственных рабочих	9,0
4	Отчисления на специальные нужды	3,49
5	Амортизация скважин	51,8
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	0,6
7	Расходы на технологическую подготовку нефти	2,5
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	135,5
9	Цеховые расходы	6,9
10	Общепроизводственные расходы	118,6
11	Прочие производственные расходы	89,3
12	Производственная себестоимость валовой продукции ( $\sum 1 \dots 11$ )	470,94

Условно – постоянные затраты – статьи № 3, 4, 5, 8, 9, 10.

Условно – переменные затраты – статьи № 1, 2, 6, 7, 11.

Расчет условно – постоянных затрат

До проведения мероприятия.

Исходя из калькуляции себестоимости определяем затраты (расходы):

Зарплата производственных рабочих:

$$C_{1..3} = C_3' * Q_I \quad (5)$$

$$C_{1..3} = C_3' * Q_I = 9.0 * 5148,15 = 46333,35 \text{ руб.}$$

Социальные нужды:

$$C_{1.4} = C_4' * Q_I \quad (6)$$

$$C_{1.4} = C_4' * Q_I = 3,49 * 5148,15 = 17967,04 \text{ руб.}$$

Амортизация:

$$C_{1.5} = C_5' * Q_I \quad (7)$$

$$C_{1.5} = C_5' * Q_I = 51,8 * 5148,15 = 266674,17 \text{ руб.}$$

Содержание и эксплуатацию оборудования:

$$C_{1.8} = C_8' * Q \quad (8)$$

$$C_{1.8} = C_8' * Q_I = 135,5 * 5148,15 = 697574,32 \text{ руб.}$$

Цеховые расходы:

$$C_{1.9} = C_9' * Q \quad (9)$$

$$C_{1.9} = C_9' * Q_I = 6,9 * 5148,15 = 35522,23 \text{ руб.}$$

Сумма общепроизводственных расходов:

$$C_{1.10} = C_{10}' * Q_I \quad (10)$$

$$C_{1.10} = C_{10}' * Q_I = 118,6 * 5148,15 = 610570,59 \text{ руб.}$$

Сумма условно – постоянных расходов остается неизменной при изменении добычи нефти (проведение мероприятия)

$$C_{1.3} = C_{2.3}$$

$$C_{1.4} = C_{2.4}$$

$$C_{1.5} = C_{2.5}$$

$$C_{1.8} = C_{2.8}$$

$$C_{1.9} = C_{2.9}$$

$$C_{1.10} = C_{2.10}$$

Условно – постоянные затраты на 1т. нефти после проведения мероприятия:

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} \quad (11)$$

$$C_3'' = C_{2.3} / Q_{II} = 46333,35 / 5372 = 8,62 \text{ руб.}$$

$$C_4'' = C_{2.4} / Q_{II} = 17967,04 / 5372 = 3,34 \text{ руб.}$$

$$C_5'' = C_{2.5} / Q_{II} = 266674,17 / 5372 = 49,64 \text{ руб.}$$

$$C_8'' = C_{2.8} / Q_{II} = 697574,32 / 5372 = 129,85 \text{ руб.}$$

$$C_9'' = C_{2.9} / Q_{II} = 35522,23 / 5372 = 6,61 \text{ руб.}$$

$$C_{10}'' = C_{2.10} / Q_{II} = 610570,59 / 5372 = 113,65 \text{ руб.}$$

Расчет условно – переменных затрат

По условно – переменным затратам расходы на 1т. нефти до и после проведения мероприятия принимаем равными.

Определяем расходы по статьям условно – переменных затрат:

На эл. энергию по извлечению нефти:

а) до проведения мероприятий

б) после проведения мероприятий

$$\text{а) } C_{1.1} = C_1' * Q_I = 4,84 * 5148,15 = 24917,05 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2.1} = C_1' * Q_{II} = 4,84 * 5372 = 26000,48 \text{ руб.}$$

По искусственному воздействию на пласт:

$$\text{а) } C_{1.2} = C_2' * Q_I = 49,4 * 5148,15 = 254318,61 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2.2} = C_2' * Q_{II} = 49,4 * 5372 = 265376,8 \text{ руб.}$$

По сбору и транспортировке нефти:

$$\text{а) } C_{1.6} = C_6' * Q_I = 0,6 * 5148,15 = 3088,9 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2.6} = C_6' * Q_{II} = 0,6 * 5372 = 3223,2 \text{ руб.}$$

На технологическую подготовку нефти:

$$\text{а) } C_{1.7} = C_7' * Q_I = 2,5 * 5148,15 = 12870,37 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2.7} = C_7' * Q_{II} = 2,5 * 5372 = 13430 \text{ руб.}$$

Прочие производственные расходы:

$$\text{а) } C_{1.11} = C_{11}' * Q_I = 89,3 * 5148,15 = 459729,80 \text{ руб.}$$

$$\text{б) } C_{2.11} = C_{11}' * Q_{II} = 89,3 * 5372 = 479719,6 \text{ руб.}$$

Полученные значения сводим в таблицу – 6.2.

Таблица 6.2 - Калькуляции себестоимости нефти

№ п/п	Наименование затрат	Сумма затрат				Отклонения
		До проведения мероприятий		После проведения мероприятий		
		всего	1 т.	всего	1т.	
1	Расходы на эл. энергию по извлечению нефти	24917,05	4,84	26000,48	4,84	---
2	Расходы по искусственному воздействию на пласт	254318,61	49,40	265376,8	49,40	---
3	Основная заработная плата производственных рабочих	46333,35	9,00	44154,18	8,62	- 0,38
4	Отчисления на социальные нужды	17967,04	3,49	17967,04	3,34	- 0,15
5	Амортизация скважин	266674,17	51,80	266674,17	49,64	- 2,16
6	Расходы по сбору и транспортировке нефти	3088,9	0,60	3223,2	0,60	---
7	Расходы на технологию подготовки нефти	12870,37	2,50	13430	2,50	---
8	Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	697574,32	135,50	697574,32	129,85	- 5,65
9	Цеховые расходы	35522,23	6,90	35522,23	6,61	- 0,29
10	Общепроизводственные расходы	610570,59	118,60	610570,59	113,65	- 4,95
11	Прочие производственные расходы	459729,80	89,30	479719,6	89,30	---
12	Производственная себестоимость валовой продукции (∑ п.п. 1...11)	2429566,43	471,93	2460212,61	458,35	- 13,58

### 6.3 Расчет затрат на проведение организационно-технического мероприятия

Расчет основной заработной платы

Таблица 6.3 - Нормы человеко-часов на проведение мероприятия

№ п/п	Профессия	Количество	Разряд	Затраты времени на проведение мероприятия, час
1	Мастер ПРС	1	10	22
2	Мастер ЦДНГ	1	10	2
3	Оператор ПРС	1	8	112
4	Оператор ПРС	1	6	112
5	Оператор глушения скважин	1	6	10,12
6	Оператор ДНГ	1	7	2
7	Стропальщик	1	6	6
8	Стропальщик	1	5	6
9	Электромонтажник	1	7	6
10	Слесарь КИП и А	1	7	6

Заработная плата рабочего повременно:

$$Зр.п.=Ч*Т*С_2, \quad (12)$$

где:

Ч – численность рабочих соответствующего разряда;

Т – затраты времени рабочего соответствующего разряда на проведение мероприятия, час;

С<sub>2</sub> – годовая тарифная ставка рабочего соответствующего разряда, руб.

Расчет заработной платы сводим в таблицу 6.4.

Таблица 6.4 - Заработная плата рабочих за проведение мероприятия

№ п/п	Профессия	Кол-во	Разряд	Затраты времени, час	Часовая тарифн. ставка	Сумма зар. платы, руб.
1	Мастер ЦПРС	1	10	22	16,85	370,7
2	Мастер ЦДНГ	1	10	2	16,85	33,7
3	Оператор ПРС	1	8	112	14,74	1650,88
4	Оператор ПРС	1	6	112	12,08	1352,96
5	Оператор глуш.скважин	1	6	10,12	12,08	122,25
6	Оператор ДНГ	1	7	2	13,56	27,12
7	Стропальщик	1	6	6	12,08	72,48

8	Стропальщик	1	5	6	9,80	58,80
9	Электромонтажник	1	7	6	13,56	81,36
10	Слесарь КИП и А	1	7	6	13,56	81,36
11	Итого					3851,61

Определяем размер доплат, учитывающих размер премии:

$$D_p = Z_{p.p.} * N_{пр} / 100, \quad (13)$$

где  $N_{пр}$  – размер премии в % от повременного заработка (для разных категорий разный).

$$D_p = 370,7 * 40 / 100 = 148,28 \text{ руб.}$$

$$D_p = 33,7 * 40 / 100 = 13,48 \text{ руб.}$$

$$D_p = 1650,88 * 40 / 100 = 660,35 \text{ руб.}$$

$$D_p = 1352,96 * 40 / 100 = 541,18 \text{ руб.}$$

$$D_p = 122,25 * 30 / 100 = 36,68 \text{ руб.}$$

$$D_p = 27,12 * 40 / 100 = 10,85 \text{ руб.}$$

$$D_p = 72,48 * 30 / 100 = 21,74 \text{ руб.}$$

$$D_p = 58,8 * 30 / 100 = 17,64 \text{ руб.}$$

$$D_p = 81,36 * 30 / 100 = 24,41 \text{ руб.}$$

$$10) D_p = 81,86 * 30 / 100 = 24,41 \text{ руб.}$$

$$\sum D_p = 1499,02 \text{ руб.}$$

Определяем повременный премиальный заработок:

$$Z_{рас} = \sum Z_{p.p.} + \sum D_p \quad (14)$$

$$Z_{рас} = \sum Z_{p.p.} + \sum D_p = 3851,61 + 1499,02 = 5350,63 \text{ руб.}$$

Определяем заработную плату с учетом районного коэффициента:

$$Z_{p.k.} = Z_{рас} * K_p \quad (15)$$

$$Z_{p.k.} = Z_{рас} * K_p = 5350,63 * 1,5 = 8025,95 \text{ руб.}$$

Определяем северные доплаты:

$$Z_{\text{сев}} = Z_{\text{рас}} * H_{\text{сев}} / 100 \quad (16)$$

$$Z_{\text{сев}} = Z_{\text{рас}} * H_{\text{сев}} / 100 = 5350,63 * 70 / 100 = 3745,44 \text{ руб.}$$

Определяем общую заработную плату рабочих:

$$Z_{\text{общ}} = Z_{\text{р.к.}} + Z_{\text{сев}} \quad (17)$$

$$Z_{\text{общ}} = 8025,95 + 3745,44 = 11771,39 \text{ руб.}$$

Расчет дополнительной заработной платы:

$$Z_{\text{доп.}} = Z_{\text{общ}} * q / 100 \quad (18)$$

$$Z_{\text{доп.}} = Z_{\text{общ}} * q / 100 = 11771,39 * 11 / 100 = 1294,85 \text{ руб., где}$$

$q$  – размер дополнительной заработной платы в % от основной заработной платы (принимая  $q = 11\%$ )

Расчет отчислений на социальные нужды:

$$O_{\text{с.н.}} = (Z_{\text{общ}} + Z_{\text{доп.}}) * O'' / 100, \quad (19)$$

где:

$O''$  - размер отчислений на соц. Нужды в % от  $Z_{\text{общ}}$  и  $Z_{\text{доп}}$

$$O_{\text{с.н.}} = (11771,39 + 1294,85) * 38,5 / 100 = 5030,5 \text{ руб. (} O'' = 38,5\% \text{).}$$

Расчет расхода материалов

Расчет затрат на материалы сводим в таблицу 6.5.

Таблица 6.5 - Расходы на материалы

№ п/п	Наименование материала	Единицы изм.	Коли - чество	Цена за единицу мат.	Общая стоимость материала в руб.
	Раствор глушения	м <sup>3</sup>	90	65	5850

Расчет расхода электроэнергии

$$Z_{\text{э/э}} = T_{\text{р}} * Z_{\text{уд.э/э}} * N, \text{ где} \quad (20)$$

где:

$T_{\text{р}}$  – время проведения мероприятия, (отработанное время);

$Z_{\text{уд.э/э}}$  – затраты удельные (эл. энергии на 1 час работы) = 0,52 руб/Квт.

N – количество проведенных мероприятий.

$$Z_{\text{э/э}} = 112 * 0,52 * 1 = 58,24 \text{ руб.}$$

Расчет износа МБП (малоценных быстроизнашивающихся предметов)

$$Z_{\text{МБП}} = T * Z_{\text{уд.МБП}} * N, \text{ где} \quad (21)$$

где:

T – время проведения 1<sup>го</sup> мероприятия

N – количество мероприятий

Z<sub>уд.МБП</sub> – расход МБП за 1 час работы

$$Z_{\text{МБП}} = 112 * 5,8 * 1 = 649,6 \text{ руб.}$$

Расчет амортизации основных фондов

$$A = C_{\text{п}} * N * N_{\text{а}} / 100; \quad (22)$$

где:

C<sub>п</sub> – балансовая стоимость единицы оборудования, руб;

N – количество оборудования;

N<sub>а</sub> – норма амортизации.

Полученные значения сводим в таблицу 6.6

Таблица 6.6 - Расходы на амортизацию оборудования при проведении мероприятия

№ п/п	Наименование оборудования	Кол-во	Балансовая стоимость единицы оборудования, руб.	Норма амортизации	Сумма амортизации, руб.
1	Погружной центробежный насос УЭЦН	1	244550	22,2	54290,1
2	Насосно-компрессорная труба	2534 м.	275/м.	22,2	154700,7
3	Емкость V = 50 м <sup>3</sup>	1	18120	11,2	2029,44
4	Емкость V = 25 м <sup>3</sup>	1	10200	11,2	1142,4
5	Подъемник А <sub>3</sub> – 37А	1	241000	20	48200
6	Вагон - дом	1	110000	14,3	15730
7	Электроплита	1	4500	11	495
8	Приемные мостки	1	95460	20	19022

9	Вагон инструменталка	1	19560	14,3	2797,08
10	Итого, А - годовая				298406,72

Определяем часовую сумму амортизации:

$$A_{\Gamma} = A_{\Gamma} / (24 * 365) \quad (23)$$

$$A_{\Gamma} = A_{\Gamma} / (24 * 365) = 298406,72 / 4380 = 34,06 \text{ руб.}$$

Определяем амортизацию на проведенное мероприятие:

$$A_p = A_{\Gamma} * T_p \quad (24)$$

$$A_p = A_{\Gamma} * T_p = 34,06 * 112 = 3814,72 \text{ руб.}$$

Расчет сводится в таблицу 6.7

Таблица 6.7 - Затраты на получение услуг в проведении мероприятия

№ п/п	Наименование	Кол - во	Затраты времени, ч.	Стоимость 1ч. работы, руб.	Общая стоимость услуг, руб.
1	Цементированный агрегат ЦА - 320	1	20	47,38	947,6
2	Подъемник – 37А	1	112	62,81	7034,72
3	Трактор К - 700	1	6	77,55	465,3
4	Автомашина «Урал» - 375 (трубовоз)	1	8	38,22	306,56
5	Автомашина «Урал»-Вахта	1	26	38,77	1008,02
6	Автоцистерна АЦН - 12	1	34	32,53	1106,02
7	Площадка КРАЗ - 255	1	6	58,45	350,7
8	Автокран ЗИЛ – 130, КС -2561	1	6	69,45	416,7
9	Итого:				11635,62

Расчет прочих расходов

$$C_{\text{пр}} = (Z_{\text{пр}} * P_p) / 100; \text{где} \quad (25)$$

где:

$P_p$  – размер прочих расходов в % от прямых затрат ( $P_p = 4\%$ )

$Z_{пр}$  – прямые затраты

$$Z_{пр} = Z_{общ} + Z_{доп} + O_{с.н.} + \sum Z_{мат.} + Z_{э/э} + Z_{МБП} + A_p + Z_{усл.} \quad (26)$$

$$Z_{пр} = 11771,39 + 1294,85 + 5030,5 + 5850 + 58,24 + 649,6 + 3814,72 + 11635,62 = 40104,92 \text{ руб.}$$

$$C_{пр} = (40104,92 * 4) / 100 = 1604,2 \text{ руб}$$

Расчет цеховых расходов

$$C_{цех} = (Z_{пр} * Ц) / 100, \text{ где} \quad (27)$$

Ц – размер цеховых расходов в % от прямых затрат.

$$C_{цех} = (40104,92 * 15) / 100 = 6015,74 \text{ руб.}$$

Расчет сметы затрат на проведение мероприятия

Расчет сводим в таблицу 6.8

Таблица 6.8 - Смета затрат на проведение мероприятия

№ п/п	Статьи затрат	Суммы, руб.
1	Основная заработная плата	3851,61
2	Дополнительная заработная плата	1499,02
3	Отчисления на социальные нужды	5030,5
4	Расходы на материалы	5850
5	Расходы на электроэнергию	58,24
6	Износ МБП	649,6
7	Амортизация основных фондов	3814,72
8	Услуги собственные, вспомогательные и со стороны	11635,62
9	Прочие расходы	1604,2
10	Цеховые расходы	6015,74
11	Итого (Единовременные затраты):	40009,25

#### 6.4 Расчет годового экономического эффекта

$$\Delta \Gamma = (C_1 - C_2') * Q_{п}, \text{ где} \quad (28)$$

$C_1$  – себестоимость 1т. нефти до проведения мероприятий

$C_2'$  - себестоимость 1т. нефти после проведения мероприятий с учетом

единовременных затрат.

$$C_2' = (C_2^2 + 3_{ед}) / Q_{II}, \quad (29)$$

где -  $C_2^2$  – годовая себестоимость после проведения мероприятий.

$$C_2' = (2460212,61 + 40009,25) / 5372 = 465,42 \text{ руб/т.}$$

$$\Delta \Gamma = (471,93 - 465,42) * 5372 = 34971,72 \text{ руб.}$$

Условно – годовая экономия на 1т. нефти

$$Y_{г.уд} = \Delta \Gamma / Q_{II} = 34971,72 / 5372 = 6,51 \text{ руб/т.} \quad (30)$$

Общая условно – годовая экономия

$$Y_{г.уд} = \Delta \Gamma / Q_I = 34971,72 / 5148,15 = 6,79 \text{ руб/т.} \quad (31)$$

### 6.5 Расчет прироста прибыли от проведения мероприятия

Определяем прибыль до проведения мероприятий:

$$\Pi_1 = (Ц - C_1) * Q_I \quad (32)$$

$$\Pi_1 = (600 - 470,94) * 5148,15 = 664420,23 \text{ руб.}$$

Определяем прибыль после проведения мероприятий:

$$\Pi_2 = (Ц - C_2') * Q_{II} \quad (33)$$

$$\Pi_2 = (600 - 465,42) * 5372 = 722963,76 \text{ руб.}$$

Определяем прирост прибыли:

$$\Delta \Pi = \Pi_2 - \Pi_1 \quad (34)$$

$$\Delta \Pi = 722963,76 - 664420,23 = 58543,53 \text{ руб.}$$

Определяем удельный прирост прибыли:

$$\Delta \Pi_{уд} = \Delta \Pi / Q_{II} \quad (35)$$

$$\Delta \Pi_{уд} = 58543,53 / 5372 = 10,89 \text{ руб/т.}$$

Основные полученные результаты сводим в таблицу 6.9.

Таблица 6.9 - Техничко-экономические показатели проведения мероприятия

№ п/п	Наименование показателей	Единицы измерения	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Откло-нения
1	Годовой объем добычи нефти	т.	5148,15	5372	+223,85
2	Дебит скважины	т/сут.	16,7	16,7	

3	Годовая себестоимость нефти без единовременных затрат	руб.	2429566,43	2460212,61	-30646,18
4	Себестоимость 1т. нефти с учетом единовременных затрат	руб.	471,93	458,35	+13.58
5	Условно годовая экономия на 1т. нефти	руб.		6,79	
6	Прибыль	руб.	664420,23	722963,76	+58543,53
7	Прирост прибыли	руб.	58543,53		

Вывод:

В результате эксплуатации УЭЦН с кратковременными запусками и остановками, при его смене дебит по нефти не увеличится. Происходит увеличение МРП, а за счет этого и коэффициент эксплуатации скважины (Кэ). Это нам позволяет увеличить годовой объем по добыче нефти. Себестоимость одной тонны нефти при этом снижается. Из-за того что происходит снижение себестоимости и увеличение дебита нефти, условно-годовая экономия на одну тонну составит 6,79 рублей и даст нам прибыль в размере 58543,53 рублей/год. Из этого мы можем сделать вывод, что смена УЭЦН, а также его эксплуатация в режиме работы с кратковременными запусками и остановками является экономически выгодными

## **7 Социальная ответственность**

На II месторождении в ОАО «Томскнефть» ВНК уделяется исключительно большое внимание экологическим аспектам и проблемам, возникающим при добыче нефти, соблюдению техники безопасности при проведении работ предотвращению разливов нефти и порывов трубопроводов. Ежегодно более 100 млн. руб. выделяется на рекультивацию нефтезагрязненных земель и мониторинг окружающей среды.[11]

Добываемая жидкость со скважин при помощи установок электроцентробежных насосов подаётся на устье скважины, далее через фонтанную арматуру и выкидные линии проходит через АГЗУ (автоматизированная газо – замерная установка), где замеряется количество добываемой нефти, воды и газа.

После замера дебита скважины, жидкость по трубопроводу транспортируется на УПН. Для системы поддержания пластового давления на II месторождении пробурены две водозаборные скважины. При помощи УЭЦН вода сеноманского горизонта через блок распределения воды под высоким давлением распределяется по нагнетательным скважинам.

### **7.1 Производственная безопасность**

### 7.1.1 Анализ выявленных вредных факторов фонда добывающих скважин на II месторождении (Томская область)

Таблица 7.1 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации фонда скважин

Источник фактора, наименование видов работ	Факторы		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Обслуживание и эксплуатация фонда скважин	1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны;  2. Неудовлетворительные метеорологические условия;  3. Повышенный уровень шума и вибрации;  4. Отсутствие или недостаток освещенности.	1. Поражение электрическим током;  2. Пожароопасность;  3. Взрывоопасность;  4. Давление в системах работающих механизмов.	1. ГОСТ 12.1.007 – 76 ССБТ «Вредные вещества»; 2. ГОСТ 12.1.038–82 ССБТ «Электробезопасность»; 3. СНиП 2.09.04.87 4. ГОСТ 356 – 80 «Давления условные пробные и рабочие»; 5. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности, 2013г.

#### Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД) [1].

СИЗОД подбираются по размерам и хранятся на рабочих местах в шкафах, каждые в своей ячейке. На каждой ячейке и на сумке противогаза должна быть укреплена бирка с указанием фамилии владельца, марки и размера маски. СИЗОД проверяются и заменяются в сроки, указанные в их технических паспортах и заводских инструкциях по эксплуатации. В газоопасных местах вывешиваются предупредительные надписи: «Газоопасно», «Проезд запрещен» и т.п.

К газоопасным работам допускаются только после проведения инструктажа, получения наряда–допуска, а также утвержденного плана ведения газоопасных работ.

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

#### Пониженная температура окружающей среды

В целях предупреждения несчастных случаев, связанных с работой на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях в холодное время года, в ОАО «Томскнефть» ВНК установлены предельные значения температуры, при которых не могут производиться следующие работы на открытом воздухе [2]:

1) лесозаготовительные работы:

без ветра: - 39 °С; при скорости ветра: до 5 м/с: - 38 °С; от 5 до 10 м/с: - 37 °С; свыше 10 м/с: - 36 °С;

2) ремонтные и строительно – монтажные работы:

без ветра: - 36 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 33 °С; от 5 до 8 м/с: - 31 °С; свыше 8 м/с: - 29 °С;

3) все остальные работы:

без ветра: - 37 °С; при скорости ветра до 5 м/с: - 36 °С; от 5 до 10 м/с: - 35 °С; свыше 10 м/с: - 33 °С.

При работах в необогреваемых закрытых помещениях работы прекращаются при температуре - 37 °С и ниже.

При температуре окружающего воздуха - 11 °С и ниже лица, работающие на открытом воздухе и в необогреваемых закрытых помещениях, предоставляются перерывы для обогрева в специально отведенных помещениях.

#### Повышенный уровень шума и вибрации

Многие производственные процессы (клепка, штамповка, ковка, зачистка, работа производственного оборудования) сопровождаются

значительным уровнем шума или вибрации, которые являются причиной отрицательного действия не только на органы слуха, но и на нервную систему человека. Человек ощущает звуки с частотой колебаний в пределах от 16 до 20 000 Гц. Допустимый уровень шума в механических цехах не должен превышать 80 дБ. Колебание более низкой частоты (меньше 16 Гц - инфразвук) и более высокой частоты (выше 20000 Гц - ультразвук) воспринимаются человеком не как звук, а как вибрация (сотрясения). Непосредственное действие вибрации имеет место при работе с ручным инструментом.

Для защиты органов слуха применяют Антифоны-заглушки (снижение шума) при технологических процессах, сопровождающихся производственным шумом, превышающим допустимые нормы (гидравлический разрыв пластов и др.).

Их изготавливают из плексигласа, они представляют собой конусообразный корпус (со сквозным каналом с нарезкой), в который вставляют алюминиевую головку с ленточной резьбой.

Звук, проходя по резьбе головки, поступает в слуховой проход значительно ослабленным.

Антифоны-заглушки монтируются в эбонитовую часть наушника, прикрывающую снаружи не только ушную раковину, но и околоушную область.

При использовании антифонов-заглушек высокочастотный шум 1200-8000 Гц снижается на 12-15 дБ, при этом звук воспринимается органом слуха мягче, разборчивость речи сохраняется.

Ношение антифонов-заглушек должно быть периодическим: на период 30-40 минут с последующим перерывом в течение того же времени.

#### Недостаток освещенности

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков,

отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках - аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [5].

Таблица 7.2 - Нормы освещенности рабочих поверхностей при искусственном освещении основных производственных зданий и площадок в нефтяной промышленности

Наименование объекта	Разряд работ	Освещенность (лк) при общем освещении лампами накаливания
На буровых установках:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) роторный стол		100
в) пульт и щит управления без измерительной аппаратуры (рычаги, рукоятки)	VI	75
г) пульт и щит управления с измерительной аппаратурой	IVв	150
д) дизельное помещение	VI	50
е) компенсаторы буровых насосов	VI	75
ж) люлька верхового рабочего, полати	IX	30
з) механизм захвата и подъема труб АСП и МСП	IX	50
и) редуктор (силовое помещение)	VIIIa	30
к) желобная система	XI	10
л) приемный мост, стеллажи	XI	10

м) глиномешалка, сито, сепаратор	VIIIa	30
н) маршевые лестницы, переходы вдоль желобной системы и т.п.	XI	10
Рабочие места при подземном и капитальном ремонтах скважин:		
а) рабочая площадка	IX	30
б) люлька верхового рабочего		100
в) роторный стол	IX	50
г) приемный мост, стеллаж	XI	10
Насосные станции	VI	50
Компрессорные цеха газоперерабатывающих заводов	IV	75
Места замеров уровня нефти в резервуарных парках	IX	50
Устья нефтяных скважин, станки-качалки (при их обслуживании в темное время суток)	X	30
Места управления задвижками на территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	VIIIa	30
Территории резервуарных парков, групповых установок и т.п.	XIII	2
Нефтеналивные и сливные эстакады:		
на поверхности пола	X	30
на горловине цистерны	IX	50

### Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электроопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа.

Электрооборудование должно иметь исправную взрывозащиту, проходить техническое обслуживание и текущие ремонты согласно графика ППР с записью в «Журнале осмотра взрывозащищенного оборудования», который храниться у мастеров цеха. В журнале указываются виды проведенных работ, с подписями их производивших. Работы, выполняемые на кустовых

площадках, должны проводиться искробезопасным инструментом.

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

### **7.1.2 Анализ выявленных опасных факторов фонда добывающих скважин на II месторождении (Томская область)**

В связи с тем, что при ликвидации возникших осложнений при добыче и перекачке нефти, могут выделяться взрывоопасные, пожароопасные и токсичные вещества, (нефть, сероводород, природный газ, меркаптаны, деэмульгаторы, различные реагенты и горюче-смазочные вещества) в соответствии со СНиП 2.09.04.87 данное производство отнесено к классу В-1Г и В-1.

Кустовые площадки спроектированы с соблюдением действующих норм и правил. Пожароопасность кустовых площадок обеспечивается рядом противопожарных мероприятий [3]:

- сооружения размещены на площадке с соблюдением противопожарных расстояний между ними;
- выполнена молниезащита, защита оборудования и трубопроводов от электрической и электромагнитной индукции;
- кустовые площадки обеспечены осветительной аппаратурой во взрывозащищенном исполнении;
- используемое технологическое электрооборудование принято во взрывозащищенном исполнении, соответствует категории и зоне взрывоопасности площадок;

- объем КИПиА позволяет держать под контролем технологический процесс добычи нефти и закачки воды в пласт, добычи сеноманской воды;
- предусмотрена предаварийная звуковая и световая сигнализация при отклонении технологических параметров от нормы;
- ведется контроль воздушной среды в помещении замерной установки с сигнализацией загазованности и включением аварийной вентиляции при необходимости;
- на кустовых площадках предусмотрен контроль воздушной среды газоанализаторами;
- дыхательные клапаны подземных емкостей оснащены встроенными огнепреградителями;
- конструкция насосных агрегатов подземных емкостей и объем защит обеспечивает нормальную его работу и автоматический останов агрегата при возникновении условий, нарушающих безопасность;
- согласно РД 39-22-113-78 «Временные правила защиты от статического электричества на производственных установках и сооружениях нефтяной и газовой промышленности» опасность действия статического электричества устраняется тем, что специальными мерами создается утечка электрических зарядов, предотвращая накопление энергии заряда выше уровня 0,4 А·мин;
- все металлические и электропроводные неметаллические части технологического оборудования заземляются. Заземляющее устройство для защиты от статического электричества объединены с заземляющими устройствами электрооборудования;
- основные потребители электроэнергии – электродвигатели технологического оборудования, электроприемники блок-боксов и освещение территории кустовых площадок относятся по надежности электроснабжения ко II категории.

Для взрывоопасных помещений, площадок наружных помещений

проведена классификация по категориям взрывопожарной опасности, определены границы взрывоопасных зон (таблица 31).

Классификация технологических блоков по взрывоопасности приведена в таблице 32.

Планировка площадок кустов скважин, при возникновении аварии, захватывающей большую площадь, позволяет перемещаться по территории людям и пожарной технике; имеет площадку для размещения пожарной техники, два въезда.

Таблица 7.3 – Взрывопожарная и пожарная опасность производственных зданий, помещений и наружных сооружений

Наименование помещений, наружных установок и оборудования	Категория взрывопожарной и пожарной опасности по НПБ 105-03	Классификация взрывоопасных зон по ПУЭ			Границы взрывоопасной зоны
		Класс зоны	Категория и группа взрывоопасных смесей	По ПБ 08-624-03	
Технологический блок, замерная установка	А	В-1а	ПА-Т1 ПА-Т3	1  1	Зона В-1г – до 0,5 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от проемов за наружными ограждающими конструкциями помещения Зона 1 (ПБ) закрытое помещение в котором установлено закрытое технологическое оборудование, содержащее нефть Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали вокруг отверстий блока
Блок автоматики замерной установки	Д	-	-	-	-
Блок напорной гребенки	Д	-	-	-	-
Емкость подземная дренажная	Ан	В-1г	ПА-Т3	1  2	Зона В-1г (ПУЭ) до 5 м по горизонтали и вертикали от дыхательного клапана Зона 1 (ПБ) 3м по горизонтали и вертикали и до земли от дыхательного клапана. Зона 2 (ПБ) 2м по горизонтали и вертикали от зоны 1
Устье нефтедобывающей скважины	Ан	В-1г	ПА-Т1 ПА-Т3	0  1	Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и вертикали от скважины Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0
Устье нагнетательной скважины	Д	-	-	-	При «отработке» на нефть - см. п. 4 таблицы
Устье водозабор-	Ан	В-1г	ПА-Т1		Зона В-1г до 3 м (ПУЭ) по горизонтали и

ных скважин				0	вертикали от скважины
				1	Зона 0 (ПБ) 1,5м радиусом вокруг скважины Зона 1 (ПБ) 1,5м радиусом от зоны 0

Таблица 7.4 – Классификация технологических блоков по взрывоопасности

Имя блока	Номера позиций аппаратуры, оборудования, составляющие технологического блока	Относительный энергетический потенциал технологического блока	Категория взрывоопасности	Классы зон по уровню опасности возможных разрушений, травмирования персонала*
Блок зу	зу	9,977	III	Зона 1 R=3,23 Зона 2 R=4,76 Зона 3 R=8,15 Зона 4 R=23,78 Зона 5 R=47,56
Блок Е	Е	6,588	III	Зона 1 R=1,41 Зона 2 R=2,07 Зона 3 R=3,56 Зона 4 R=10,37 Зона 5 R=20,74
Блок н-д	н19	9,325	III	Зона 1 R=2,82 Зона 2 R=4,15 Зона 3 R=7,12 Зона 4 R=20,77 Зона 5 R=41,54
Блок в-д	ВВ4	8,197	III	Зона 1 R=2,18 Зона 2 R=3,21 Зона 3 R=5,50 Зона 4 R=16,06 Зона 5 R=32,10

\*Примечание:

- Зона 1 – сильное разрушение всех сооружений;
- Зона 2 – среднее разрушение всех сооружений;
- Зона 3 – среднее повреждение всех сооружений;
- Зона 4 – легкое повреждение всех сооружений;
- Зона 5 – частичное разрушение остекления.

Общие требования пожарной безопасности на объектах ОАО

«Томскнефть» ВНК

1. Работники допускаются к работе на объекте только после прохождения обучения мерам пожарной безопасности. Обучение работников

мерам пожарной безопасности осуществляется путём проведения противопожарного инструктажа и прохождения пожарно – технического минимума;

2. Вся территория производственных объектов должна постоянно содержаться в чистоте и порядке. Мусор и другие отходы должны убираться, места разлива горючих жидкостей должны засыпаться сухим песком;

3. Запрещается курение на территории вахтового посёлка, в общежитиях, столовой, бане, на территории и в помещениях взрывопожароопасных объектов ОАО «Томскнефть» ВНК. Курить только в отведенных местах для курения;

4. Въезд на территорию объектов нефтедобычи техники допускается только по разрешению инженерно-технического работника, ответственного за этот объект. При этом автотранспорт, тракторы и другие агрегаты должны быть оборудованы глушителями с искрогасителями;

5. Запрещается применять для освещения факелы, свечи, керосиновые фонари и другие источники открытого огня;

6. Отогрев замерзшей аппаратуры, арматур, трубопроводов, задвижек разрешается горячей водой или паром;

7. Нагревательные приборы, не оснащенные автоматикой, оставлять без присмотра запрещено;

8. Автоцистерны, находящиеся под наливом и сливом горючих жидкостей, должны быть присоединены к заземляющему устройству. Проводник необходимо присоединять к корпусу автоцистерны при помощи болтов для обеспечения надежного контакта;

9. По окончании работы ответственные за пожарную безопасность осматривают помещения, территорию. Закрывают на замок помещения, которые работают не в круглосуточном режиме.

За нарушение требований настоящей инструкции рабочие и ИТР несут ответственность в административном, дисциплинарном или судебном порядке.

## Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, контрольно - измерительных приборов, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств.

Персонал обязан периодически в течение смены:

- осматривать закрепленные за ними сосуды, обращать внимание на состояние сварных заклепочных соединений, запорной и запорно – регулируемой арматуры, кранов слива конденсата;
- осматривать контрольно-измерительные приборы, предохранительные устройства и указания уровня жидкости, убедиться в их исправности
- убеждаться в отсутствии пропуска воздуха в соединениях элементов сосуда и трубопроводов;
- следить за давлением в сосуде, заметив опасность, угрожающую работникам, необходимо принять меры по ее незамедлительному устранению.

Порядок проверки исправности обслуживаемых сосудов и относящихся к ним оборудованию в рабочем состоянии:

- оператор обязан проводить проверку предохранительных клапанов путем принудительного открытия;
- оператор обязан проводить проверку манометров посадкой стрелки на нуль с помощью трехходового крана;

- оператор обязан проводить проверку в течение смены исправность сосудов путем внешнего осмотра, исправность запорной арматуры, манометров и предохранительных клапанов;
- обо всех этих операциях аппаратчик должен делать запись в сменном журнале.

Проверку арматуры, предохранительных устройств, приборов автоматики защиты и сигнализации проводится ежемесячно.

Ремонт сосудов и их элементов, находящихся под давлением, запрещается.

## **7.2 Экологическая безопасность II месторождения ОАО «Томскнефть» ВНК**

Основными типами антропогенных воздействий на природу, изменение природы под их влиянием, являются:

- нефтяное загрязнение окружающей среды вследствие несовершенства технологии, аварийных разливов и несоблюдение природоохранных требований;
- загрязнение атмосферы при сгорании газа в факелах и потери через негерметичное оборудование в районе компрессорной станции, при авариях на газе нефтепроводах;
- загрязнение природной среды промышленными и бытовыми отходами;
- развитие отрицательных физико-геологических процессов в зоне строительства и эксплуатации объектов (изменение поверхностного стока, заболачивание, подтопление, развитие оврагов, оползней, эрозии, активизация криогенных процессов на участках распространения многолетне-мерзлых пород, засоление выходом сеноманских вод);
- значительное изъятие земель и изменение баланса земельного фонда за счет сельскохозяйственных и лесохозяйственных предприятий.

В соответствии с действующими законами, постановлениями и

положениями Правительства РФ во всех проектных документах по разработке II месторождения должны быть предусмотрены и реализованы на практике экологические исследования района работ и основные организационно-технические мероприятия, обеспечивающие безопасность населения, охрану недр, окружающей среды от возможных вредных воздействий, связанных с эксплуатацией залежи нефти.

Анализ воздействия объекта на окружающую среду

При строительстве, обустройстве, эксплуатации и обслуживании объектов месторождения, воздействию подверглись все компоненты окружающей среды. В первую очередь это коснулось почвенного, растительного покрова, поверхностных вод и атмосферы.

Для предотвращения последствий загрязнения окружающей среды недропользователю рекомендуются следующие мероприятия:

- закрытая система сбора и транспорта нефти. Автоматическое отключение насосов, перекачивающих нефть, при падении давления в трубопроводе и установка запорной арматуры для отключения участка трубопровода в случае его порыва;
- в случае аварийной ситуации локализация разливов осуществляется следующим образом; при средних аварийных разливах - путем установления барьеров из земли с устройством защитных экранов, предотвращающих интенсивную пропитку барьера нефтью; локализация больших объемов разлитой нефти производится с помощью отрывных траншей;
- площадки размещения технологического оборудования выполнены из сборных бетонных плит и ограждены бордюром из камня и имеют дождеприемные колодцы, через которые загрязненные дождевые стоки и разлившаяся при аварии жидкость стекает в закрытую сеть производственно-дождевой канализации в очистные сооружения при УПСВ с последующей утилизацией в систему ППД;

- по периметру площадки куста предусмотрено обвалование, необходимо устройство приустьевых площадок для сбора возможных утечек с сальников фонтанной арматуры и загрязненного поверхностного стока, со сбросом в дренажно-канализационную емкость, с дальнейшей закачкой в систему нефтесбора;

- на каждой скважине разрабатывается организационный план ликвидации аварий, который позволит правильно организовать работу во время аварии и уменьшит возможное отрицательное воздействие на компоненты окружающей среды.

При возникновении аварийных ситуаций запланированы ликвидационные мероприятия, реализуемые в следующей последовательности:

ликвидировать источник разлива нефти;

- оценить объем происшедшего разлива и оптимальный способ его ликвидации;

- локализовать нефтяной разлив и предотвратить его дальнейшее распространение;

- собрать и вывезти собранную с почвы, болотной и водной поверхности нефть на комплексный пункт сбора продукции скважин или ближайший пункт утилизации.

Аварийные разливы на скважинах должны локализоваться в пределах обвалованных площадок. После сбора задержанной нефти следует проводить обработку биологическими препаратами типа “Путидойл”, периодическое рыхление поверхности и залужение семенами злаков. Для более полного сбора нефти наряду с механическими средствами могут быть использованы сорбенты различных типов. Рекомендуется применения сорбента – собирателя ДН – 75, представляющего собой биоразлагаемую композицию синтетических поверхностно – активных веществ двойного действия. Средство обладает высокой собирающей и удерживающей способностью при начальной толщине пленки до 1 мм. После сбора нефти с поверхности

проектом предусматривается рекультивация замазученных земель.

### **7.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

#### **Анализ вероятных ЧС, которые может инициировать объект исследования**

В случае нарушения технологического процесса добычи нефти и газа возникает опасность неконтролируемых выбросов продуктов из технологических систем и, как следствие, появляется реальная угроза возникновения чрезвычайной ситуации на объекте. Наиболее опасным источником ЧС является емкостное оборудование и добывающие скважины.

Основными источниками ЧС на территории П нефтяного месторождения являются:

- аварии в результате ГНВП на кустовой площадке добывающих скважин;
- аварии в результате разгерметизации РВС для нефти на территории ДНС;
- аварии в результате разгерметизации (порыв/прокол) нефтесборных трубопроводов, выкидных линий и магистрального нефтепровода.

Для исключения разгерметизации оборудования, предупреждения аварийных выбросов и разливов опасных веществ, обеспечения максимальных условий безопасности производства и обслуживающего персонала, снижения вредности производства в проекте предусмотрены следующие технические решения:

- емкостная аппаратура с нефтепродуктами оснащена дыхательными и предохранительными клапанами с огнепреградителями, арматурой с ручным и дистанционным приводом и сигнализаторами предельного верхнего уровня;

- технологическое оборудование оснащено необходимыми предохранительными клапанами для защиты оборудования от превышения давления;
- предусмотрены дренажные емкости, для опорожнения технологических аппаратов и трубопроводов;
- технологические процессы ведутся в закрытых аппаратах, исключающих возможность образования взрывоопасной смеси;
- полная герметизация технологического процесса подачи и перекачки нефтепродуктов;
- монтаж и испытание трубопроводов предусмотрены в соответствии с требованиями РД 39-132-94, СП 34-116-97 и ПБ 03-585-03 «Правила устройства и безопасной эксплуатации технологических трубопроводов» и СНиП 3.05.05-84 «Технологическое оборудование и технологические трубопроводы»;
- на наружную поверхность подземных трубопроводов наносится защитное покрытие усиленного типа.

При эксплуатации технологического оборудования, трубопроводов и запорной арматуры предусматривается постоянный контроль и ревизия согласно составленным графикам.

#### **7.4. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности**

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.[4]

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются.

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;

- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:

- в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
- в местностях, приравненных к районам крайнего Севера – 16 календарных дней.

## Заключение

Исходя из проделанной работы, можно привести ряд выводов.

В течении 2014 года и за 3 месяца 2015года фонд скважин, оборудованных УЭЦН вырос на 5 скважин. При этом наблюдается тенденция к дальнейшему росту. Это обуславливается тем, что в процессе добычи происходит прорыв пластовой воды к скважине. Вода имеет меньшую вязкость по сравнению с нефтью и лучшие фильтрационные характеристики. Так происходит увеличение потенциала скважин по жидкости. В связи с этим осуществляются мероприятия по интенсификации. Производство вводит новые скважины в разработку.

Проанализировав динамику межремонтного периода за 2013 год и по 2014 г., мы видели падение МРП с 423 до 305 суток в течении 2011-2012года. Падение объясняется большой производительностью интенсификации, при которой осуществлялись высокие выносы механических примесей из пласта. Из-за механических примесей снижался эффект мероприятий, который связан также со снижением притоков. В 2012 году за фонд взяли подрядчики ЗАО «ALNAS-N». Они ввели в фонд новое оборудование, которое при последующем внедрении, увеличило рост МРП по итогам 2013 года до 382 суток. Но за 2014 год МРП с переходом на ремонтное оборудование, снизилось до 325 суток. Подрядчики вместе с технологической службой цеха выявили причины снижения, а также выработали соответствующие им мероприятия по внедрению нового оборудования, такое как УЭЦН 5-45 «АНАКОНДА», которое имеет более качественную работу с призабойной зоной пласта, вентильных установок. Также они имеют меньшую длину на скважинах.

Вводится внедрение протекторов, внедрение интеллектуальных станций управления, таких как АЛСУ –А(В)–180 для защиты кабеля спуско-подъемных операций. Они способны контролировать необходимые параметры для анализа работы установки. Внедрение этих мероприятий позволит не только оставаться на существующем уровне, но и повысить

МРП. По итогам 4 месяцев 2015 года МРП вырос до 335 суток. По сегодняшний день тенденция сохраняется.

С помощью анализа отказов, мы смогли выявить причины выхода из строя УЭЦН, которыми являются гидрозащита, механические примеси и электродвигатель. Также были проведены проверки цехов по ремонту подземного оборудования для уменьшения отказов установок электроцентробежных насосов. Были осуществлены меры по устранению нарушений, после чего наблюдалась тенденция по уменьшению отказов УЭЦН.

По анализу работы УЭЦН на фонде скважин ЦДНГ-9, мы можем сделать следующие выводы. На большую часть скважин, оборудованных УЭЦН приходится 99% добычи. В связи с этим ведется совершенствование техники, технологий, ежедневно ведется контроль скважин, а также очень тщательно разбирается преждевременный выход из строя УЭЦН. Если посмотреть на анализ, то мы видим, что нужна постоянная работа по оптимизации эксплуатируемого оборудования по причинам как длительных его работ, так и изменения работы пласта.

Все мероприятия, которые приведены в дипломной работе, позволили по итогам 2014 года перевыполнить показатель для цеха. Итого, план по количеству нефти в 25 тонн составил 101% при условии истощения пластов, повышению обводненности продукции на 5,5% по месторождению.

## Список литературы

1. Отчет о производственной деятельности НГДУ «Томскнефть» ВНК за 2010-2013 г.
2. Отчет по подсчету запасов Советского месторождения т.1, Томск, 1992г.
3. Крец В.Г., Кольцов В.А., Лукьянов В.Г., "Нефтегазопромысловое оборудование" Комплект каталогов, Томск, 1997 г.
4. Зайцев Ю.В. "Добыча нефти и газа" , 1986г.
5. Бухаленко Е.И., Абдуллаев Ю.Г., "Монтаж, обслуживание и ремонт нефтепромыслового оборудования" , 1989 г.
6. Бухаленко Е.И., Ибрагимов Э.С. "Справочник по нефтепромысловому оборудованию" М.:Недра, 1983г.
7. Мищенко И.Т., Грон В.Г., Богомольный Г.И., Сахаров В.А., Сборник задач по технологии и технике нефтедобычи, 1984 г., -272с.
8. Мищенко И.Т. "Расчеты в добыче нефти", 1989г.
9. Бабаев С.Г. "Надежность нефтепромыслового оборудования" , 1987г.
10. Жданов С.А. Оценка влияния вторичных методов увеличения нефтеотдачи, 1986 г
11. Корнеев Ю.С., "Организация охраны труда в нефтегазодобывающих и газоперерабатывающих производствах", 1988г.
12. Белов С.В. "Безопасность жизнедеятельности" М., Высшая школа, 1999г.