

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

Инженерная школа природных ресурсов

Направление подготовки: 21.04.01 нефтегазовое дело

Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации установки электроприводного центробежного насоса и увеличение их межремонтного периода на Лугинецком месторождении

УДК 622.276.054-049.32(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Демидов Никита Юрьевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н., с.н.с.		

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина Мария Сергеевна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Нефтегазовое дело	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Томск – 2019 г.

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

Школа ИШПР
 Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации <small>(бакалаврской работы, дипломного проекта/работы, магистерской диссертации)</small>
--

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Демидов Никита Юрьевич

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации установки электроприводного центробежного насоса и увеличение их межремонтного периода на Лугинецком месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	1642/с от 01.03.2019

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<ol style="list-style-type: none"> 1. Пакет геологической и геофизической информации 2. Технологическая схема разработки «N» месторождения 3. Технологические режимы работы скважин 4. Показатели разработки «N» месторождения
---------------------------------	--

Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Характеристика «N» нефтегазоконденсатного месторождения 2. Геолого-физическая характеристика месторождения 3. Назначение и устройство установок электроцентробежных насосов 4. Общий принцип подбора оборудования установок электроцентробежных насосов к скважине 5. Эффективность работы установок электроцентробежных насосов
Перечень графического материала	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б.
Социальная ответственность	Черемискина М.С.
Иностранный язык	Гутарева Н.Ю.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	01.03.2019
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Демидов Никита Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ7Р	Демидову Никите Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело

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

<i>1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>В данном разделе ВКР необходимо представить: график выполнения работ, в соответствии с ВКР; трудоёмкость выполнения операций; нормативно-правовую базу, используемую для расчётов; результаты расчётов затрат на выполняемые работы; оценить эффективность нововведений и др.</i>
<i>2. Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Нормы расхода материалов, тарифные ставки заработной платы рабочих, нормы амортизационных отчислений, нормы времени на выполнение операций в ходе выполнения операций согласно справочников Единых норм времени (ЕНВ) и др.</i>
<i>3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>1. Расчет необходимой техники и затрат на топливо</i>
<i>2. Затраты на оплату труда</i>
<i>3. Затраты на страховые взносы</i>
<i>4. Затраты на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования</i>
<i>5. Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

<i>1. Рисунок 9.1– Временная зависимость для освоения скважины</i>
<i>2. Рисунок 9.2 – Распределение затрат</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Демидов Никита Юрьевич		

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа 2БМ7Р		ФИО Демидову Никите Юрьевичу	
Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Нефтегазовое дело
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:			
1. Описание рабочего места (рабочей зоны, технологического процесса, механического оборудования) на предмет возникновения: – вредных проявлений факторов производственной среды (метеоусловия, вредные вещества, освещение, шумы, вибрации, электромагнитные поля, ионизирующие излучения) – опасных проявлений факторов производственной среды (механической природы, термического характера, электрической, пожарной и взрывной природы) – негативного воздействия на окружающую природную среду (атмосферу, гидросферу, литосферу) чрезвычайных ситуаций (техногенного, стихийного, экологического и социального характера)		<i>Помещение технологического отдела общей площадью 28 м² имеет 3 рабочих места, каждое из которых включает в себя рабочий стол, кресло, телефон, компьютер (ПЭВМ). В отделе используется система общего равномерного освещения, при которой светильники равномерно расположены на потолке.</i>	
2. Перечень законодательных и нормативных документов по теме		<i>ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ., ГОСТ 12.1.038-82. ССБТ., ГОСТ 12.1.005-88 (с изм. №1 от 2000 г.). ССБТ., СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03., СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03., СанПиН 2.2.4.548-96.</i>	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
1. Анализ выявленных вредных факторов проектируемой производственной среды в следующей последовательности: – физико-химическая природа вредности, её связь с разрабатываемой темой; – действие фактора на организм человека; – приведение допустимых норм с необходимой размерностью (со ссылкой на соответствующий нормативно-технический документ); – предлагаемые средства защиты (сначала коллективной защиты, затем – индивидуальные защитные средства)		<i>Недостаточная освещенность рабочей зоны Психофизиологические факторы Отклонение показателей микроклимата в помещении.</i>	
2. Анализ выявленных опасных факторов проектируемой произведённой среды в		<i>Электробезопасность Пожароопасность</i>	

<p>следующей последовательности</p> <ul style="list-style-type: none"> – механические опасности (источники, средства защиты); – термические опасности (источники, средства защиты); – электробезопасность (в т.ч. статическое электричество, молниезащита – источники, средства защиты); <p>1.1 пожаровзрывобезопасность (причины, профилактические мероприятия)</p>	
<p>3. Охрана окружающей среды:</p> <ul style="list-style-type: none"> – защита атмосферы; – защита литосферы; – защита гидросферы; 	<ul style="list-style-type: none"> – анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы); – анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы); – анализ воздействия объекта на литосферу (отходы).
<p>4. Защита в чрезвычайных ситуациях:</p>	<p><i>В данном разделе рассматривается наиболее вероятная чрезвычайная ситуацию (пожар). Разработаны меры по предупреждению ЧС и план действий в результате возникшей ЧС и ликвидации ее последствий.</i></p>
<p>5. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные для проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p><i>В данном разделе рассматриваются специальные правовые нормы трудового законодательства.. Рассмотрены организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</i></p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Черемискина М.С.			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ7Р	Демидов Никита Юрьевич		

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

Школа ИШПР

Направление подготовки (специальность) Нефтегазовое дело

Уровень образования Магистратура

Отделение школы (НОЦ) Отделение нефтегазового дела

Период выполнения (осенний / весенний семестр 2018 /2019 учебного года)

Форма представления работы:

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

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

Срок сдачи студентом выполненной работы:	13.06.2019
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
15.02.2019	Общие сведения и геолого-физическая характеристика месторождения	10
15.03.2019	Анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами	25
01.04.2019	Влияние свободного газа на работу УЭЦН	25
30.04.2019	Способы борьбы с газом при работе УЭЦН	25
05.05.2019	Подбор УЭЦН и оптимизация режимов работы скважин с помощью программного комплекса «RosPump»	5
10.05.2019	Социальная ответственность	5
15.05.2019	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
20.05.2019	Приложение на иностранном языке	5

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков П.Н.	д.т.н.		

ЗАПЛАНИРОВАННЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОБУЧЕНИЯ ПО ООП
21.04.01 «Нефтегазовое дело»

Формулировка результатов	
P1	Применять естественнонаучные, математические, гуманитарные, экономические, инженерные, технические и глубокие профессиональные знания в области современных нефтегазовых технологий для решения прикладных междисциплинарных задач и инженерных проблем, соответствующих профилю подготовки
P2	Планировать и проводить аналитические и экспериментальные исследования с использованием новейших достижений науки и техники, уметь критически оценивать результаты и делать выводы, полученные в сложных и неопределённых условиях; использовать принципы изобретательства, правовые основы в области интеллектуальной собственности
P3	Проявлять профессиональную осведомленность о передовых знаниях и открытиях в области нефтегазовых технологий с учетом передового отечественного и зарубежного опыта; использовать инновационный подход при разработке новых идей и методов проектирования объектов нефтегазового комплекса для решения инженерных задач развития нефтегазовых технологий, модернизации и усовершенствования нефтегазового производства
P4	Выбирать оптимальные решения в многофакторных ситуациях, владеть методами и средствами технического моделирования производственных процессов и объектов нефтегазовой отрасли; управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке нефтегазовых объектов
P5	Самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности; активно владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию и защищать результаты инженерной деятельности
P6	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, умение формировать задания и оперативные планы всех видов деятельности, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы; координировать работу групп по извлечению и совершенствованию добычи нефти, газа и газового конденсата, передавать знания через наставничество и консультирование
P7	Внедрять, эксплуатировать и обслуживать современные машины и механизмы для реализации техно-логических процессов нефтегазовой области, обеспечивать их высокую эффективность, соблюдать правила охраны здоровья и безопасности труда, выполнять требования по защите окружающей среды
P8	Проявлять профессиональную осведомленность о передовом отечественном и зарубежном опыте в моделировании динамически вязких сред и низкопроницаемых коллекторов
P9	Предлагать процедуры оценки эффективности промысловых работ и оптимизации работы оборудования при добыче нефти, газа и газового конденсата, обеспечение энергоэффективности технологических процессов
P10	Обеспечивать внедрение новых методов, материалов и нефтегазового оборудования в осложненных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, прогнозировать режимы безопасной работы нефтегазового оборудования по динамическим, локальным и осредненным параметрам
P11	Контролировать выполнение требований регламентов для обеспечения добычи нефти, газа и газового конденсата и повышение интенсификации притока скважинной продукции
P12	Совершенствовать, разрабатывать мероприятия и/или подготавливать бизнес-предложения по технологическому процессу и технологическим мероприятиям при добыче нефти, газа и газового конденсата на основе производственного менеджмента и планирования работ в сфере нефтегазодобычи
P13	Корректировать программы работ по добыче нефти, газа и газового конденсата, выбирать и принимать решения в нестандартных ситуациях, опираясь на государственные стандарты в области нефтегазодобычи

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 131 страниц, 29 рисунков, 4 таблиц, 25 источников и 1 приложения.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, эксплуатация скважин, нефтяное месторождение.

Объектом исследования является «N» нефтяное месторождение (Томская область).

Цель работы – изыскание возможности повышения эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на примере «N» нефтяного месторождения.

В процессе исследования проводился сбор данных для выявления осложнений в процессе эксплуатации месторождения, а также разработка и подбор мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов.

В результате исследования уточнены геолого-физические параметры пластовой системы. Приведены рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежного насоса.

Основные конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики: насосы имеют две верхние и две нижние секции. Рассчитаны на работу в скважинах: с температурой до 95 °С; содержанием механических примесей не более 0,5 г\л; сероводорода до 1,25 г\л; свободного газа на приеме насоса до 35 %.

Область применения: может быть применена в технологии добычи нефти и газа на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Экономическая эффективность/значимость работы мероприятия по повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов позволяют решить проблему: с заклиниванием установок, оптимизацию затрат на электроэнергию, повышение наработки электропогружного оборудования.

В будущем целесообразно использовать полученные результаты при

выборе эксплуатации установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях и проблемных участках, а также поспособствовать оптимизации работы установки.

Обозначения и сокращения

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса
УПН – установка подготовки нефти
МОГТ – метод общей глубинной точки
НКТ – насосно-компрессорные трубы
ГИС – геологическое исследование скважин
ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства
УПН – участок подготовки нефти
ВНК – водонефтяной контакт
ГКЗ – Государственная комиссия по запасам
ОСТ – отраслевой стандарт
ППД – поддержание пластового давления
ПЭД – погружной электродвигатель
КПД – коэффициент полезного действия
АПВ – автоматическое повторное включение
КЭС – кратковременная эксплуатация скважины
ПРС – подземный ремонт скважин
КРС – капитальный ремонт скважин
КТППН – комплектная трансформаторная подстанция
ЦДНГ – центр добычи нефти и газа
МРП – межремонтный период
ГТМ – геолого-технические мероприятия
ГШМ – гибкая шарнирная муфта
ППР – проект производства работ

СОДЕРЖАНИЕ

РЕФЕРАТ.....	10
Обозначения и сокращения.....	12
СОДЕРЖАНИЕ.....	13
ВВЕДЕНИЕ.....	15
1. Характеристика «N» нефтяного месторождения.....	19
1.1 Общие сведения о месторождении.....	19
2. Геолого-физическая характеристика месторождения.....	22
2.1. Краткая характеристика геологического строения.....	22
2.2. Нефтегазоносность месторождения.....	26
2.3. Коллекторские свойства продуктивных пластов.....	30
3. Анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами.....	36
3.1 Назначение и устройство установок электроцентробежных насосов	36
3.2 Выбор глубины погружения и расчет сепарации газа у приема насоса.....	54
3.3 Определение требуемого напора насоса.....	55
3.4 Анализ эффективности работы скважин с УЭЦН.....	56
3.5 Расчет межремонтного периода.....	59
3.6 Расследование, определение причин и анализ преждевременных отказов УЭЦН.....	60
4. Влияние свободного газа на работу УЭЦН.....	65
5. Способы борьбы с газом при работе УЭЦН.....	69
5.1 Применение газосепараторов.....	69
6. Подбор УЭЦН и оптимизация режимов работы скважин с помощью программного комплекса «RosPump».....	72
7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение.....	94

7.1. Анализ условий, необходимых для расчета.....	94
7.2 Расчет освоения скважины бригадой капитального ремонта скважин.....	94
7.3 Расчет необходимой техники и затрат на топливо.....	96
7.4 Затраты на оплату труда.....	99
7.5 Затраты на страховые взносы.....	100
7.6 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы.....	101
8. Социальная ответственность.....	103
8.1 Профессиональная социальная безопасность.....	103
8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	104
8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению.....	108
8.3 Экологическая безопасность.....	111
8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	112
8.5 Законодательное регулирование.....	114
8.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства.....	114
8.5.2 Описание рабочего места.....	115
Выводы.....	117
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	118
СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА.....	119
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	120
ПРИЛОЖЕНИЕ А.....	123

ВВЕДЕНИЕ

«N» нефтегазоконденсатное месторождение, обладая достаточно большими остаточными запасами углеводородного сырья в юрских отложениях, относится к крайне сложным объектам разработки как по своему геологическому строению, наличию мощных шапок и пропластков газа, так и по свойствам пластовых флюидов. Нефть «N» месторождения добывается как фонтанным, так и механизированным способом. При этом ряд осложняющих факторов, которые присутствуют на месторождении, влияют на эффективность работы механизированных скважин.

Попытка интенсификации разработки на основе использования максимально возможных депрессий на забоях скважин неизбежно приводит к опережающему движению газа к стволам скважин, что сопровождается нарастанием газового фактора, увеличению выноса песка и роста обводненности. Широко используемое в нефтяной отрасли серийное глубиннонасосное оборудование в осложнённых условиях работы не может эксплуатироваться эффективно. Вредное влияние газа и мехпримесей, выносимых из пластов, приводит к снижению или срыву подачи насосов, что резко уменьшает межремонтный период работы оборудования, порождая неизбежное увеличение числа подземных ремонтов.

Если учитывать тот факт, что доля добычи нефти механизированным способом на «N» месторождении составляет порядка 62 %, то решение проблемы защиты внутрискважинного насосного оборудования от влияния свободного газа, выноса мехпримесей и отложение солей весьма актуально. В первую очередь оно скажется на повышении производительности скважин, уменьшении затрат на капитальный и текущий ремонт и в конечном итоге приведет к снижению себестоимости добычи нефти за счет увеличения наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

Работа посвящена анализу эффективности способов эксплуатации скважин и изучению влияния осложняющих факторов на работу УЭЦН и

способам борьбы с ним. В работе проведен обзор рынка устройств, способных работать в осложненных условиях, отечественного и импортного производства.

Рассмотрение данного вопроса позволяет наметить перспективные технологии для более эффективного подъема газожидкостной смеси.

Применение этих технологий в будущем позволит увеличить дебиты скважин, повысить эффективность производства и снизить затраты. Снижение затрат ведет к увеличению прибыли, что является основной задачей для нефтяной компании.

Актуальность

Актуальность работы обусловлена необходимостью снижения попадания газа в секции насоса, так как решение данной проблемы обладает сокращением затрат на обслуживание установок электроцентробежных насосов.

Объект

Объектом исследования является процесс работы установок электроцентробежных насосов.

Предмет

Предметом исследования являются мероприятия по повышению эффективности эксплуатации скважин с использованием установок электроцентробежных насосов.

Научная новизна

Заключается в комплексном подходе к мероприятиям по повышению эффективности эксплуатации скважин с использованием установок ЭЦН и в выявлении основных принципов повышения эффективности эксплуатации месторождений, находящихся на последних стадиях разработки (на примере «N» месторождения). Необходимо провести расчет и анализ объема газа, проходящего через газосепаратор в компоновке УЭЦН.

Практическая значимость

Результаты исследования представляют обобщенную научно-техническую основу повышения эффективности эксплуатации скважин с использованием УЭЦН и могут быть использованы при эксплуатации нефтяных месторождений, находящихся на последних стадиях разработки, а также осложненных условиях и проблемных участках.

Цель работы

Возможность повышения эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на примере «N» месторождения.

Задачи

Анализ эффективности работы установок электроцентробежных насосов.

Изучение мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов

Предложения по более эффективному подъему газожидкостной смеси и увеличению наработки на отказ внутрискважинного оборудования.

3. Анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами

3.1 Назначение и устройство установок электроцентробежных насосов

Установки погружных электроцентробежных насосов - это многоступенчатые, секционные центробежные насосы с числом ступеней в одной секции от 35 до 210, в зависимости от производительности ЭЦН и его напора. Производительность насоса обуславливает геометрия рабочего колеса, а напор - их количество. Секции ЭЦН приводит во вращение погружной электродвигатель специальной конструкции (ПЭД), который также может состоять из одной или нескольких секций в зависимости от его мощности.

Частоту вращения вала двигателя измеряют в оборотах в минуту (1 Гц – 1 об/сек). Частота вращения вала соответствует частоте переменного тока в сети, что составляет при частоте 50 Гц – 3000об/мин.

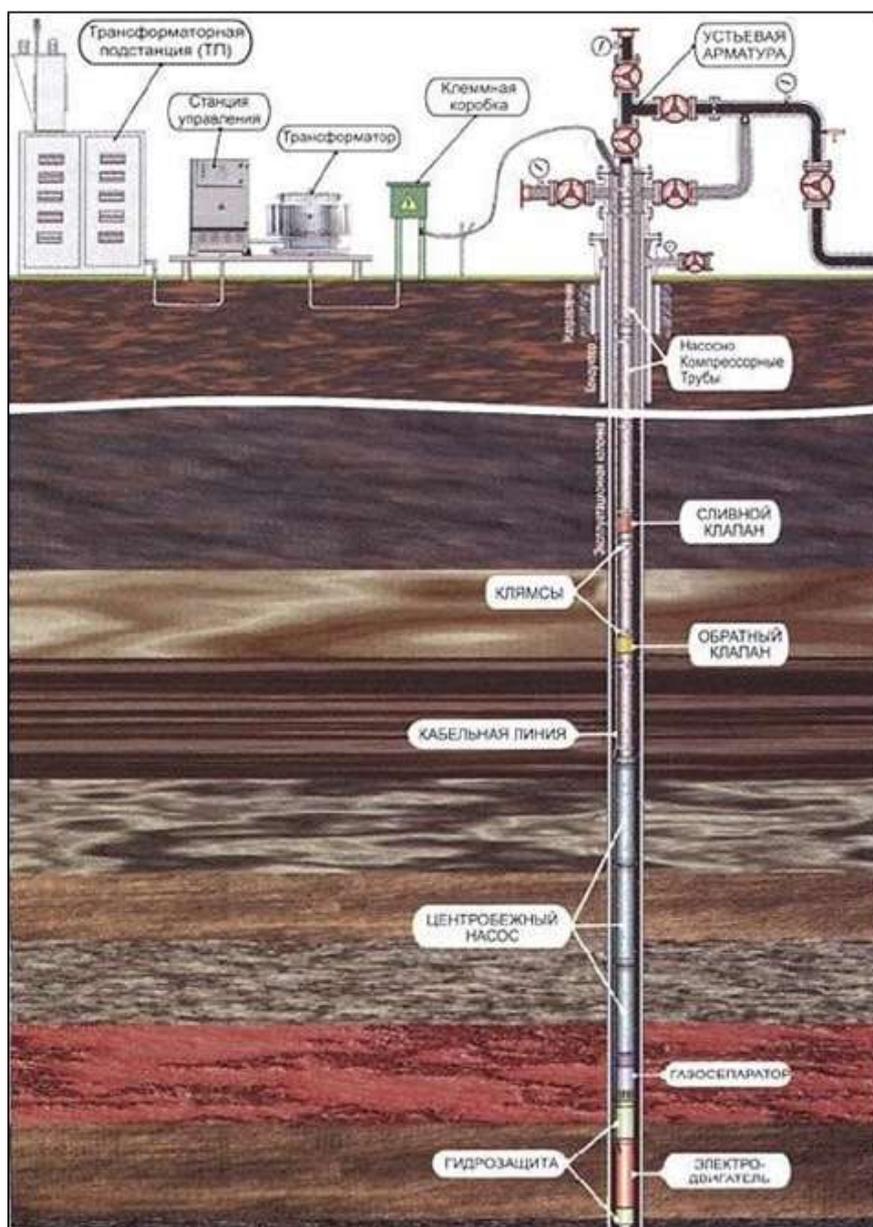


Рисунок 3.1 – Общая схема оборудования скважины установкой погружного электроцентробежного насоса

В схему оборудования скважины электроцентробежным насосом входит (рисунок 3.1):

- Наземное электрооборудование (клеммная коробка, трансформатор, станция управления и трансформаторная подстанция);
- Устьевая фонтанная арматура (трубная головка, фонтанная елка, запорные задвижки, регулируемый штуцер, обратный клапан);
- Насосно-компрессорные трубы, для подачи откачиваемой жидкости

на поверхность;

- Сливной клапан для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме УЭЦН из скважины;
- Обратный клапан, предназначенный для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под гравитационным воздействием столба жидкости, клапан имеет высокую герметичность, что позволяет потребителю производить опрессовку насосно-компрессорных труб.
- клямсы, металлические пояса для крепления кабеля к колонне НКТ;
- бронированный электрокабель для питания электродвигателя;
- Погружной центробежный насос;
- Погружной электродвигатель с гидрозащитой;
- Газосепаратор для скважин с повышенным газовым фактором свыше 10%.

Насос, гидрозащита и электродвигатель являются отдельными узлами, соединенными болтовыми шпильками. Концы валов имеют шлицевые соединения, которые стыкуются при сборке всей установки. УЭЦН опускается в скважину под расчётный динамический уровень на 200м. Жидкость на поверхность подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен электрокабель. Всасываемая насосом жидкость последовательно проходит все ступени и покидает насос с напором, равным внешнему гидравлическому сопротивлению. УЭЦН отличаются малой металлоемкостью, широким диапазоном рабочих характеристик, как по напору, так и по расходу, достаточно высоким КПД, возможностью откачки больших количеств жидкости и межремонтным периодом.

По поперечным размерам, все насосы делятся на три условные габаритные группы: 5, 5А, 6.

Группа 5 имеет наружный диаметр корпуса – 92мм, группа 5А – 103мм и группа 6 – 114мм. Группа также условно определяет минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, что составляет для габарита 5

– 123,7мм, 5А – 130мм, 6 – 148,3мм [2,3,4].

В шифре ЭЦН заложены их основные номинальные параметры, такие как подача и напор при работе на оптимальном режиме. В шифре насосов коррозионностойкого и износостойкого исполнения имеются буквы «К» или «И», означающие коррозионностойкость «К», износостойкость «И». В них рабочие колеса изготавливаются не из металла, а из нирезиста. В корпусе насоса примерно через каждые 20 ступеней устанавливаются промежуточные и радиальные центрирующие вал подшипники, в результате чего насос износостойкого исполнения имеет меньше ступеней и соответственно напор. Из всего действующего фонда «N» месторождения, обслуживаемые УЭЦН, 72% – это насосы коррозионноизносостойкого исполнения, предназначенные для работы в скважинах, в продукции которых имеется большое количество песка и других механических примесей.

Обозначения электроцентробежных насосов различных заводов-производителей существенно отличается друг от друга. Условные обозначения насосов различных заводов-производителей существенно изменяются. Ниже приведены некоторые обозначения электроцентробежных насосов.

Условного обозначения электроцентробежных насосов, выпускаемых заводом ОАО «Алнас»:

(226) ЭЦН А КИ 5 – 45 – 1450

(1) (2) (3) (4)(5) (6)(7)

1. Конструктивное исполнение;
2. Центробежный насос с приводом от погружного электродвигателя;
3. Центробежный насос, выпускаемый заводом ОАО «Алнас»;
4. Коррозионно-Износостойкого исполнения;
5. Габаритная группа насоса 5;
 6. Номинальная производительность насоса 45 м³/сут.;
 7. Номинальный напор 1450 м.

Конструктивные исполнения электроцентробежных насосов, выпускаемых заводом ОАО «Алнас»:

Первая цифра обозначает:

0 – узел пяты имеет шайбы из бельтинга;

1 – узел пяты имеет шайбы из силицированного графита;

2 – узел пяты имеет шайбы из керамики.

Вторая цифра обозначает:

0 – рабочие колеса с короткой ступицей, отдельная втулка;

1 – рабочие колеса с удлиненной ступицей;

2 – двухопорная ступень.

Третья цифра обозначает:

0 – в составе насоса входной модуль, соединение секций фланцевое;

2 – в составе насоса входной модуль, соединение секций типа "фланец-корпус";

3 – в составе насоса нижняя секция, соединение секций фланцевое;

4 – в составе насоса нижняя секция, соединение секций типа "фланец-корпус";

5 – в составе насоса входной модуль, соединение секций типа "фланец-корпус", в головках секций запрессован дополнительный подшипник;

6 – в составе насоса нижняя секция, соединение секций типа "фланец-корпус", в головках секций запрессован дополнительный подшипник.

На Лугинецком месторождении весь фонд скважин, эксплуатируемый с помощью УЭЦН, оборудован установками Альметьевского насосного завода ОАО «Алнас». Далее рассмотрим, из каких основных узлов состоит насосная установка данного производителя.

Секция ЭЦН (рисунок 3.2) состоит из корпуса, вала, шлицевых муфт, направляющих аппаратов 1, радиальных и промежуточных подшипников установленных по всей длине насоса 2, рабочих колес 3, верхней осевой опоры, ловильной головки, основания, двух направляющих под кабель, фланцевых

соединений. Ловильная головка находится в верхней части верхней секции ЭЦН 4, с одной стороны у которой имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана и насосно-компрессорных труб.



Рисунок 3.2 – Секция ЭЦН

Насосные секции выполняются различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. Секции ЭЦН могут быть со ступенями двухпорной конструкции. Это позволяет добиться увеличения межремонтного периода в сложных ситуациях, связанных с повышенным содержанием в пластовой жидкости механических примесей и химически активных веществ. Все рабочие ступени в двухпорном исполнении изготовлены из нирезиста для работы в гидроабразивной среде. Валы насоса изготавливают из сплава «К-монель». При этом большая долговечность насоса обусловлена следующим: конструкция ступеней двухпорная, что значительно

снижает нагрузку на единицу площади поверхности трения; ступени удлинены в обе стороны, это уменьшает вибрацию и повышает устойчивость рабочего колеса; ступени закрывают вал насоса, обеспечивая его защиту от гидроабразивного влияния пластовой жидкости. По энергетическим параметрам, насосы в двухопорном исполнении не уступают аналогичным насосам с рабочими ступенями одноопорной конструкции.

Фланцевые соединения секций соединяются между собой болтом с гайкой и пружинной шайбой. Вместо пружинной шайбы, для надежности крепления соединения, применяют самоконтрящиеся (противополетные) гайки.

Это обычная гайка с поперечной прорезью до половины тела. При затягивании гайки, в месте прорези гайка сжимается, что предотвращает ее самопроизвольное отвинчивание. Между соединениями секций имеется резиновое кольцо, которое герметизирует соединение секций. Обычно на УЭЦН выполняется межсекционное соединение «фланец-фланец». Применение соединения «фланец-корпус» обеспечивает более высокую прочность межсекционного соединения по сравнению с соединением «фланец-фланец» (уменьшение концентраторов напряжения, увеличенная толщина стенки головки, уменьшающая абразивный износ межсекционного соединения), вследствие чего достигается увеличение межремонтного периода УЭЦН в целом.

В соединении «фланец-корпус» может быть добавлен дополнительный подшипник для снижения уровня вибрации насоса. Применение противополетных муфт на межсекционных соединениях позволяет снизить количество наиболее сложных аварий, связанных с расстыковкой секций насосов. В соединении «фланец-корпус», в некоторых случаях возможно применение восьмиболтового межсекционного соединения, повышается надежность крепления модулей установки.

Входной модуль состоит из основания с отверстиями для прохода пластовой жидкости, подшипниковых втулок, приемной сетки, вала с

защитными втулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты. При помощи шпилек, модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя. Входной модуль может быть оснащен высокоэффективным фильтром, что позволяет насосу надежно откачивать пластовую жидкость, с большим содержанием механических примесей (рисунок 3.3).



Рисунок 3.3 – Входной модуль секции ЭЦН

Газосепаратор не заменим при добыче пластовой жидкости из скважин с большим содержанием растворённого газа (рисунок 3.4). Устанавливается газосепаратор между входным модулем и насосной модуль секции.

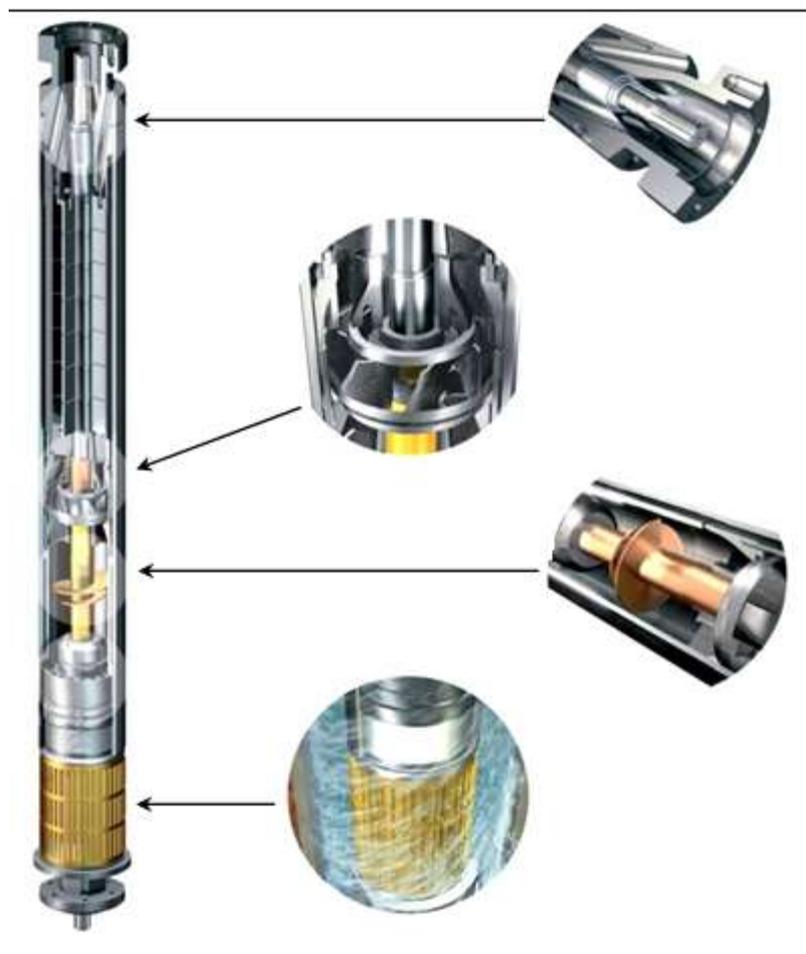


Рисунок 3.4 – Газосепаратор марки ГСА с входным модулем

Принцип действия основан на использовании центробежной силы для удаления свободного газа на приеме ЭЦН. Газ удаляется в затрубное пространство, при этом исключается образование газовых пробок, благодаря чему обеспечивается постоянная нагрузка на двигатель и повышается срок непрерывной работы установки. При использовании газосепаратора содержание свободного газа в откачиваемой жидкости может достигать до 55%.

При использовании тандема «газосепаратор-диспергатор» содержание газа на входе насоса может достигать до 68%. Газосепараторы также имеют габаритные группы: 5, 5А, 6 и могут выполняться в коррозионностойком и износостойком исполнении.

На сегодняшний день на механизированном фонде Лугинецкого месторождения, из газосепараторов работающих в составе УЭЦН, около 60% составляют газосепараторы марки ГСА. Это разработка Альметьевского

насосного завода 2003 года. В конструкции этих газосепараторов применены керамические радиальные и осевые подшипники, имеющие высокую износостойкость. Применение в газосепараторе ГСА суперактивирующего колеса, позволяет значительно увеличить коэффициент сепарации (не менее 0,8), сравнимый с показателями газосепараторов фирмы Centrilift. Узел сепарации изготовлен из нирезиста, камера сепаратора защищена термообработанной гильзой из нержавеющей стали, что предотвращает износ корпуса.

Газосепаратор ГСА изготавливается с приемной сеткой, при этом нет необходимости во входном модуле

Гидрозащита (рисунок 3.5) состоит из протектора и компенсатора.

Протектор предназначен для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Компенсатор служит для компенсации потери масла в электродвигателе при спуске оборудования и его температурных расширениях в процессе работы.



Рисунок 3.5 – Гидрозащита Г-57

Гидрозащита находится между приемным модулем ЭЦН и погружным электродвигателем ПЭД. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем за фланцы при помощи шпилек и гаек. Эти соединения осуществляются при монтаже двигателя на скважине.

На сегодняшний день технология нефтепромыслового оборудования шагнула далеко вперед. Завод ОАО «Алнас» изготавливает гидрозащиты, способные выдерживать рабочую температуру до 140°C. Разработано и успешно внедряется новое поколение гидрозащит Г-57, совмещенных с компенсатором в одном корпусе, за счет чего снижается материалоемкость и уменьшается число межсекционных соединений (рис. 5.5.).

Возможно исполнение защиты Г-57 с входным модулем насоса и приемной сеткой 1, что также уменьшает число межсекционных соединений.

Применение газоотводных клапанов позволяет стравливать

накапливающиеся в полостях протектора и электродвигателя газы наружу 2.

Это исключает перегрев торцевых уплотнений и образование опасного превышения давления во внутренних полостях. Диафрагма с компенсирующим объемом масла, расположена над электродвигателем, что уменьшает воздействия давления пластовой жидкости на диафрагму при спуске оборудования 3. Торцевые уплотнения протектора работают на запираение со стороны двигателя, что исключает попадания пластовой жидкости в полость электродвигателя 4.

Погружной электродвигатель - один из основных узлов установки для добычи пластовой жидкости. Представляет собой трехфазный электродвигатель с ротором (рисунок 3.6).



Рисунок 3.6 – Погружной асинхронный электродвигатель

Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена жидким маслом – диэлектриком, служащим для смазки и охлаждения (обычно марки МДПН), с пробивным напряжением не менее 30 кВ. В верхней части электродвигателя (головка ПЭД), имеется разъем для электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю, вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Для герметизации соединения с гидрозащитой служат резиновые кольца. Как и насосы, погружные электродвигатели делятся на габаритные группы по диаметру корпуса 103, 117, 130 мм и имеют мощность от 8 до 360 кВт.

Условное обозначение погружных электродвигателей, выпускаемых заводом ОАО «Алнас»:

7 ПЭД Т 32 – 117 МВ5

(1) (2) (3)(4) (5)(6)

1 – номер модификации;

2 – погружной электродвигатель;

3 – Исполнение (С - секционный; У - унифицированный; УК - с укороченным статором; УКС - с укороченным статором, секционный; Т - теплостойкий);

4 – Номинальная мощность двигателя 32 кВт;

5 – Габаритная группа по диаметру корпуса 117 мм;

6 – Модернизация климатического исполнения;

Условные обозначения двигателей других заводов-изготовителей, может отличаться от выше описанного. Выпускаются модификации ПЭД различной мощности и конструкции, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание насос-двигатель, для достижения максимального коэффициента полезного действия. Применение специальных материалов позволяет использовать двигатель при температуре до 160°С. В конструкцию электродвигателя могут быть внесены некоторые конструктивные изменения:

встроенного в головку двигателя блока погружной телеметрии, для передачи информации о давлении, температуры и вибрации в двух плоскостях. Передача параметров осуществляется по силовому кабелю электродвигателя.

Использование средств телеметрии предотвращает серьезные аварии, экономит средства на капитальных и текущих ремонтах установки в течении всего срока ее службы. Изготавливают двигатели с укороченным статором серии ПЭДУКС мощностью до 180 кВт, эти двигатели в отличии от обычных двигателей изготавливают в едином корпусе, что упрощает монтаж УЭЦН на скважине и повышает надежность по сравнению с секционными ПЭД, за счет отсутствия стыковочного узла между секциями ПЭД. Двигатели РППЭД-Я отличаются от обычных тем, что имеют меньшие габариты и устойчиво работают в широком диапазоне питающих напряжений. Параметрическим двигателям присуще более мощный пусковой момент, более высокая удельная мощность.

Станция управления питает погружной электродвигатель с поверхности электроэнергией по подводимому кабелю через повышающий трансформатор.

В станции управления сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика, которая отключает электродвигатель при аварийных режимах его работы. Одна из таких станций - станция управления нового поколения «Алсу-А». Этими станциями оборудовано около 85% фонда скважин Лугинецкого месторождения, эксплуатируемые с помощью УЭЦН (рисунок 3.7).



Рисунок 3.7 – Станция «Алсу-А»

Данный тип станций обеспечивает:

- расчет параметров питания погружного электродвигателя;
- полный контроль работы двигателя;
- аварийное отключение электродвигателя по 17 защитным параметрам;
- индикацию параметров работы двигателя на жидкокристаллическом дисплее;
- удобный информативный интерфейс, благодаря чему возрастает простота станции в обслуживании;
- соединение с персональным компьютером по проводной или беспроводной связи;
- имеет различное климатическое исполнение по желанию заказчика;

- может иметь блок плавного пуска встроенный в станцию управления, для уменьшения пускового момента при запуске электродвигателя.

При запуске, выводе на режим и эксплуатации оборудования часто возникает задача регулирования меняющегося соотношения «насос-скважина».

Применение преобразователей частоты оборотов для асинхронных двигателей, позволяет регулировать производительность УЭЦН, оперативно реагировать на изменения величин дебита, динамического уровня и поддерживать работу УЭЦН (особенно после ГРП, для уменьшения выноса механических примесей) с постоянно оптимальным КПД. Изготавливаются преобразователи частоты на базе обычных станций управления погружными электродвигателями. Регулирование рабочей частоты электродвигателя может изменяться в пределах от 0,1 до 70 Гц. Регулирование частоты для электроцентробежных насосов отечественного производителя допускается в пределах от 40 до 60 Гц. Для насосов импортного производства (Reda, Centrilift) рабочая частота составляет от 35 до 70 Гц. Станция с преобразователем частоты полностью автоматизирована. При работе с преобразователем частоты надо помнить, что при изменении частоты питающего напряжения, изменяются параметры работы погружного насоса (закон подобия), а именно: производительность насоса изменяется прямопропорционально изменению частоты, напор насоса изменяется в квадратичной зависимости, потребляемая насосом мощность изменяется в кубической зависимости, мощность электродвигателя изменяется прямопропорционально изменению частоты.

Погружная кабельная линия. Подвод электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса, осуществляется через кабельную линию, состоящую из питающего кабеля и муфты кабельного ввода для сочленения с электродвигателем. Основной кабель, подающий напряжение от наземного электрооборудования к погружному электродвигателю, сращивается с термостойким удлинителем. Удлинители выпускают с сечением жил от 6 до 25 мм² и рассчитаны на температуру до 200 °С. Удлинители

известных компаний мира рассчитаны на температуру до 230 °С (Pirelli). В условиях Лугинецкого месторождения длина удлинителя составляет 200м. С одной стороны удлинителя имеется муфта, для соединения с колодкой токоввода электродвигателя (рисунок 3.8).

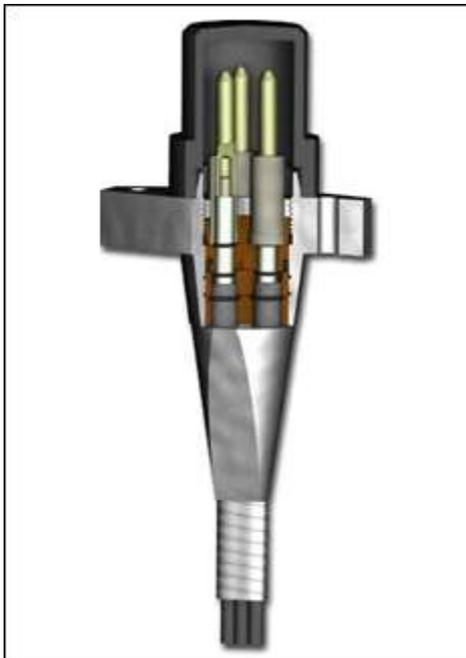


Рисунок 3.8 – Муфта кабельного ввода

Муфта кабельного ввода бывает круглая или плоская. Хвостовик корпуса муфты заливается компаундом, что обеспечивает надежную фиксацию кабеля в муфте. Герметичность муфты при стыковке с колодкой токоввода электродвигателя, обеспечивается при помощи резинового уплотнительного кольца по конической поверхности корпуса муфты. Кабель поставляется на скважину, намотанный на барабан.

В зависимости от назначения в кабельную линию может входить кабель марок КПБП, КПБПТ, КПБК, КППБП. Кабель КПБК, КПБП состоит из медных однопроволочных жил 6, 10, 16, 25 мм² изолированных в два слоя полиэтиленовой изоляции, а также подушки и брони.

Основные характеристики кабеля марки КПБП (16 мм²):

- рабочее напряжение от 2500 до 5000 В;
- рабочая жидкость от 90°С до 120°С;

- допустимое давление пластовой жидкости 25МПа.

Кабели подразделяются:

1. По материалу изоляции:

- плёнка полиимидно-фторопластовая (И);
- лаковая изоляция (Л);
- полиэтилен высокой плотности (П);
- полиэтилен высокой плотности вулканизированный (Пв);
- полипропилен (ПП);
- резины на основе этиленпропиленового каучука (Э);
- фторсополимеры (Ф);
- термоэластопласты (Т).

2. По материалу оболочек:

- полиэтилен высокой плотности (П);
- полипропилен (ПП);
- резины на основе этиленпропиленового каучука (Э);
- термоэластопласты (Т);
- резины на основе этиленпропиленового каучука (Н);
- свинец и его сплавы.

3. Конструкции подушки под броней:

- обмотка или оплётка (без обозначения);
- общая оболочка (О).

4. По материалу брони:

- лента стальная оцинкованная (Б);
- лента из коррозионностойкой стали (Бк).

5. По конструктивному исполнению:

- круглый (К);
- плоский (П).

На сегодняшний день на Лугинецком месторождении применяют кабель марки КПБП. Это кабель с медными жилами, с полипропиленовой изоляцией,

бронированный, плоский. Кабель состоит из трех жил, изолированных между собой двойным слоем изоляции и уложены параллельно в один ряд, далее накладывается подушка из прорезиненной ткани и брони. Броня кабеля ступенчатая с противозадирным профилем. Кабель стойкий к воздействию пониженной температуры при неподвижной прокладке до минус 60 °С, при спускоподъемных (СПО) и перемоточных операциях до минус 40 °С. А так же стойкий к воздействию повышенной температуры до 120 °С. Раздавливающее усилие кабеля не менее 200кН [5,6].

3.2 Выбор глубины погружения и расчет сепарации газа у приема насоса

Глубина спуска электроцентробежного насоса в скважину определяется из условия обеспечения минимального забойного давления. Наиболее оптимальным значением свободного газосодержания на приеме ЭЦН следует считать 30–40 %. С учетом последнего на кривой изменения давления по стволу скважины следует найти участок с таким газосодержанием и с учетом кривизны ствола скважины выбрать глубину спуска насоса. Как показывает практика эксплуатации ЭЦН, наличие в насосе такого количества свободного газа приводит к увеличению межремонтного периода скважин на 10–15%.

При выполнении проверочных расчетов определение глубины подвески насоса обычно выполняется для 2-3 вариантов конструкции установок. Для них же выполняются и все остальные расчеты.

При выполнении проверочных расчетов (расчет изменения давления по стволу скважины выше приема насоса и изменения давления по НКТ) следует учитывать сепарацию газа у приема ЭЦН. Величину коэффициента сепарации для скважин, оборудованных установками ЭЦН, определяют:

$$\delta = \frac{1}{(1 + 0,6 \cdot (Q_{г.св} / W_0 \cdot F_3))}, \quad (3.1)$$

где W_0 – относительная скорость всплытия газовых пузырьков в жидкости, м/с; F_3 – площадь сечения затрубного пространства между обсадной колонной и погружным электродвигателем (ПЭД), м² [5].

3.3 Определение требуемого напора насоса

Для согласования характеристики насоса, скважины и, следовательно, нахождения величины удельной энергии, передаваемой насосом газожидкостной смеси и обеспечения нормы отбора жидкости из скважины с выбранной глубины спуска насоса строится напорная характеристика скважины $Q = f(H_{скв})$:

$$H_{скв} = H_{скв.дин.} + P_y / (\rho \cdot g) + h_{тр} - H_c, \quad (3.2)$$

где $H_{скв.дин.}$ – глубина динамического уровня скважины при отборе заданного количества жидкости (м);

$P_y / (\rho \cdot g)$ – устьевое давление, выраженное в метрах столба жидкости, при средней плотности газожидкостной смеси на участке «насос-устье» скважины;

$h_{тр}$ – потери напора на трение, м.вод.столба.

Если нет данных о величине динамического уровня, то приближенно можно определить:

$$H_{дин.} = L_{сн} - \frac{P_{пл} - Q_{жид} / K}{\rho_{вн} \cdot g}, \quad (3.3)$$

где $\rho_{вн}$ – плотность водонефтяной смеси на выходе из насоса.

Потери напора на гидравлическое трение в НКТ ориентировочно определяют как для однородной ньютоновской жидкости:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{H_{сн} \cdot \omega^2}{2 \cdot g \cdot D}, \quad (3.4)$$

где λ – коэффициент гидравлических сопротивлений,

ω – линейная скорость потока, м/с.

$$\omega = \frac{Q_n \cdot b_n + Q_g \cdot b_g}{86400 \cdot F_{\text{нкт}}}, \quad (3.5)$$

Напор, соответствующий газлифтному эффекту в подземных трубах, можно приближенно оценить по формуле:

$$H_z = 4 \cdot D \cdot G_{\text{о.факт}} \cdot (1 - (P_y / P_{\text{нас}})^{1/3}) \cdot [1 - B(\bar{P})], \quad (3.6)$$

где D – внешний диаметр НКТ в дюймах,

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения после сепарации газа у насоса,

$B(P)$ – средняя обводненность продукции в подъемнике при среднем давлении $P = 0,5 \cdot (P_{\text{вн}} P_{\text{ус}})$.

Для построения напорной характеристики скважины задаются несколькими значениями дебита (5–6, начиная от нуля); по расчетным точкам в координатах $Q=f(H)$ строится линия развиваемого пластом напора $H_{\text{скв}}$.

В дальнейшем на напорную характеристику скважины накладывается характеристика насоса для отыскания точки их пересечения, определяющая дебит скважины, равный подаче ЭЦН [2].

Выбор диаметра НКТ для ЭЦН осуществляют в зависимости от дебита скважины:

Таблица 3.1– Выбор диаметра НКТ для ЭЦН

Дебит по жидкости, м ³ /сут.	Менее 150	150–300	Более 300
Внутренний диаметр НКТ, мм	50,3	62	76

3.5 Расчет межремонтного периода

Основным показателем работы скважин является межремонтный период (МРП). По отношению к отдельной скважине – это средняя продолжительность непрерывной работы скважины в сутках между двумя ремонтами. По отношению к группе N скважин МРП можно вычислить по формуле:

$$\text{МРП} = \frac{T \cdot \Phi \cdot K_{\text{экспл}}}{N}, \quad (3.7)$$

где T – календарное число суток за расчетный скользящий год (365 или 366);

Φ – среднеарифметический фонд скважин расчетного скользящего года;

$k_{\text{экспл}}$ – коэффициент эксплуатации за расчетный скользящий год;

N – число ремонтов скважин с использованием подъемного агрегата.

МРП на «N» месторождении в среднем за всю историю эксплуатации составляет примерно 215 суток. Постоянный рост МРП с 2006 года связан с применением дополнительного оборудования для снижения осложняющих факторов, влияющих не в лучшую сторону на этот показатель.

Объективные причины являются следствием сложности месторождения, высокого газового фактора и наличия вышележащих газовых пластов с незначительными перемычками с эксплуатируемым объектом. Данные условия должны учитываться при подборе скважин под механизированную добычу, при подборе типоразмера насоса и глубины его спуска.

Снижение МРП неизбежно ведёт к увеличению затрат на ремонт скважин, потерям в добыче и следовательно к увеличению себестоимости добываемой продукции [7].

4. Влияние свободного газа на работу УЭЦН

Наличие свободного газа в откачиваемой жидкости при условии, что объемная доля его в газожидкостной смеси (ГЖС) превышает некоторую величину, значительно сказывается на характеристике центробежного насоса.

Исследования влияния газа на работу центробежных насосов были начаты в двадцатых годах нашего века, когда было показано, что попадание воздуха во всасывающую линию насосной установки сопровождается изменением напора, подачи, мощности и КПД насоса. При большом количестве свободного газа происходит срыв подачи, в то время как при малом газосодержании насос, несмотря на снижение подачи, и развиваемого давления, работает достаточно устойчиво и регулирование центробежного насоса введением на прием небольшого объема газа может быть экономичнее дросселирования потока на выкиде.

Широкое применение на промыслах УЭЦН для эксплуатации в нефтяных скважинах и центробежных насосов стационарного типа в системе сбора добываемой продукции, перекачивающих, как правило, ГЖС, вызвало значительное увеличение числа работ, посвященных изучению влияния свободного газа на характеристики центробежных насосов.

Визуальные наблюдения структуры потока в каналах центробежного насоса с помощью стробоскопа, выполненные П.Д.Ляпковым и подтвержденные исследованиями С.Г.Бажайкина, Дж.Принетти и Дж.Скарси, выявили основную причину резкого ухудшения параметров работы центробежного насоса на ГЖС с ростом газосодержания, заключающуюся в образовании в каналах рабочего колеса и направляющего аппарата газовых каверн, не участвующих в общем, течении смеси через каналы (рисунок 4.1.).

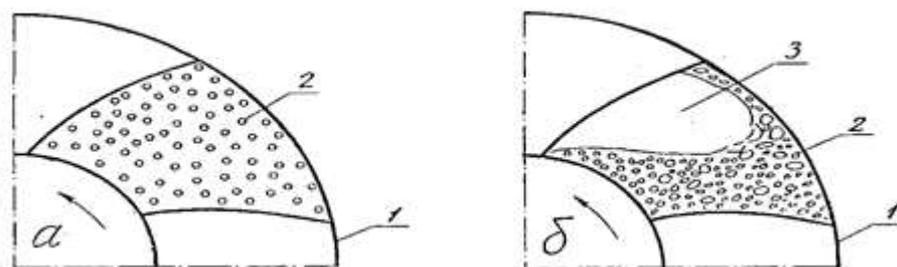


Рисунок 4.1. – Структуры течения газожидкостной смеси в центробежном насосе при бескавитационных режимах (а) и режимах искусственной кавитации (б): 1 – рабочее колесо насоса; 2 – пузырьки газа; 3 – газовая каверна.

Одним из основных факторов, определяющих влияние газа на работу УЭЦН, является величина газосодержания у входа в насос β_{ex} – отношение расхода газа к подаче смеси:

$$\beta_{ex} = \frac{Q_g}{Q_g + Q_{ж}} \quad (4.1)$$

где Q_g – расход свободного газа, поступающего в УЭЦН, при термодинамических условиях,

$Q_{ж}$ – подача жидкости погружным центробежным насосом в тех же условиях.

Величину газосодержания у входа в насос β_{ex} выражают как в долях единицы, так и в процентах.

При откачке газожидкостной смеси можно выявить два характерных случая работы погружного центробежного насоса – в бескавитационных режимах (при небольших β_{ex}) и в режимах искусственной кавитации (при высоких β_{ex}). В бескавитационных режимах работы насоса в межлопаточных каналах его рабочих органов существует эмульсионная структура потока (рисунок 4.1, а) и кривые напор-подача по смеси совпадают с характеристикой насоса на однородной жидкости. С ростом газосодержания в каналах рабочих колес и направляющих аппаратов насоса образуются газовые полости (каверны), не участвующие в общем течении смеси через каналы (рисунок 4.1 б). Появление заполненных газом каверн приводит к уменьшению пропускной способности каналов насоса и резкому ухудшению условий обтекания лопастей, нарушающему энергообмен между насосом и перекачиваемой средой. При наличии газовых каверн в межлопаточных каналах центробежный насос работает в режимах искусственной кавитации.

Кривые напор-подача по смеси при этом располагаются ниже характеристики насоса на негазированной жидкости. При дальнейшем увеличении β_{ex} может произойти срыв подачи насоса.

До β_{ex} равном 3% влияние газа на характеристику насоса незначительно. При увеличении β_{ex} кривые становятся вертикальными, что свидетельствует об образовании газовых каверн (о развитии искусственной кавитации) в межлопаточной части ступеней насоса. Когда газосодержание достигает критического значения для данного режима работы насоса, происходит срыв подачи (рисунок 4.2).

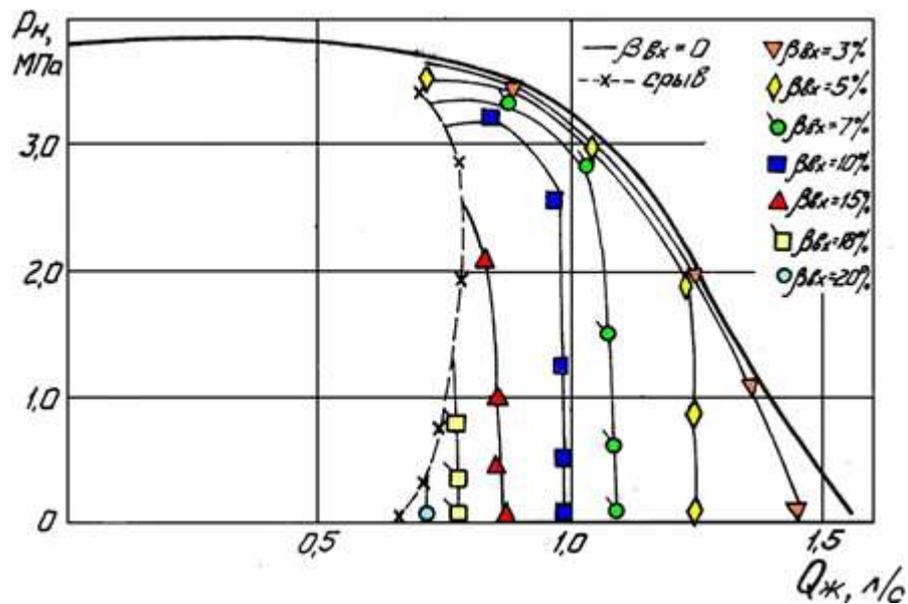


Рисунок 4.2 – Характеристики насоса ЭЦНА5-80 на смеси «вода-газ»

В ряде случаев могут проявляться и другие причины значительного влияния газа на работу центробежного насоса – сепарация газовых пузырьков в межлопаточных каналах к центру рабочих колес под действием центробежных сил, акустическое запираение каналов рабочего колеса на мелкодисперсных ГЖС, содержащих ПАВ. Однако сепарационная теория справедлива только в области малых относительных подач насоса и в рабочей части характеристики влиянием сепарации пузырьков газа из жидкости на напорно-расходные кривые насоса можно пренебречь: акустического запираения каналов ступеней УЭЦН при откачке ГЖС в скважинах также не происходит.

Области существования режимов течения газожидкостной смеси, границы между кавитационными и бескавитационными областями, а также рабочие параметры УЭЦН на газожидкостной смеси зависят, кроме величины $\beta_{вх}$, от целого ряда других параметров. К важным из них относятся: пенообразующие свойства и вязкость жидкости, абсолютное давление у входа в насос, дисперсность, число ступеней в насосе, режим работы по подаче [3].

5. Способы борьбы с газом при работе УЭЦН

При больших содержаниях свободного газа устойчивая работа центробежных насосов становится проблематичной. Для повышения эффективности УЭЦН обычно производят применение на входном участке насоса газосепаратора.

5.1 Применение газосепараторов

Значительная доля скважин «N» месторождения, оборудованных центробежными электронасосами (ЭЦН), эксплуатируется при высоком газосодержании, что значительно снижает развиваемое давление и подачу насоса. Нередко повышенное газосодержание на приеме насоса приводит к срыву подачи насосной установки. В настоящее время надежным способом снижения вредного влияния газа на работу ЭЦН является применение центробежных газосепараторов.

В нефтяной отрасли, в разные годы, применялись три типа газосепараторов: гравитационные, вихревые и центробежные. Для отделения газа от жидкости в этих газосепараторах используется плавучесть газовых пузырьков под действием гравитационных или центробежных сил.

Гравитационный газосепаратор имеет наименьший коэффициент сепарации, центробежный - наибольший, а вихревой газосепаратор по коэффициенту сепарации занимает промежуточное положение.

Российскими производителями выпускаются газосепараторы в соответствии со следующими нормативными документами:

- ТУ 26-06-1416-84. Модули насосные – газосепараторы МНГ и МНГК.
- ТУ 313-019-92. Модули насосные – газосепараторы Ляпкина МН ГСЛ.

- ТУ 3381-003-00217780-98. Модули насосные – газосепараторы МНГБ5.

По принципиальной схеме эти газосепараторы являются центробежными. Они представляют собой отдельные насосные модули, монтируемые перед пакетом ступеней нижней секции насоса посредством фланцевых соединений.

Валы секций или модулей соединяются шлицевыми муфтами.

Более 10 лет назад запущен в серийное производство отечественный сепаратор 1МНГ5 к ЭЦН 5 группы. Они успешно работали в широком диапазоне изменения условий эксплуатации. Однако сепаратор имел сложную конструкцию, большую массу, был подвержен абразивному износу и обрыву по корпусу сепаратора. Кроме того, в условиях высокого газосодержания на многих режимах наблюдалось существенное влияние газа на работу ЭЦН, оборудованных 1МНГ5.

Поэтому возникла необходимость создания нового типа сепаратора. Учеными ГАНГ им. И.М.Губкина был предложен новый тип сепарации, на основе которого специалисты АО

«Лебедянский машиностроительный завод» разработали конструкцию модуля насосного газосепаратора МН-ГСЛ5 (рисунок 5.1) к электропогружным насосам габаритной группы 5. Масса нового сепаратора оказалась примерно в 2 раза меньше, чем у 1МНГ5, в частности, – за счет упрощения конструкции.

Кроме того, в МН-ГСЛ5 предусмотрена защита внутренней поверхности корпуса от абразивного износа воздействия. Новый газосепаратор позволяет стабильно работать насосу при содержания газа до 80 %.

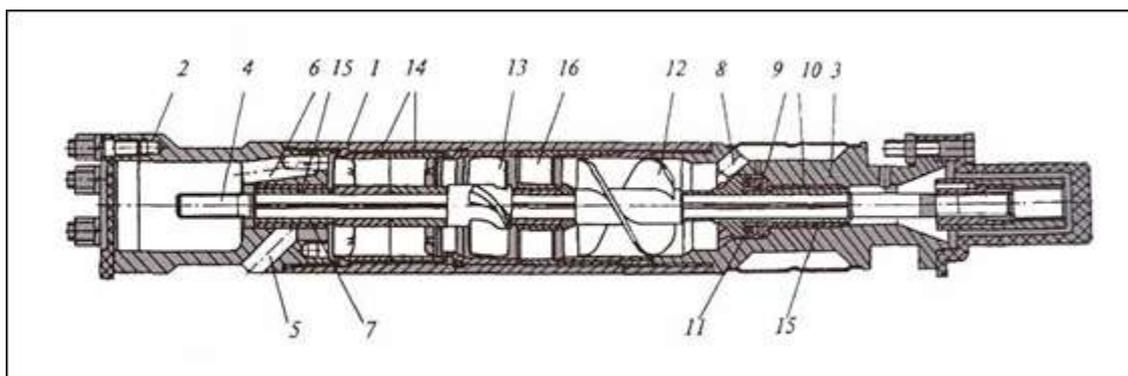


Рисунок 5.1 – Сепаратор типа МН(К)-ГСЛ

Газосепаратор типа МН(К)-ГСЛ состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основания 3 с приемной сеткой и вала 4 с расположенными на нем рабочими органами. В головке выполнены две группы перекрестных каналов 5, 6 для газа и жидкости и установлена втулка радиального подшипника 7. В основании размещены закрытая сеткой полость с каналами 8 для приема газожидкостной смеси, подпятник 9 и втулка 10 радиального подшипника. На валу размещены пяты 11, шнек 12, осевое рабочее колесо 13 с суперкавитирующим профилем лопастей, сепараторы 14 и втулки радиальных подшипников 15. В корпусе размещены направляющая решетка и гильзы.

Газосепаратор работает следующим образом: газожидкостная смесь (ГЖС) попадает через сетку и отверстия входного модуля на шнек и далее к рабочим органам газосепаратора. За счет приобретенного напора ГЖС поступает во вращающуюся камеру сепаратора, снабженную радиальными ребрами, где под действием центробежных сил газ отделяется от жидкости. Далее жидкость с периферии камеры сепаратора поступает по каналам переводника на прием насоса, а газ через наклонные отверстия отводится в затрубное пространство [3,4].

7. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

7.1. Анализ условий, необходимых для расчета

При выполнении данного расчета была выбрана скважина №1123 куста №43 – суточный дебит 117 тонн, глубина скважины $L=2880$ м, забойное давление $P_3=10$ атмосфер [8].

Расчет производился на основе следующих показателей: время затраченное на освоение, количество отработанных суток после освоения, добыча нефти за сутки, затраты на освоение, прибыль.

7.2 Расчет освоения скважины бригадой капитального ремонта скважин

1. Общее количество времени, затраченное на освоение скважины, включая время на ремонт скважины бригадой подземного ремонта скважин (ПРС) определяется выражением:

$$T = T_{KPC} + T_{BHP} + T_{ПРС}, \quad (7.1)$$

где T_{KPC} – время, затраченное бригадой капитального ремонта скважин (КРС) на освоение скважины, сутки;

T_{BHP} – время, затраченное на вывод скважины на режим, сутки;

$T_{ПРС}$ – время, затраченное бригадой ПРС на смену УЭЦН, сутки.

$$T = 7 + 3 + 4 = 14 \text{ суток}. \quad (7.2)$$

2. Производительность скважины (ПРС) №1123 составляет 117 т/сут. Потери нефти со скважины за 14 суток составят [8]:

$$P_H = ПРС \times T = 117 \times 14 = 1638 \text{ тонн}. \quad (7.3)$$

3. Стоимость потерь нефти от простоя скважины, при стоимости 1 тонны нефти ($C_{ТН}$), равной 22266 руб.¹:

$$C_{ПН} = P_H \times C_{ТН} = 1638 \times 22266 = 36471708 \text{ руб.} \quad (7.4)$$

¹Стоимость тонны нефти определена по формуле:

$$C_{ТН} = 0,1373 \times C_{БН} \times C_{ДСША},$$

где 0,1373 – коэффициент пересчета баррели в тонну для нефти марки Urals, $C_{БН}$ – стоимость баррели нефти [6], $C_{ДСША}$ – курс доллара США по отношению к российскому рублю [12].

4. Время наработки скважины после освоения и запуска (T_O) составило 47 суток.

5. Добыча нефти за отработанные сутки [8]:

$$D_H = ПРС \times T_O = 117 \times 47 = 5499 \text{ тонн.} \quad (7.5)$$

6. Выручка от добычи нефти за отработанные сутки, при стоимости 1 тонны нефти (C_{TH}), равной 22266 руб.:

$$B_H = D_H \times C_{TH} = 5499 \times 22266 = 122440734 \text{ руб.} \quad (7.6)$$

7. Затраты, связанные с освоением скважины, ремонтом, а также стоимость подземного оборудования (прямые затраты):

$$ПЗ = З_{KPC} + З_{ГФР} + З_{ПРС} + УП, \quad (7.7)$$

где $З_{KPC}$ – затраты на оплату работы бригаде КРС (5715руб./час);

$З_{ГФР}$ – затраты на оплату работы бригаде геофизиков (3120 руб./час);

$З_{ПРС}$ – затраты на оплату работы бригаде ПРС (5120руб./час);

$УП$ – условно переменные расходы (42,47 руб./тонна) [32].

Условно переменные расходы составляют:

$$УП = 42,47 \times D_H = 42,47 \times 819 = 34783 \text{ руб.} \quad (7.8)$$

Прямые затраты:

$$\begin{aligned} ПЗ &= З_{KPC} \times T_{KPC} + З_{ГФР} \times T_{ГФР} + З_{ПРС} \times T_{ПРС} + УП = \\ &= 5715 \times 168 + 3120 \times 8 + 5120 \times 96 + 34783 = 1511423 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (7.9)$$

8. Прибыль:

$$П_1 = B_H - ПЗ \quad (7.10)$$

$$П_1 = 122440734 - 1511423 = 120929311 \text{ руб.}$$

9. Прибыль с учетом оборудования:

$$П_2 = П_1 - C_{УЭЦ} \quad (7.11)$$

где $C_{УЭЦ}$ – стоимость УЭЦН.

$$П_2 = 120929311 - 1500000 = 119429311 \text{ руб.}$$

Сводные данные расчета представлены в таблице 7.1

Таблица 7.1 – Сводные данные расчета

Показатель	Освоение бригадой КРС
Общее время, затраченное на освоение скважины, сутки	14
Потери нефти, тонн.	1638
Стоимость потери нефти от простоя скважины, руб.	36471708
Наработка скважины после освоения и запуска, сутки	47
Добыча нефти за отработанные сутки, тонн	5499
Выручка от добычи нефти за отработанные сутки, руб.	122440734
Затраты на освоение, руб.	1511423
Прибыль, руб.	120929311

7.3 Расчет необходимой техники и затрат на топливо

Для расчета затрат на топливо, а также объемов работ на объекте, необходимо рассчитать количество единиц техники.

Объем работ на объекте:

Глубина скважины 2880 метров. Плановый ремонт по освоению скважины после проведения ГРП составляет 84 часа. Переезд бригады – 9 часов. Расстановка оборудования бригады, подготовительные работы к ремонту, включающие в себя разрядку скважины, монтаж подъемного агрегата, срыв пакера, промывка скважины, подъем пакера, нормализация забоя.

Принимаем скорость освоения скважины 480 м/сут [8]. Время на освоение скважины глубиной 2880 м:

$$T = L/V_{осв} = 2880/480 = 6 \text{ сут} = 144 \text{ ч}, \quad (7.12)$$

где T – время, затраченное на освоение скважины, ч;

L – глубина скважины, м;

$V_{осв}$ – скорость освоения, $V_{осв} = 480$ м/сут.

Время на подготовительные работы составляет 25 % от основного времени, затраченного на освоение скважины:

$$T_{подг} = T/4 = 36 \text{ ч}, \quad (7.13)$$

Подбор необходимой техники для спуско-подъемных операций:

Техническая производительность агрегата для освоения и ремонта скважин А-50 М показана в таблице 7.2.

Таблица 7.2 – Техническая характеристика агрегата А-50М [28]

Характеристика	Значение
Допустимая нагрузка, кН	600
Мощность привода, кВт	132,4
Максимально тяговое усилие, кН	112
Размеры бочки барабана (диаметр × длина), мм	426×560
Диаметр реборд барабана, мм	1100
Емкость барабана, м	300
Усилие на рычаге тормоза лебедки, кН	0,25

Таким образом, для освоения скважины необходим 1 агрегат А-50М.

Подбор необходимой техники для глушения скважины:

Техническая производительность цементировочного агрегата ЦА–320 показана в таблице 7.3.

Таблица 7.3 – Техническая характеристика агрегата ЦА – 320 [27]

Характеристика	Значение
Мощность двигателя, кВт	14,775
Тип цементировочного насоса	поршневой насос НПСЦ-32
Тип водяного насоса	центробежный насос
Масса агрегата, тонн	16
Вместимость мерного бака, м ³	6,4
Вместимость бака цементного раствора, м ³	0,25

Для освоения скважины потребуется 1 агрегат типа ЦА – 320.

Сводные данные расчета необходимого количества техники и затрат на ее работу представлены в таблице 7.4.

Таблица 7.4 – Необходимое количество техники и затрат на неё

Характеристика	А50 – М	ЦА – 320
Время работы, ч	96	6
Количество машин, ед.	1	1
Расход топлива, л/час	40	35
Расход топлива за все время освоения, л	3840	210
Стоимость одного литра дизельного топлива, руб.[34]	33	
Затраты на дизельное топливо, руб.	126720	6930
Затраты итого, руб.	133650	

Временная зависимость для освоения скважины отображена на рисунке 7.1.

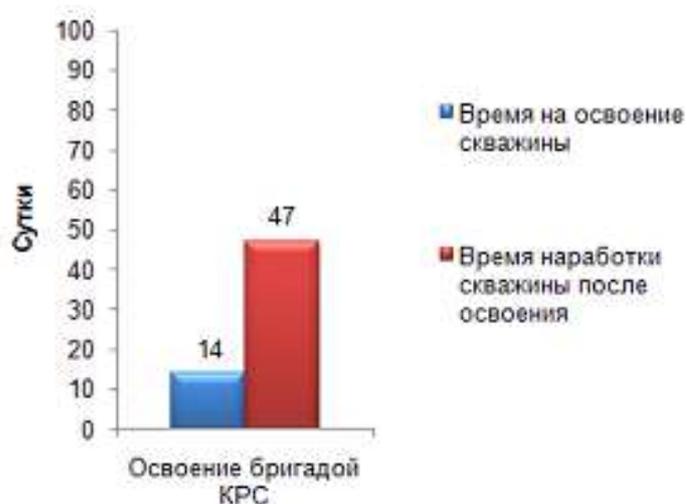


Рисунок 7.1– Временная зависимость для освоения скважины

7.4 Затраты на оплату труда

Расчет затрат на оплату труда работников производился согласно [26] с учетом размеров надбавок и доплат, показанных в таблице 7.5.

Таблица 7.5 – Надбавки и доплаты к заработной плате работника [32]

Название	Значение, отн. ед.
Районный коэффициент	1,7
Северная надбавка	1,5
Доплата за вредность	1,12
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты	1,25
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы	1,1

Результаты расчета затрат на оплату труда работников показаны в таблице 7.6.

Таблица 7.6 – Расчет затрат на заработную плату работников

	Мастер	Бурильщик	Первый помощник бурильщика	Второй помощник бурильщика	Машинист	
					ЦА-320	А-50М
Часовая тарифная ставка, руб.[32]	91,96	87,74	77,9	65,99	55,17	56,26
Районный коэффициент, руб.[32]	64,372	61,418	54,53	46,193	38,619	39,382
Северная надбавка, руб. [32]	45,98	43,87	38,95	32,995	27,585	28,13
Доплата за вредность, руб. [32]	11,0352	10,5288	9,348	7,9188	6,6204	6,7512
Компенсационная выплата за время нахождения в пути на вахту/с вахты, руб. [32]	22,99	21,935	19,475	16,4975	13,7925	14,065
Компенсационная выплата за вахтовый метод работы, руб. [32]	9,196	8,774	7,79	6,599	5,517	5,626
Зарботная плата за один час работы, руб.	245,5332	234,2658	207,993	176,1933	147,3039	150,2142
Время работы, час	72	72	72	72	72	72
Зарботная плата одного работника, руб.	17678,39	16 867,14	14975,50	12685,92	10605,88	10815,42
Количество работников	2	2	2	2	2	2
Итого, руб.	35356,78	33734,28	29950,99	25371,84	21211,76	21630,84
Общая сумма заработной платы, руб.	167 256,49					

7.5 Затраты на страховые взносы

Расчет затрат на страховые взносы в пенсионный фонд, фонд социального страхования, фонд обязательного медицинского страхования и обязательного социального страхования от несчастных случаев на производстве представлен в таблице 7.7. Рассчитывая затраты на страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний, выбираем согласно [29] класс III с тарифом 0,4 предоставление прочих услуг, связанных с добычей нефти и газа (код по ОКВЭД–11.20.04).

Таблица 7.7 – Расчет страховых взносов

Показатель	Мастер	Бурильщик	Первый помощник бурильщика	Второй помощник бурильщика	Машинист	
					ЦА-320	А-50 М
Заработная плата одного работника, руб.	17678,39	16867,14	14975,50	12685,92	10605,88	10815,42
ФСС (2,9%) [35]	512,67	489,15	434,29	367,89	307,57	313,65
ФОМС (5,1%) [35]	901,60	860,22	763,75	646,98	540,90	551,59
ПФР (22%) [35]	3889,25	3710,77	3294,61	2790,90	2333,29	2379,39
Страхование от несчастных случаев (тариф 0,4) [29]	70,71	67,47	59,90	50,74	42,42	43,26
Всего отчислений на одного работника, руб.	5374,23	5127,61	4552,55	3856,52	3224,19	3287,89
Количество работников	2	2	2	2	2	2
Затраты на заработную плату, включая отчисления	46105,24	43989,49	39056,09	33084,87	27660,14	28206,62
Общая сумма заработной платы, включая отчисления, руб.	218 102,46					

7.6 Затраты на амортизационные отчисления и прочие расходы

Затраты определяются исходя из балансовой стоимости основных производственных фондов и нематериальных активов и утвержденных в установленном порядке норм амортизации, учитывая ускоренную амортизацию их активной части. Нормы амортизации для агрегатов ЦА – 320и А-50 М выбираем согласно единым нормам амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР [30]. Выбираем значения норм в процентах в зависимости от грузоподъемности, мощности двигателя. Расчет амортизационных отчислений можно свести в таблицу 7.8.

Таблица 7.8 – Расчет амортизационных отчислений

Объект	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Норма амортизации в год, руб.	Норма амортизации в час, руб.	Кол-во, ед.	Время работы, часов	Сумма амортизации, руб.
ЦА-320	3950000	5	197500	22,5	1	6	135,3
А-50М	8000000	14,3	1144400	130,6	1	96	12541,4
Итого, рублей	12676,6						

Все рассчитанные показатели приведены в общей таблице расходов (таблица 7.9).

Таблица 7.9 – Общая сумма затрат

Расходы	Стоимость, руб.
Дизельное топливо	133650
Оплата труда	167256
Страховые взносы	50846
Амортизационные отчисления	12673
Накладные расходы (20 %)	72885
Итого	437310

Общая сумма затрат при освоении скважины №1123 куста №43 Лугинецкого месторождения составит 437310 руб. Распределение затрат по видам показано на рисунке 7.2.

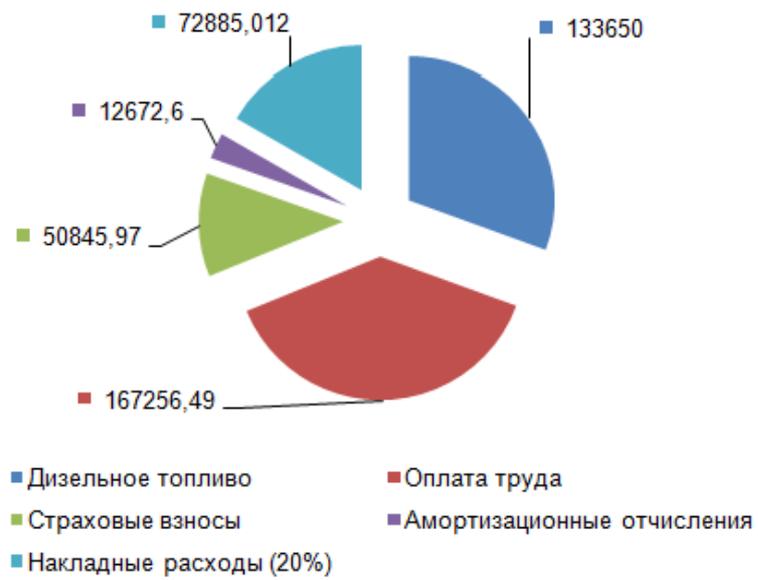


Рисунок 7.2 – Распределение затрат

Таким образом, большинство затрат приходится на оплату труда работников и топливные ресурсы [10,11,12].

8. Социальная ответственность

В данной главе решаются вопросы безопасной деятельности сотрудников АО «Томскнефть» ВНК, а в частности, технолога цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ-5). Рассматриваются такие вопросы как: опасные и вредные производственные факторы на рабочем месте, освещенность рабочего места, условия работы с ПЭВМ, электробезопасность и. т. д.

8.1 Профессиональная социальная безопасность

Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при анализе повышения эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Лугинецком месторождении рассмотрены в таблице 8.1.

Таблица 8.1 – Основные элементы производственного процесса, формирующие опасные и вредные факторы при анализе повышения эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Лугинецком месторождении

Наименование видов работ	Факторы (ГОСТ 12.0.003-74 ССБТ с измен. 1999 г.)		Нормативные документы
	Вредные	Опасные	
Работа с текстовыми и графическими редакторами	Недостаточная освещенность рабочей зоны. Отклонение показателей микроклимата. Степень нервно-эмоционального напряжения.	Электрический ток. Пожароопасность.	ГОСТ 12.0.003.-74. [15] СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [16] СанПиН 2.2.4.548–96 [17] СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [18]; ГОСТ 12.1.038–82. [19]

8.1.1 Анализ вредных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные вредные производственные факторы на рабочем месте технолога.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещенность рабочего места – важный фактор создания нормальных условий труда. Требуемый уровень освещения определяется степенью точности зрительных работ. Утомляемость органов зрения на рабочем месте зависит от следующих вредных факторов: отсутствия или недостатка естественного света; повышенной яркости света; пониженной контрастности; повышенной пульсацией светового потока. Действие данных факторов вызывает быструю утомляемость и снижение производительности труда, а в перспективе может привести к частичной потере зрения.

В технологическом отделе используется система общего равномерного освещения при которой светильники размещаются в верхней зоне помещения равномерно. Гигиенические требования к освещению приведены в таблице 8.2.

Таблица 8.2 – Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий

Помещения	Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г-горизон.) В – вертикальная) и высота плоскости над полом, м	Естественное освещение		Совмещенное освещение		Искусственное освещение		
		КЕО e_n , %		КЕО e_n , %		Освещенность, лк		
		при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при верхнем или комбинированном освещении	при боковом освещении	при комбинированном освещении		при общем освещении
						всего	от общего	
<i>Конструкторские и проектные организации, научно-исследовательские учреждения</i>								
Кабинеты, рабочие комнаты, офисы	Г-0,8	3,0	1,0	1,8	0,6	400	200	300

Расчёт общего равномерного искусственного освещения горизонтальной рабочей поверхности выполняется методом коэффициента светового потока, учитывающим световой поток, отражённый от потолка и стен.

Световой поток группы люминесцентных ламп светильника определяется по формуле:

$$\Phi = E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z \cdot 100 / (n \cdot \eta), \quad (8.1)$$

где E_n – нормируемая минимальная освещённость по СНиП 23-05-95, лк (300 лк); S – площадь освещаемого помещения, m^2 (28 m^2); K_3 – коэффициент запаса, учитывающий загрязнение светильника (источника света, светотехнической арматуры, стен и пр., т. е. отражающих поверхностей). $K_3=1,5$; Z – коэффициент неравномерности освещения, отношение E_{cp}/E_{min} . Для люминесцентных ламп при расчётах берётся равным 1,1; n – число светильников; η – коэффициент использования светового потока, %.

Коэффициент использования светового потока показывает, какая часть

светового потока ламп попадает на рабочую поверхность. Он зависит от индекса помещения i , типа светильника, высоты светильников над рабочей поверхностью h и коэффициентов отражения стен ρ_c и потолка ρ_n .

Индекс помещения определяется по формуле

$$i = S / h(A + B). \quad (8.2)$$

$$i = 28 / 3(7 + 4) = 0,85. \quad (8.3)$$

$$\eta = 38.$$

Таким образом, световой поток согласно (9.2) равен:

$$\Phi = 300 \cdot 28 \cdot 1,5 \cdot 1,1 \cdot 100 / (8 \cdot 38) = 4559 \text{ лм} \quad (8.4)$$

Рассчитав световой поток Φ , зная тип лампы, выбирается ближайшая стандартная лампа и определяется электрическая мощность всей осветительной системы. Выбираем люминесцентную лампу ЛБ ($P=80$ Вт, $\Phi=5400$ лм).

План размещения светильников с люминесцентными лампами в помещении отдела технологов ЦДНГ-5 представлен на рисунке 8.1.

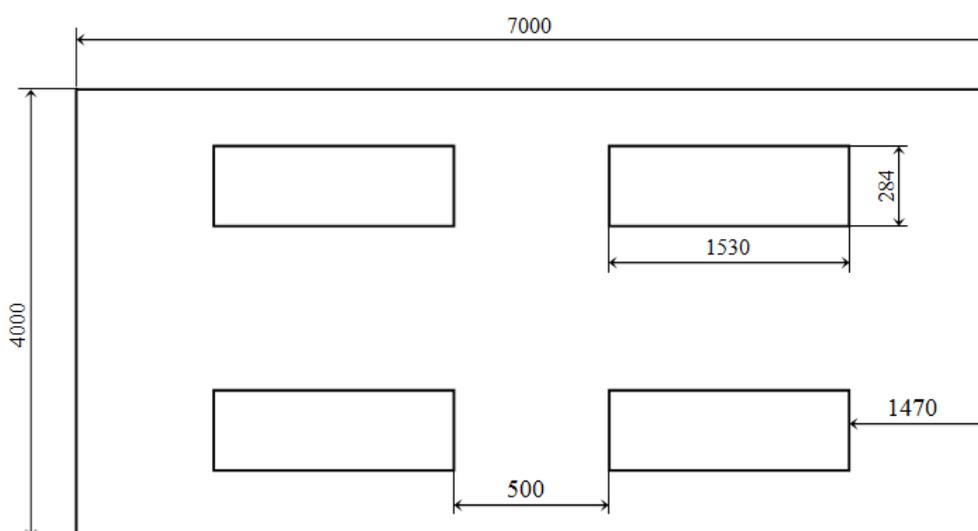


Рисунок 8.1 – План размещения светильников с люминесцентными лампами

Отклонение показателей микроклимата

Работа технолога сопровождается незначительным физическим напряжением и энергозатратами в пределах 121–150 ккал/час и в соответствии

с ГОСТ 12.1.005-88 относится к легкой работе категории Ib. На рабочем месте должны обеспечиваться допустимые нормы температуры, относительной влажности воздуха.

Влияние температуры окружающего воздуха на человеческий организм связано в первую очередь с сужением или расширением кровеносных сосудов кровеносных сосудов кожи.

Повышенная влажность затрудняет теплообмен между организмом и внешней средой вследствие уменьшения испарения влаги с поверхности кожи, а низкая влажность приводит к пересыханию слизистых оболочек дыхательных путей.

Постоянное отклонение от допустимых параметров микроклимата (таблица 8.3) приводит к перегреву или переохлаждению человеческого организма и связанными с ними негативными последствиями: при перегреве – к обильному потоотделению, учащению пульса и дыхания, головокружению, а в тяжелых случаях – возникновению теплового удара. При охлаждении возникают простудные заболевания, хроническое воспаление суставов, и т. д. [20].

Таблица 8.3 – Допустимые параметры микроклимата на рабочих местах производственных помещений

Сезон года	Категория тяжести выполняемых работ	Температура, °С		Температура поверхностей, t , °С	Относительная влажность, %	Скорость движения воздуха, м/с	
		ниже оптимальных величин t_{opt}	выше оптимальных величин t_{opt}			Если $t < t_{opt}$	Если $t > t_{opt}$
Холодный	Iб	19,0–20,9	23,1–24,0	18,0–25,0	15–75	0,1	0,2
Теплый	Iб	20,0–21,9	24,1–28,0	19,0–29,0	15–75	0,1	0,3

Параметры микроклимата для помещений с ПЭВМ указаны в таблице 8.4.

Таблица 8.4 – Параметры микроклимата для помещений с ПЭВМ

Период года	Параметр микроклимата	Величина
Холодный и переходный	Температура воздуха в помещении, °С	22–24
	Относительная влажность, %	40–60
	Скорость движения воздуха, м/с	до 0,1
Теплый	Температура воздуха в помещении, °С	23–25
	Относительная влажность, %	40–60
	Скорость движения воздуха, м/с	0,1–0,2

Степень нервно-эмоционального напряжения

Любая умственная работа вызывает нервно-эмоциональное напряжение. Для каждого рода деятельности необходим свой оптимум эмоционального напряжения, при котором реакции организма оказываются наиболее совершенными и эффективными. При выполнении человеком умственной работы с нервно-эмоциональным напряжением имеют место сдвиги в вегетативных функциях человека: повышение кровяного давления, изменение электрокардиограммы, увеличение легочной вентиляции и потребление кислорода, повышение температуры тела.

Во время регламентированных перерывов с целью снижения нервно-эмоционального напряжения, утомления зрительного анализатора, целесообразно выполнять комплексы упражнений для глаз, улучшения мозгового кровообращения, снятия утомления с плечевого пояса и рук, туловища и ног [21].

8.1.2 Анализ опасных производственных факторов и обоснование мероприятий по их устранению

Рассмотрим основные наиболее вероятные опасные производственные факторы на рабочем месте технолога.

Электробезопасность

Электробезопасность – система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей от вредного и опасного

воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

Таблица 8.4 – Классификация помещений по степени опасности поражения электрическим током

Категория	Описание
1. Помещения без повышенной опасности	сухие, не жаркие, с токонепроводящим полом, без токопроводящей пыли, а также помещения с небольшим количеством металлических предметов, конструкций, машин и т. п.
2. Помещения с повышенной опасностью	сырые, в которых при нормальных условиях влажность временно может повышаться до насыщения, как, например, при резких изменениях температуры или при выделении большого количества пара; сухие, но неотапливаемые, чердачные помещения, неотапливаемые лестничные клетки и помещения отапливаемые, но с кратковременным присутствием влаги; помещения с токопроводящей пылью
3. Помещения особо опасные	особо сырые помещения; помещения с едкими парами, газами и охлаждающими жидкостями, разрушительно действующими на обычно употребляемые в электрических установках материалы и снижающими сопротивление человеческого тела; помещения, в которых имеются два или несколько признаков опасности

Технологический отдел относится к первой категории помещений по степени опасности поражения электрическим током, так как является сухим, не жарким, с токонепроводящим полом, а также является помещением с небольшим количеством металлических предметов.

Для исключения поражения человека электрическим током на рабочих местах технологического отдела выполнено следующее: защищены изоляции всех элементов электрического оборудования, аппаратуры; рабочие места в помещении оборудованы защитным заземлением; устранена опасность поражения людей электрическим током при появлении на внешних частях приборов, аппаратуры напряжения (заземление и защитное отключение).

Нормативные характеристики электробезопасности технологического отдела соответствуют ГОСТ 12.1.030-8: сопротивление заземляющих проводов $< 4 \text{ Ом}$; сопротивление изоляции электроустройств $> 0,5 \text{ МОм}$.

Характеристики электробезопасности на рабочем месте технолога: сопротивление заземляющих проводов – 3 Ом ; сопротивление изоляции

электроустройств – 0,6 МОм [22,23,24].

Пожароопасность

Пожары на промышленных предприятиях представляют большую опасность для работающих и могут причинить огромный материальный ущерб.

Пожарная безопасность может быть обеспечена мерами пожарной профилактики и активной пожарной защиты. Понятие пожарной профилактики включает комплекс мероприятий, необходимых для предупреждения возникновения пожара или уменьшения его последствий. Под активной пожарной защитой понимаются меры, обеспечивающие успешную борьбу с возникающими пожарами или взрывоопасной ситуацией.

Безопасность людей должна быть обеспечена при возникновении пожара в любом месте объекта. Все мероприятия пожарной безопасности можно разделить на организационные, технические, режимные и эксплуатационные.

Организационные мероприятия пожарной безопасности предусматривают правильную организацию пожарной охраны на объекте, проведение противопожарных инструктажей и технических минимумов, пропаганды и агитации, организации добровольных пожарных дружин и т. п.

Технические мероприятия включают строгое соблюдение правил, норм и ГОСТов при проектировании зданий и сооружений, при устройстве электросетей, электроустановок, оборудования, отопления, вентиляции, освещения и др. К мероприятиям режимного характера относятся меры по запрещению курения и применения открытого огня в недозволенных местах, меры пожарной безопасности при проведении огневых работ и т. п. Эксплуатационными мероприятиями являются своевременные профилактические осмотры, испытания и ремонты технологического, вспомогательного и инженерного оборудования (электросетей, электроустановок, отопления, вентиляции и т.п.).

Согласно ГОСТ 12.1.004-91 пожарная безопасность обеспечивается

системой предотвращения пожара и системой пожарной защиты [25].

8.3 Экологическая безопасность

Вредные факторы влияния на экологическую безопасность Лугинецкого месторождения, а также возможные методы их предотвращения показаны в таблице 8.5.

Таблица 8.5 – Вредные факторы влияющие на экологическую безопасность Лугинецкого месторождения

Природные ресурсы и компоненты окружающей среды	Вредные воздействия	Природоохранные мероприятия
Земля и земельные ресурсы	Уничтожение и повреждение почвенного слоя, сельхозугодий и других земель; загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами; засорение почвы производственными отходами; уничтожение растительности.	Рациональное планирование мест и сроков проведения работ; соблюдение нормативов отвода земель. Рекультивация земель; сооружение поддонов, отсыпка площадок для стоянки техники; вывоз, уничтожение и захоронение остатков нефтепродуктов, химреагентов, мусора, загрязненной земли.
Вода и водные ресурсы	Загрязнение водных объектов: прямое загрязнение в результате технологических потерь и утечки нефти на рельеф с последующей ее миграцией; прямое загрязнение в результате аварийных выбросов нефти в водоемы.	Установка канализационных емкостей на кустах скважин; все трубопроводы, оборудование и аппаратуру подвергать гидравлическому испытанию и контролю стыков на их прочность и герметичность; для предупреждения попадания нефти в водоемы устанавливать боны.

Продолжение таблицы 8.5

Атмосферный воздух	Загрязнение атмосферного воздуха.	Полная герметизация системы сбора и транспортировки нефти; защита оборудования от коррозии оснащение предохранительными клапанами арматуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное; сбор нефти и газа с предохранительных клапанов в аварийные емкости
Животный мир	Распугивание, нарушение мест обитания животных, рыб и других представителей животного мира, случайное уничтожение.	Предупреждение разливов нефти и вызываемой ими гибели рыб и водоплавающих птиц; утилизация попутного газа, ликвидация факелов; подземная прокладка трубопровода, исключающая гибель, ранения и прочие нарушения условий обитания диких животных.

Экологическая характеристика Лугинецкого месторождения рассматривается как устойчивая к загрязнению. Земли, отведенные в постоянное пользование на период эксплуатации месторождения, используются для размещения: эксплуатационных и нагнетательных скважин (кустовые площадки); площадок под объекты обустройства; автомобильных дорог, линий электропередач и др.

8.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Одним из наиболее вероятных и разрушительных видов ЧС, который может возникнуть на нефтяном месторождении являются пожары и взрывы, влекущие за собой травмы и гибель людей, а также значительный материальный ущерб.

Пожарная безопасность представляет собой единый комплекс организационных, технических, режимных и эксплуатационных мероприятий по предупреждению пожаров и взрывов.

Категории помещений по пожарной и взрывопожарной опасности определяются исходя из вида находящихся в помещениях горючих веществ и материалов, их количества и пожароопасных свойств, а также исходя из объемно-планировочных решений помещений и характеристик проводимых в них технологических процессов, Федеральный закон от 22.07.2008 N 123-ФЗ (ред. от 13.07.2015) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности". Категория объекта относится к повышенной пожароопасности (А).

Пожарная безопасность объекта должна обеспечиваться следующими системами и мероприятиями:

- предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объемно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению;

- ограничения пожарной опасности строительных материалов, используемых в поверхностных слоях конструкции здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;

- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;

- сигнализация и оповещение о пожаре.

- план эвакуации людей при пожаре;

- установкой систем автоматической противопожарной сигнализации (датчики-сигнализаторы типа ДТП).

Помещение обязательно должно быть оснащено первичными средствами пожаротушения. Ручные огнетушители должны размещаться согласно требованиям ГОСТа 12.4.009-83.

Правила эвакуации при пожаре:

При обнаружении пожара немедленно сообщить начальнику смены.

Быстро выйти из зоны пожара, заранее прикинув безопасный маршрут. Оказать неотложную медицинскую помощь пострадавшим и эвакуировать их в лечебные учреждения. Дождаться пожарной бригады и показать источник возгорания. При сильном задымлении обязательно использовать средства защиты органов дыхания от угарного газа: ватно-марлевые повязки, смоченные водой платки.

8.5 Законодательное регулирование

8.5.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Технолог должен знать и соблюдать гражданский и трудовой кодексы и налоговое законодательство Российской Федерации. Работа технолога ЦДНГ-5 осуществляется вахтовым методом и регламентирована главой 47 трудового кодекса Российской Федерации (ст. 297–302).

Вахтовый метод – особая форма осуществления трудового процесса вне места постоянного проживания работников, когда не может быть обеспечено ежедневное их возвращение к месту постоянного проживания. Работники, привлекаемые к работам вахтовым методом, в период нахождения на объекте производства работ проживают в специально создаваемых работодателем вахтовых поселках, представляющих собой комплекс зданий и сооружений, предназначенных для обеспечения жизнедеятельности указанных работников во время выполнения ими работ и междусменного отдыха, либо в приспособленных для этих целей и оплачиваемых за счет работодателя общежитиях, иных жилых помещениях.

Лицам, выполняющим работы вахтовым методом, за каждый календарный день пребывания в местах производства работ в период вахты, а также за фактические дни нахождения в пути от места нахождения работодателя (пункта сбора) до места выполнения работы и обратно выплачивается взамен суточных надбавка за вахтовый метод работы.

Работникам, выезжающим для выполнения работ вахтовым методом в районы Крайнего Севера и приравненные к ним местности из других районов, устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате; предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск: 24 календарных дня (районы Крайнего Севера), 16 календарных дней (местности, приравненные к районам Крайнего Севера).

8.5.2 Описание рабочего места

Рабочее место технолога находится в помещении ЦДНГ-5, расположенном на втором этаже двухэтажного здания. Окна выходят на северо-восток. Оконные проемы оборудованы жалюзи. Размеры помещения: длина $a = 7$ м, ширина $b = 4$ м, высота $h = 3$ м.

Общая площадь:

$$S = a \cdot b = 7 \cdot 4 = 28 \text{ м}^2. \quad (8.5)$$

В помещении отдела технологов имеются 3 рабочих места для сотрудников, каждое из которых включает в себя: рабочий стол, кресло, компьютер (ПЭВМ).

Также, в помещении есть 3 шкафа для документации и верхней одежды сотрудников. Имеются кондиционер, медицинская аптечка и огнетушитель.

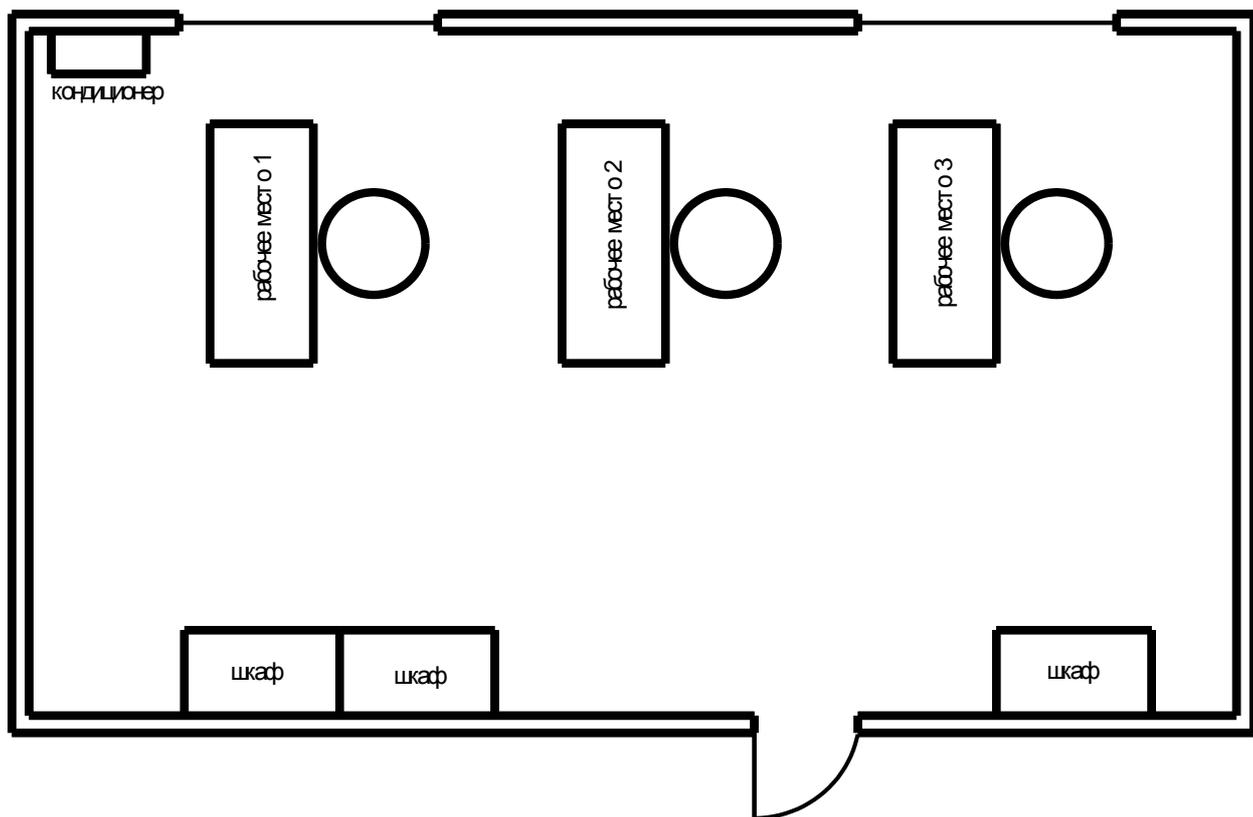


Рисунок 8.2 – Схема рабочего места технологов

Выводы

В заключении работы, можно сделать следующие выводы. Социальная ответственность – это реализация не только своих интересов и целей (карьерный рост, развитие, получение заработной платы), но и учет последствий, которые воздействуют на окружающих людей, окружающую среду. Нужно хорошо понимать, что любые не правильные действия со стороны работника, могут нанести не поправимый ущерб.

Так же работник должен хорошо понимать об опасных ситуациях которые могут возникнуть и уметь правильно повести себя, если эти ситуации произойдут.

Данный раздел дает подробную информацию о том, какие условия должен предоставить работодатель работнику и какие действия работник должен предпринять в чрезвычайных ситуациях.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Эксплуатация нефтяных скважин механизированным способом на «N» месторождениях сопряжена с целым рядом проблем, обусловленных сложными горнотехническими условиями.

Наклонно-направленный профиль скважин в сочетании с высоким газовым фактором и давлением насыщения, вынос механических примесей из пласта, высокая пластовая температура, отложение солей, парафина, гидратообразование не способствуют успешной эксплуатации серийно выпускаемого насосного оборудования.

Все эти факторы приводят к снижению межремонтного периода работы скважин и как следствие увеличению себестоимости извлекаемой нефти.

Важнейшее направление в области технологии добычи нефти – это испытание и внедрение новых видов оборудования, нестандартных компоновок известного оборудования, предназначенного для подъёма жидкости из нефтяных скважин.

Комплексный подход и внедрение дополнительного оборудования привели к значительному увеличению межремонтного периода, коэффициента эксплуатации скважин и эффективности эксплуатации УЭЦН в целом.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ СТУДЕНТА

1. Демидов Н.Ю. «Гидравлический удар в нефтепроводах» / Демидов Н.Ю.; науч. рук. С.Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 1 / Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018. – 671с.

2. Демидов Н.Ю. «Повышение эффективности и долговечности УЭЦН путем применения гибкой шарнирной муфты» / Демидов Н.Ю.; науч. рук. П.Н. Зятиков // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXIII Международного научного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 120-летию со дня рождения академика К.И. Сатпаева, 120-летию со дня рождения профессора К.В. Радугина. 2019 г. (в печати).

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ТЭО СРП Лугинецкого месторождения / Отчет о НИР, ЗАО «ИЦ ЮКОС», 2000 г.
2. Дроздов А.Н. Влияние свободного газа на характеристики глубинных насосов // Нефтяное хозяйство.- 2003.- №1.- С.68-70
3. Дроздов А.Н. Исследование характеристик погружных центробежных насосов при откачке газожидкостных смесей из скважин / Глава 3 докторской диссертации
4. Деньгаев А.В. Испытания газосепараторов габарита 5А к центробежным электронасосам
// Нефтяное хозяйство.- 2004.- №6.- С.96-99
5. Агеев Ш. Р., Дружинин Е. Ю. Погружные центробежные и центробежно-вихревые насосы для добычи нефти и предвключенные устройства к ним для повышения эффективности работы при высоком газосодержании на входе / Доклад с конференции «Нефтеотдача-2003», РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина.
6. Ивановский В.Н., Дарищев В.И. Скважинные насосные установки для добычи нефти. – М.: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2002.- 824 с.
7. Данные технологических режимов работы скважин Лугинецкого месторождения АО «Томскнефть» ВНК. – Томск, 2019.
8. Программный комплекс «RosPump».
9. Демидов Н.Ю. «Гидравлический удар в нефтепроводах» / Демидов Н.Ю.; науч. рук. С.Н. Харламов // Проблемы геологии и освоения недр: труды XXII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых, посвященного 155-летию со дня рождения академика В.А. Обручева, 135-летию со дня рождения академика М.А. Усова, основателей Сибирской горно-геологической школы, и 110-летию первого выпуска горных инженеров в Сибири. В 2-х томах. Том 1 / Томский политехнический

университет. – Томск: Изд-во Томского политехнического университета, 2018.
– 671с.

10. Федеральный закон от 22.12.2005 № 179-ФЗ (с изм. от 01.12.2014) «О страховых тарифах на обязательное социальное страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний на 2006 год»

11. Постановление Совмина СССР от 22.10.1990 № 1072 «О единых нормах амортизационных отчислений на полное восстановление основных фондов народного хозяйства СССР»

12. Положение АО «Томскнефть» ВНК об оплате труда работников общества

13. Безопасность жизнедеятельности. Расчёт искусственного освещения. Методические указания к выполнению индивидуальных заданий для студентов дневного и заочного обучения всех специальностей /Сост. О.Б. Назаренко – Томск: Изд. ТПУ, 2005. – 12 с.

14. Техническая документация АО «Томскнефть» ВНК.

15. ГОСТ 12.0.003.-74.ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

16. СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03. Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий. – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 6.04.03 г.)

17. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01.10.1996 г.

18. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. «Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы». – М.: Госкомсанэпиднадзор, 2003 (утв. Главным государственным санитарным врачом РФ 13.06. 2003 г.)

19. ГОСТ 12.1.038–82. ССБТ. Электробезопасность. Предельно

допустимые уровни напряжений прикосновения и токов (01. 01.89).

20. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений, утв. Постановлением ГКСЭН России 01.10.1996 г.

21. Трудовой кодекс Российской Федерации (по состоянию на 20 октября 2014 года). – Новосибирск: Норматика, 2014. – 206 с.

22. Правила устройства электроустановок (все действующие главы) / под общ.ред. В. В. Дрозд. – Москва: Альвис, 2012. – 814 с.

23. ПБ 08-624-03 Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. Утв. Постановлением Госгортехнадзором от 05.06.2003.

24. ГОСТ 12.1.030-81. ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление (01.07.82).

25. ГОСТ 12.1.004-91. ССБТ. Пожарная безопасность. Общие требования (01.07.92)