

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

### БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
<b>Особенности эксплуатации скважин оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения "Снежное" Томская область</b>

УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Кирпиченко Антон Андреевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

### КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Клемашева Елена Игоревна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Федорчук Юрий Митрофанович	д.т.н.		

### ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

## Результаты освоения ООП

Код	Результат освоения ООП	Требования ФГОС ВО, СУОС, критериев АИОР, и/или заинтересованных сторон
P1	Применять базовые естественнонаучные, социально-экономические, правовые и специальные знания в области нефтегазового дела, самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОК(У)-1, ОК(У)-2, ОК(У)-4, ОК(У)-6, ОК(У)-7, ОК(У)-8, ОПК(У)-1, ОПК(У)-2)</i>
P2	Решать профессиональные инженерные задачи на основе информационной и библиографической культуры с применением информационно-коммуникационных технологий и с учетом основных требований информационной безопасности	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-3, ОК(У)-5, ОК(У)-9, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6)</i>
P3	Осуществлять и корректировать технологические процессы при эксплуатации и обслуживании оборудования нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ПК(У)-1, ПК(У)-2, ПК(У)-3, ПК(У)-6, ПК(У)-7, ПК(У)-8, ПК(У)-10, ПК(У)-11)</i>
P4	Выполнять работы по контролю промышленной безопасности при проведении технологических процессов нефтегазового производства и применять принципы рационального использования природных ресурсов а также защиты окружающей среды в нефтегазовом производстве	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ, (ПК(У)-4, ПК(У)-5, ПК(У)-9 ПК(У)-12, ПК(У)-13, ПК(У)-14, ПК(У)-15)</i>
P5	Получать, систематизировать необходимые данные и проводить эксперименты с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий для решения расчетно-аналитических задач в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК (У)-23, ПК (У)-24)</i>
P6	Использовать стандартные программные средства для составления проектной и рабочей и технологической документации в области нефтегазового дела	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ ОК(У)-4, ОПК(У)-3, ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-25, ПК(У)-26)</i>
P7	Работать эффективно в качестве члена и руководителя команды, формировать задания и оперативные планы, распределять обязанности членов команды, нести ответственность за результаты работы при разработке и эксплуатации месторождений	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-4, ПК(У)-9, ПК(У)-14), требования профессионального стандарта 19.021 Специалист по промысловой геологии</i>
P8	Управлять технологическими процессами, обслуживать оборудование, использовать любой имеющийся арсенал технических средств, обеспечивать высокую эффективность при разработке и реализации проектов нефтегазовых объектов	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-5, ОПК(У)-6, ПК(У)-9, ПК(У)-11), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата</i>
P9	Повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности на опасных производственных объектах, соблюдать правила охраны труда и промышленной безопасности, выполнять требования по защите окружающей среды	<i>Требования ФГОС ВО, СУОС ТПУ (ОПК(У)-6, ОПК(У)-7, ПК(У)-4, ПК(У)-7, ПК(У)-13), требования профессионального стандарта 19.007 Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата, 19.021 Специалист по промысловой геологии.</i>

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

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

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

В форме:

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

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

Студенту:

Группа	ФИО
32Б73Т	Кирпиченко Антон Андреевич

Тема работы:

«Особенности эксплуатации скважин оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения "Снежное" Томская область»
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	31.05.2021
--	------------

**ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:**

<b>Исходные данные к работе</b>	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
<b>Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов</b>	Установка скважинная центробежная электронасосная, характеристика месторождения, анализ эффективности насосного оборудования, финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность.

<b>Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы</b>
---

<i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Установка скважинная центробежная электронасосная	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Характеристика месторождения	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Анализ эффективности насосного оборудования	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, д.т.н. Федорчук Юрий Митрофанович
<b>Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:</b>	
Borehole centrifugal electric pump installation	
Field characteristics	
Analysis of the efficiency of pumping equipment	
Financial management, resource efficiency and resource conservation	
Social responsibility	

<b>Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику</b>	01.03.2021
---	------------

**Задание выдал руководитель / консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Вершкова Елена Михайловна			01.03.2021

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
32Б73Т	Кирпиченко Антон Андреевич		01.03.2021

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов  
 Направление подготовки (специальность): 21.03.01 Нефтегазовое дело  
 Уровень образования: высшее  
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела  
 Период выполнения: весенний семестр 2020 /2021 учебного года

Форма представления работы:

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

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

### КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	
--	--

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
22.03.2021	Установка скважинная центробежная электронасосная	20
12.04.2021	Характеристика месторождения	20
01.05.2021	Анализ эффективности насосного оборудования	20
03.05.2021	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
17.05.2021	Социальная ответственность	20

**СОСТАВИЛ:**  
**Руководитель ВКР**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Вершкова Елена Михайловна			

**СОГЛАСОВАНО:**  
**Руководитель ООП**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Максимова Юлия Анатольевна			

## ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

**УЭЦН** – установка электроприводного центробежного насоса

**ПЭД** – погружной электродвигатель

**КО** – клапан обратный

**КС** – клапан сливной

**МВ** – модуль входной

**СС** – средняя секция

**СВ** – секция верхняя

**СН** – секция нижняя

**МНГ** – модуль насосный газосепаратор

**КПД** – коэффициент полезного действия

**НКТ** – насосно компрессорные трубы

**ППД** – поддержание пластового давления

**БКНС** - блочная кустовая насосная станция

**УПН** – установка подготовки нефти

**КРС** – капитальный ремонт скважин

**ГРП** – гидроразрыв пласта

**ФЕС** – фильтрационно-емкостные свойства

**ПЗП** = призабойная зона пласта

**АСПО** – асфальтено-парафиновые отложения

**АСПВ** - асфальто-смолопарафиновых вещества

## РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 113 страниц, в том числе 32 рисунка, 16 таблиц. Список литературы включает 35 источников.

Ключевые слова: установка электроцентробежного насоса, коэффициент нефтеизвлечения, анализ эффективности, скважина, добыча нефти.

Объектом исследования является Снежное нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы - исследование особенностей эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения "Снежное" Томская область.

В данной бакалаврской работе была рассмотрена установка электроцентробежного насоса с вентильным двигателем, который перед асинхронным имеет ряд преимуществ, таких как: высокий КПД, уменьшение нагрева, низкий ток холостого хода, меньшие габариты. Но потенциал данного двигателя в составе УЭЦН не удастся раскрыть полностью, так как сам ЭЦН имеет достаточно низкий КПД (50%). А также, чтобы обеспечить работу такого двигателя, необходима специальная станция управления.

В связи с вышеизложенным, целесообразность применения ВЭД в УЭЦН следует рассчитывать на том этапе, когда скважина еще не оборудована УЭЦН, так как в обратном случае при замене ПЭД на ВЭД будет необходимо заменить и станцию управления, что скорее всего окажется экономически неэффективным.

Наиболее уязвимой частью установки является электрическая часть, состоящая из электродвигателя и кабельной линии, отказы которых происходят преимущественно из-за критических нагрузок и повреждений при спуско-подъемных операциях.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	9
1 Установка скважинная центробежная электронасосная.....	11
1.2 Состав оборудования.....	12
1.3 Компоновка насоса.....	15
1.4 Устройство модулей и работа насоса.....	16
1.5 Техническое обслуживание.....	25
1.6 Анализ факторов, влияющих на работу УЭЦН.....	26
2 Характеристика месторождения.....	29
2.1 Общая характеристика месторождения.....	29
2.2 История освоения месторождения.....	32
2.4 Характеристика пласта.....	40
3 Анализ эффективности насосного оборудования.....	42
3.1 Влияние параметров добывающих скважин на отказы УЭЦН.....	42
3.2 Технические проблемы УЭЦН на месторождении.....	45
3.3 Анализ отказов УЭЦН из-за проблем электродвигателя и повреждений кабельной линии.....	47
3.4 Модернизация насосной установки.....	53
3.5 Расчеты протекторов с использованием ANSYS.....	57
3.6 Расчет нагрузок кабельной линии.....	60
3.6.1 Расчет количества потерянной энергии электродвигателей.....	60
3.6.2 Расчет нагрузки на кабельную линию при нормальном режиме работы электродвигателей.....	61
3.6.3 Расчет нагрузки на кабельную линию при работе в режиме холостого хода электродвигателей.....	61
3.6.4 Вывод из полученных расчетов двигателя.....	62
3.7 Расчет составных частей насосной установки.....	62
3.7.1 Расчет вала насоса.....	62
3.7.2 Расчет колеса электроцентробежного насоса.....	66
3.7.3 Расчет корпуса клапана на прочность.....	69
4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	74
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	94
5.1.2 Физические факторы. Метеоусловия на рабочих местах.....	95
5.1.3 Шум и вибрации.....	96
5.1.4 Электромагнитные поля и излучения.....	97
5.1.5 Опасность поражения электрическим током.....	98
5.2 Обеспечение пожарной безопасности.....	100
5.3 Комплекс мер по охране окружающей среды.....	102
5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	104
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	109
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	111

## ВВЕДЕНИЕ

Основная часть нефти выкачивается из скважин электрическими погружными насосными установками, представляющими собой многосекционный центробежный насос с приводом от специального электродвигателя. Для скважин глубиной от двух тысяч метров и более такие насосы – по существу единственное средство подъема нефти на поверхность.

Анализ долговременных наблюдений позволил выявить устойчивую тенденцию возрастания удельного веса добычи нефти механизированными способами эксплуатации. Среди механизированных способов добычи все более заметное место занимают установки электроприводных погружных насосов. Сегодня с их помощью добывается более 70 – 75 % всей нефти России. И это несмотря на то, что доля фонда скважин, оснащенных этими установками, составляет всего около трети от общего количества.

Значительная доля скважин, оборудованных электроцентробежными насосами (ЭЦН) эксплуатируются при высоких входных газосодержаниях, что приводит к существенному снижению развиваемого давления и подачи скважинной продукции. Нередки случаи, когда повышенное газосодержание на приеме насоса приводит к срыву подачи.

В большинстве случаев при эксплуатации скважин УЭЦН давление на приеме насоса всегда меньше давления насыщения, что предопределяет работу насоса с определенным количеством свободного газа. Известно, что центробежные насосы весьма чувствительны к наличию в откачиваемой жидкости свободного газа.

Существуют различные способы защиты ЭЦН от отрицательного влияния свободного газа на его работу. Анализ показал, что наиболее эффективным способом защиты ЭЦН от вредного влияния газа является применение газосепараторов центробежного типа.

Известные конструкции газосепараторов центробежного типа, как отечественных, так и зарубежных, являются недостаточно надежными или эффективными в широком диапазоне подач насосов.

Газосепаратор-диспергатор представляет собой комбинацию газосепаратора и диспергатора, выполненных на едином валу. Совместное применение газосепаратора и диспергатора обеспечивает стабильную работу электроцентробежного насоса при максимальном допустимом содержании свободного газа на входе – 68% по объему. Пластовая жидкость попадает в сепарационную камеру, где происходит разделение ее на жидкость и газ. Газ отводится в затрубное пространство. Оставшаяся газожидкостная смесь поступает сначала в диспергирующую часть устройства, а затем в насос в виде однородной суспензией.

Цель работы исследование особенностей эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения "Снежное" Томская область.

Задачи ВКР:

- анализ технологического применения установки УЭЦН;
- анализ месторождения, показатели работы;
- анализ мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками;
- обзор правил безопасной эксплуатации УЭЦН;
- экономическая эффективность УЭЦН.

# 1 Установка скважинная центробежная электронасосная

## 1.1 Назначение

Погружные центробежные установки предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти предназначены для эксплуатации нефтяных, подчас сильно обводненных, скважин малого диаметра и большой глубины, они обеспечивают безотказную и длительную работу в жидкостях, содержащих агрессивные пластовые воды с растворенными в них различными солями, газа (в том числе сероводород), механические примеси в виде песка. Глубина погружения насоса достигает 2500 м и более, а температура откачиваемой жидкости в некоторых случаях достигает 100 С<sup>0</sup> [16].

Пластовая жидкость – смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа имеет следующие характеристики:

– максимальное содержание попутной воды, %	99
– водородный показатель попутной воды, рН	6,0–8,5
– максимальная плотность жидкости, кг/м	1400
– максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения	
– напора и КПД, мм/с	1
– максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов, г/л	
– обычного исполнения	0,1
– с рабочими ступенями двухопорной конструкции	0,5
– микротвердость частиц по Морс, баллов, не более	5
– максимальное содержание свободного газа на приеме насоса, %	25
– максимальная концентрация сероводорода для насосов, г/л:	
– обычного исполнения	0,01
– коррозионностойкого исполнения (К)	1,25
– максимальная температура, С	90

Скважины, в которых эксплуатируются установки, должны удовлетворять следующим условиям:

а) минимальный внутренний диаметр скважины для каждого габарита установки согласно технического описания на насосы и двигатели;

б) максимальный темп набора кривизны ствола скважины -2 градуса на 10 метров, а в зоне работы установки -3 минуты на 10 метров;

в) максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки -2,5 МПа;

г) в зоне работы погружной установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 60 градусов [16].

## **1.2 Состав оборудования**

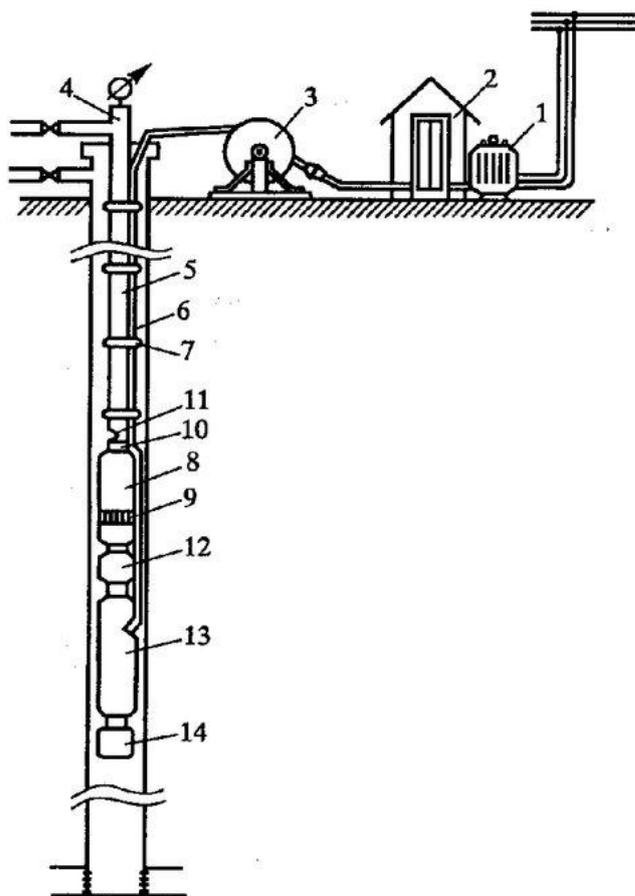
В комплект погружной установки для добычи нефти входят (рисунок 1): электродвигатель с гидрозащитой, насос, кабельная линия, наземное электрооборудование, комплект инструмента для монтажа на скважине.

Насос приводится в действие электродвигателем и обеспечивает подачу пластовой жидкости из скважины по насосно-компрессорным трубам на поверхность в трубопровод.

Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю. Соединяется с электродвигателем при помощи муфты кабельного ввода

Кабель крепится к гидрозащите, насосу и компрессорным трубам металлическими поясами, входящими в комплект поставки насоса [5].

Наземное электрооборудование – комплектная трансформаторная подстанция или станция управления с трансформатором преобразует напряжение промышленной сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на выходе в электродвигатель с учетом потерь напряжения в кабеле, обеспечивает управление работой погружной установки и ее защиту при аномальных режимах.



## Принципиальная схема УЭЦН и её элементы

- 1 — автотрансформатор; 2 — станция управления; 3 — кабельный барабан;
- 4 — оборудование устья скважины;
- 5 — колонна НКТ;
- 6 — бронированный электрический кабель;
- 7 — зажимы для кабеля;
- 8 — погружной многоступенчатый центробежный насос;
- 9 — приемная сетка насоса;
- 10 — обратный клапан;
- 11 — сливной клапан;
- 12 — узел гидрозащиты (протектор);
- 13 — погружной электродвигатель;
- 14 — компенсатор

Рисунок 1 – Схема размещения оборудования ЭЦН

Комплект инструмента и принадлежностей предназначен для проведения монтажно-демонтажных работ и спускоподъемных операций с погружной установкой на скважине.

Электронасос представляет собой агрегат, состоящий из специального погружного маслозаполненного электродвигателя переменного тока, протектора, предохраняющего двигатель от проникновения в него окружающей жидкости, и центробежного многоступенчатого насоса. Корпуса электродвигателя, протектора и насоса соединены между собой посредством фланцев. Валы имеют шлицевые соединения. В собранном агрегате электродвигатель расположен внизу, над ним протектор, а над протектором насос [8].

Электронасос спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах и подвешивают на подвесной шайбе без дополнительного крепления в скважине. Питание двигателя электроэнергией осуществляется по специальному нефтестойкому круглому трехжильному кабелю марки КРБК в гибкой ленточной броне, который проходит через подвесную шайбу и укреплен к насосным трубам металлическими поясами. На поверхности лишь устанавливают станцию управления и автотрансформатор, а на устье скважины – манометр и задвижку.

Для максимального уменьшения диаметрального габарита погружного агрегата вдоль него укладывают специальный плоский кабель КРБП в гибкой ленточной броне, защищенный от повреждения ребрами, приваренными к насосу, и защитными кожухами.

Комплектную трансформаторную подстанции или станцию управления и трансформатор устанавливают и закрепляют на фундаменте или постаменте на расстоянии не менее 20 м от устья скважины. Высота фундаментов (постаментов) должна быть такой, чтобы были исключены затопления водой и занос снегом установленного на них оборудования. На расстоянии 15-20 м от устья скважины, на специально подготовленной ровной площадке расположить барабан с кабелем, установив его на механизированный кабеленаматыватель или на опоры, на которых будет вращаться барабан. Барабан должен располагаться так, чтобы его ось вращения была перпендикулярна воображаемой линии, проведенной от устья скважины к середине барабана. Будет удобнее производить спуск установки, если расположите барабан так, чтобы кабель сматывался с верхней его части.

Для удобства направления кабеля в скважину при его спуске используют так называемый кабельный ролик, подвешенный над устьем скважины на небольшой высоте.

Приготовить и расположить на мостках или подставках насосно-компрессорные трубы и переводники к ним таким образом, чтобы муфты труб были обращены к устью скважины, чтобы трубы находились в поле зрения оператора подъемного агрегата и не мешали проводить работы с кабелем. Наружная и внутренняя полости труб должны быть чистыми [16].

При эксплуатации скважин погружными центробежными электронасосами устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа. Наземное электрооборудование, ввиду его малых габаритов, небольшого веса и наличия защитных кожухов, в зависимости от климатических условий может быть установлено либо непосредственно на открытом воздухе, либо в небольшой не отапливаемой будке, но так, чтобы ни снежные заносы, ни паводки не припятствовали нормальной бесперебойной эксплуатации скважины.

Характерной особенностью погружных центробежных электронасосов является простота обслуживания, экономичность, относительно большой межремонтный период их работы. Продолжительность работы насосов между подъемами для ремонта в большинстве случаев превышает 200 суток, во многих скважинах они работают без подъема 2-3 года [16].

### **1.3 Компоновка насоса**

Погружные электроцентробежные насосы спроектированы по секционному принципу и в общем случае состоят из входного модуля (МВ), средних секций (СС), верхней секции (СВ), обратного (КО) и спускных (КС) клапанов (рисунок 2,а). При высоком содержании газа в состав насоса включается модуль насосный-газосепаратор (МНГ) (рисунок 2,б). Конструкцией предусмотрены варианты комплектации насосов нижней секцией (СН), имеющей приемную сетку, при этом из состава насоса исключается входной модуль (рисунок 2,в). При использовании нижней секции газосепаратор не может быть включен в состав насоса. В состав насоса при высоком содержании газа может быть включен газосепаратор с приемной сеткой (МНГН) (рисунок 2,г). При этом нет необходимости во входном модуле.

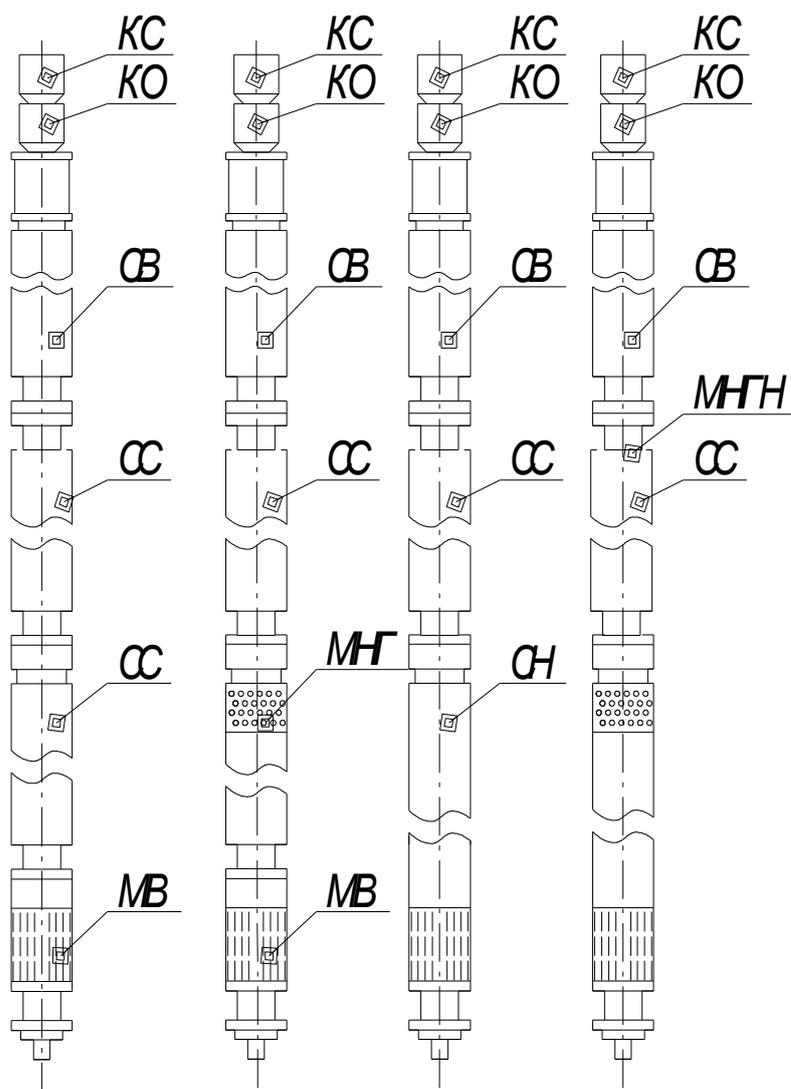


Рисунок 2 – Компоновка ЭЦН

Насосы, в зависимости от поперечного габарита, изготавливаются трех групп: 5, 5А и 6. Группа условно определяет минимальный внутренний диаметр эксплуатационной колонны, что составляет для группы 5 – 123,7 мм, 5А – 130 мм, 6 – 148,3 мм. Диаметр корпуса насоса соответственно равен 92, 103 и 114 мм.

#### 1.4 Устройство модулей и работа насоса

Погружной насос собирается из входного модуля МВ, модуля насосного–газосепаратора МНГ, средней секции СС (одна+четыре), верхней секции СВ, которые соединяются между собой за фланцы при помощи шпилек и болтов.

Обратный клапан ввинчивается в ловильную головку верхней секции, спускной клапан ввинчивается в обратный. Привод насоса осуществляется погружным электродвигателем. Перекачиваемая жидкость через входной модуль поступает в газосепаратор, где происходит отделение попутного газа, затем в секции насоса, где создается требуемый напор. Через обратный и спускной клапан жидкость поступает в напорный трубопровод-колонну НКТ. Обратный и спускной клапаны могут быть установлены и выше ловильной головки насоса на 6...7 насосно-компрессорных труб.

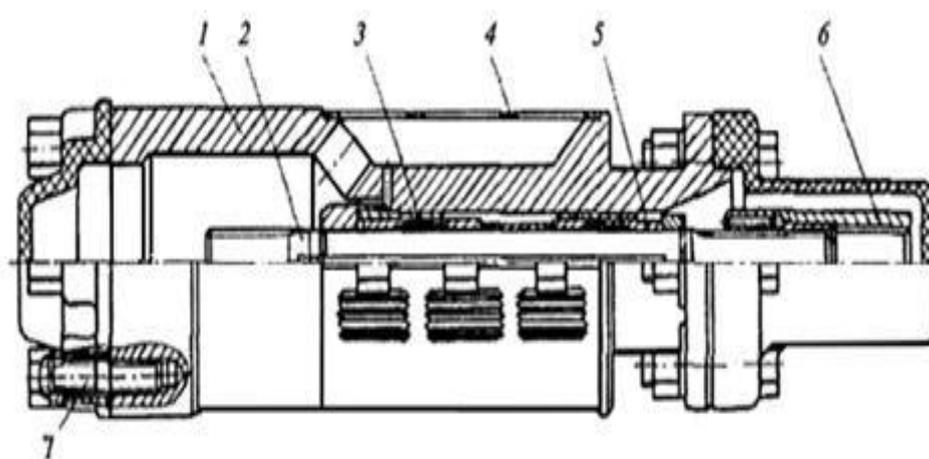


Рисунок 3 – Модуль входной

Входной модуль (рисунок 3) служит для приема и грубой очистки перекачиваемой жидкости, для соединения секций с двигателем и передачи крутящего момента от вала двигателя к валам секций насоса. Входной модуль приведен на рисунке 2.3 и состоит из основания 1, с отверстиями для прохода пластовой жидкости, в котором на подшипниках скольжения вращается вал 2. Снаружи основание обтянуто приемной сеткой 3. Для соединения вала модуля с валом протектора двигателя служит шлицевая муфта 4. При помощи шпилек 5 модуль верхним концом крепится к средней секции насоса или модулю насосному-газосепаратору. Нижним фланцем входной модуль крепится к протектору с помощью шпилек и гаек. На период транспортирования и хранения входной модуль закрыт крышками 6 и 7 [16].

Модуль насосный-газосепаратор (газосепаратор) предназначен для уменьшения объемного содержания свободного газа на входе в секции насоса. Газосепаратор МНГ изображен на рисунке 1.4 и состоит из трубного корпуса 1 с головкой 2, основанием 3 по его концам и вала 4 с расположенными в нём деталями. В корпусе установлены гайка 5, крепящая пакет рабочих органов через упор 6, подшипник 7, распорную втулку 8, направляющие аппараты 9,10 и опорное кольцо 11. На валу расположены втулки 12 радиальных подшипников, шлицевая муфта 19, шнек 13, рабочее колесо 14, втулки 15, решетка 16 и сепараторы 17. В головку 2 запрессован переводник 18, образующий с головкой муфту перекрестного потока, снаружи головки закреплен перфорированный патрубок 20, исполняющий роль дополнительного сепарирующего узла.

На период транспортирования и хранения газосепаратор закрыт крышками 21 и 22.

Газосепаратор основанием крепится с помощью шпилек и гаек к входному модулю. Головка газосепаратора фланцем стыкуется со средней секцией насоса и крепится к ней шпильками или болтами. Соединение валов осуществляется с помощью шлицевых муфт. Основание газосепаратора имеет вариант исполнения с приемной сеткой, в этом случае входной модуль не нужен и газосепаратор стыкуется непосредственно с протектором (исполнение МНГН).



Рисунок 4 – Модуль насосный-газосепаратор

Работает газосепаратор следующим образом. Газожидкостная смесь попадает через входной модуль или сетку основания газосепаратора на шнек и далее к рабочим органам. За счет приобретения напора газожидкостная смесь 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 пазам переводника на прием насоса, а отсепарированная газожидкостная смесь попадает в полость перфорированного патрубка, где происходит дополнительное разделение газа и жидкости. Эта жидкость вытекает через отверстия патрубка, стекает снаружи по корпусу газосепаратора и снова поступает на вход. При этом снижается содержание газа в смеси, поступающей через входной модуль в газосепаратор. Газ через перфорированный патрубок отводится в затрубное пространство. Газосепараторы

МНГ(К)5, МНГН(К)5 используются с насосами производительностью до 250 м<sup>3</sup>/сут, а МНГ(К)5А, МНГН(К)5А – с насосами производительностью до 400 м<sup>3</sup>/сут [16].

Средняя секция изображена на рисунках 5 и является основной частью насоса. Средняя секция состоит из корпуса 1, вала 2, пакета ступеней (рабочих колес 3 и направляющих аппаратов 4), верхнего подшипника 5, нижнего подшипника 6, промежуточных подшипников 17, верхней осевой опоры 7, головки 8, основания 9, двух ребер 10, резиновых колец 11, 13, шлицевой муфты 14 и крышек 15 и 16. Рабочие колеса и направляющие аппараты установлены последовательно. Направляющие аппараты в корпусе стянуты верхним подшипником и основанием и во время работы неподвижны. Рабочие колеса посажены через шпонку на вал, который приводит их во вращение. При вращении колес перекачиваемая жидкость получает приращение напора от ступени к ступени.

Верхний промежуточный 5 и нижний 6 подшипники являются радиальными опорами вала, а верхняя осевая опора 7 воспринимает нагрузки, действующие вдоль оси вала. Резиновые кольца 11 герметизируют внутреннюю полость секции от утечек перекачиваемой жидкости, резиновое кольцо 13 герметизирует соединение секций между собой и входным модулем.

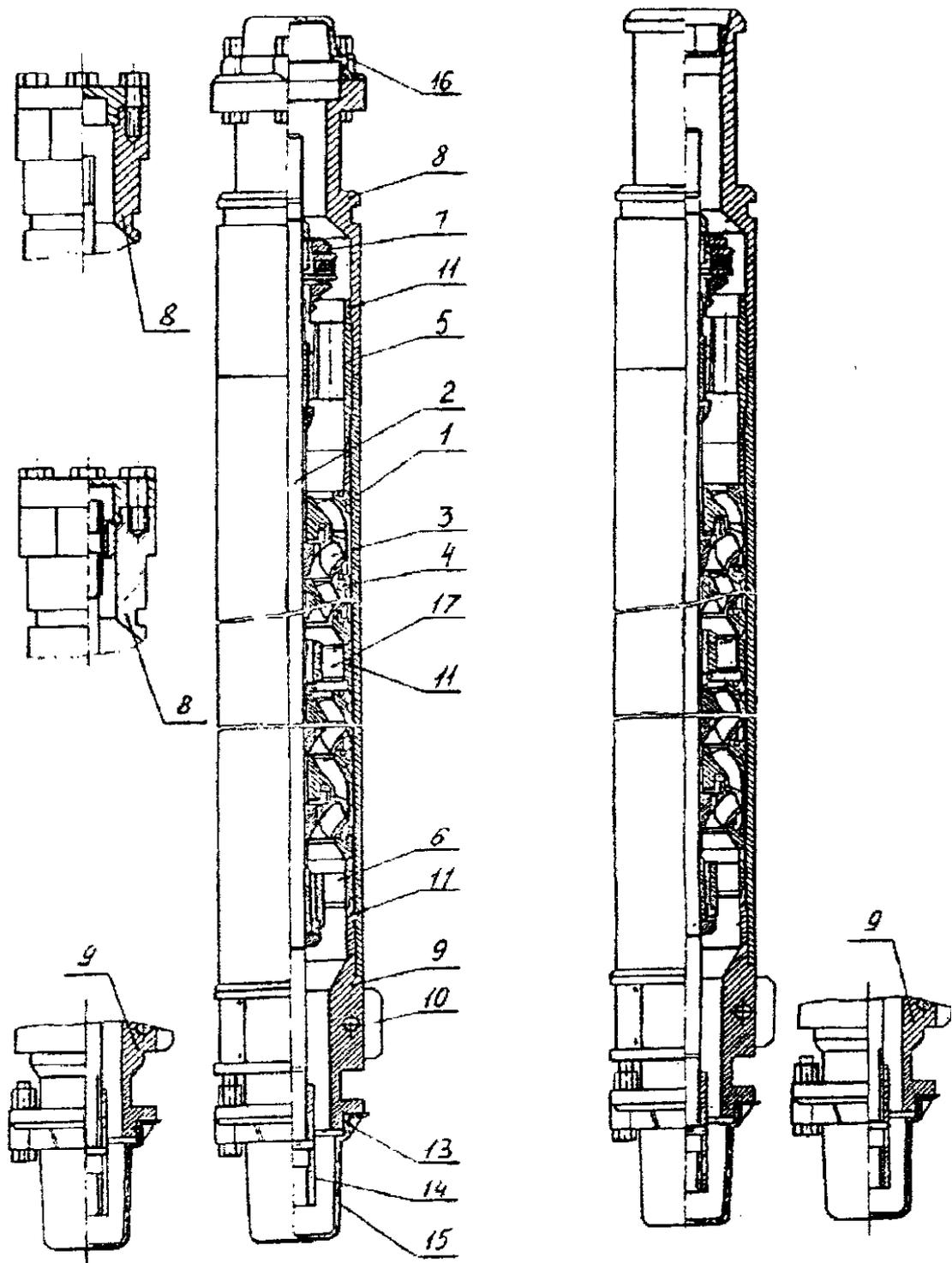


Рисунок 5 – Модуль секция

Шлицевая муфта 14 служит для соединения с валом пристыкованной секции или входного модуля или газосепаратора или протектора и передает вращение от одного вала к другому. На период транспортирования и хранения секция закрыта крышками.

Ребра 10 предназначены для защиты электрического кабеля, располагаемого между ними, от механических повреждений о стенку обсадных труб при спуске и подъеме насоса. Ребра прикреплены к основанию секции болтом с гайкой.

Обратный клапан, приведенный на рисунке 6, предназначен для предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения его повторного запуска, используется для опрессовки колонны НКТ после спуска установки в скважину.

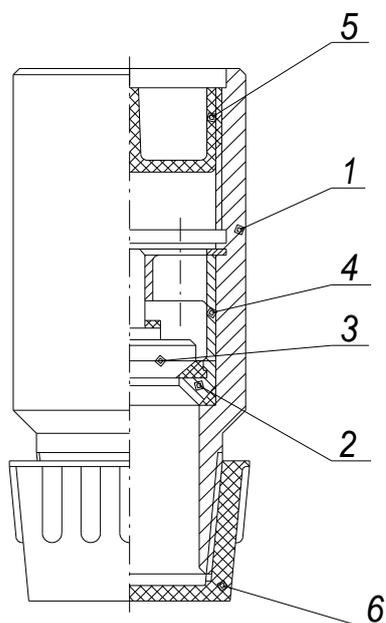


Рисунок 6 – Клапан обратный

Обратный клапан состоит из корпуса 1, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения спускного клапана, а с другой стороны – наружная коническая резьба для ввинчивания в ловильную головку верхней секции. Внутри корпуса размещается обрезиненное седло 2, на которое опирается тарелка 3. Тарелка имеет возможность осевого перемещения в направляющей втулке 4. Под воздействием потока перекачиваемой жидкости тарелка поднимается, тем самым открывая клапан. При остановке насоса тарелка опускается на седло под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе, клапан закрывается [5].

На период транспортирования и хранения обратный клапан закрыт крышками

5 и 6.

Спускной клапан изображен на рисунке 7 и предназначен для слива жидкости из напорного трубопровода (колонны НКТ) при подъеме насоса из скважины. Спускной клапан состоит из корпуса 1, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба муфты для соединения к НКТ, имеющей условный диаметр 73 мм, а с другой стороны – наружная коническая резьба для ввинчивания в обратный клапан.

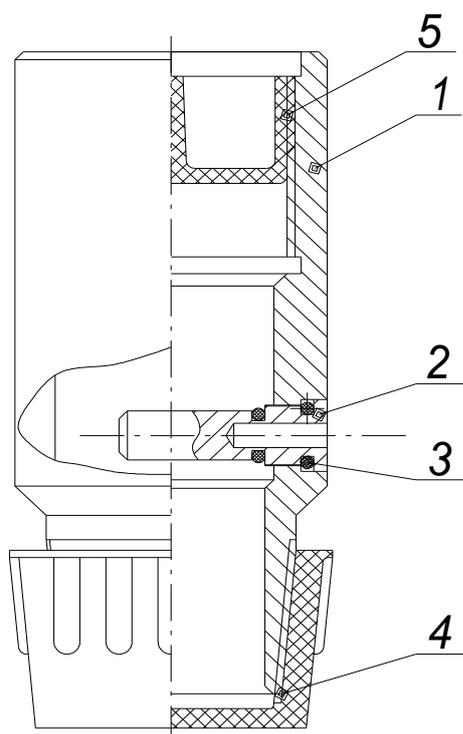


Рисунок 7 – Клапан сливной

В корпус ввернут штуцер 2, который уплотнен резиновым кольцом 3. Перед подъемом насоса из скважины конец штуцера, находящийся во внутренней полости клапана, сбивается (обламывается) специальным инструментом, и жидкость из колонны НКТ вытекает через отверстие в штуцере в затрубное пространство. На период транспортирования и хранения обратный клапан закрыт крышками 4 и 5. Погружные электродвигатели, служащие для привода центробежных насосов, асинхронные с короткозамкнутыми роторами, маслозаполненные. При частоте тока 50 Гц синхронная частота вращения вала равна 3000 об/мин. Двигатели также как и

насосы, имеют малые диаметры, различные для скважин с обсадными колоннами 140, 146 и 168 мм. В тоже время их мощность может достигать 125 кВт. В связи с этим двигатели выполняют длиной иногда более 8 м.

Для предохранения электродвигателя от попадания в его внутреннюю полость пластовой жидкости, компенсации изменения объема масла в двигателе при его нагреве и охлаждении, а также во избежание утечек масла через неплотности служит гидрозащита (протектор), которая изображена на рисунке 8.

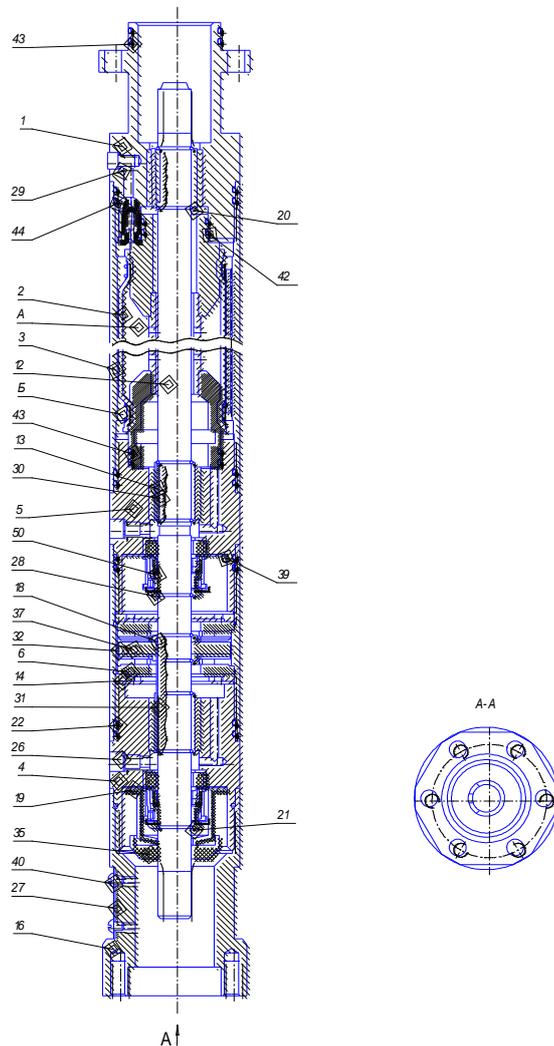


Рисунок 8 – Гидрозащита

Гидрозащита расположена между двигателем и насосом и, создавая избыточное давление, одновременно подает густое масло к сальнику центробежного насоса, препятствуя утечке добываемой жидкости.

Электроэнергия подводится к погружному двигателю по специальному бронированному кабелю. Основная часть кабеля имеет круглое сечение. По погружному агрегату (насос, гидрозащита, головка двигателя) прокладывается плоский кабель, соответствующий необходимому диаметральному габариту агрегата.

### **1.5 Техническое обслуживание**

В процессе эксплуатации скважин погружными установками контролируются следующие параметры: количество откачиваемой жидкости, содержание попутной воды в откачиваемой жидкости и ее водородный показатель, концентрацию твердых частиц и сероводорода, микротвердость частиц, температуру откачиваемой жидкости на выходе из насоса, динамический уровень, буферное давление, сопротивление изоляции системы «кабель-двигатель», величину тока двигателя.

Характеристика пластовой жидкости замеряется один раз в месяц. Параметры работы установки и скважины проверяются не реже одного раза в неделю. Данные о работе установки заносятся в эксплуатационный паспорт.

Величина тока двигателя при установившемся режиме не должна превышать его номинального значения.

При снижении сопротивления изоляции системы «кабель-двигатель» до величины менее 0,05 МОМ рекомендуется остановить работу установки.

Фиксируются все остановки погружного насосного агрегата и их причины. При остановках проверяйте надежность кабелей, внешних соединений наземного оборудования.

Контрольно-профилактические работы и техническое обслуживание наземного электрооборудования проводите в соответствии с их инструкциями по эксплуатации [16].

## **1.6 Анализ факторов, влияющих на работу УЭЦН**

Все факторы, влияющие на работу УЭЦН можно разделить на группы. Геологические (газ, вода, отложение солей и парафина, наличие мех примесей в добываемой из пласта жидкости), поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования залежи. И факторы, обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, большая глубина подвески, исполнение узлов и деталей УЭЦН). В зависимости от того, какое воздействие они производят на технико-экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и с отрицательным действием.

Прежде чем рассматривать методы по борьбе с осложнениями, следует разобраться в сущности процессов приводящих к снижению эффективности работы скважин, эксплуатируемых УЭЦН.

Вследствие того, что безводный период эксплуатации скважин занимает малую часть от общего периода, влияние воды на работу УЭЦН начинается практически с начала работы скважины. Появление в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН.

По своему химическому составу нефть склонна к образованию эмульсий, так как в ее состав входят активные эмульгаторы- асфальтены и смолы. Процессу образования эмульсий также способствуют глина и песок, принесенные с поверхности или из пласта. Так как вязкость и устойчивость эмульсии зависит от дисперсности водонефтяных смесей, а УЭЦН является одним из лучших диспергаторов, то в процессе прохождения жидкости через рабочие колеса образуется эмульсия, вязкость которой может повышаться в десятки раз по сравнению с чистой нефтью. В работах Максимова В.П., Мищенко И.Т. и т. д. отмечено, что максимальные значения вязкости характерны для эмульсий с обводненностью 40-60%. Увеличение вязкости негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН. В качестве критерия для оценки изменения параметров работы насоса в работе Л.С. Каплана, были предложены коэффициент подачи

насоса и межремонтный период работы. При работе насоса в интервале обводненности 40-60 % коэффициент относительной подачи насоса в среднем уменьшился примерно в 1,6 раза, а продолжительность безотказной работы насоса сократилась в 1,5 раза. Кроме этого было установлено, что влияние высоковязкой эмульсии на насосы с большей подачей выражено меньше.

Другой формой осложнения является появление высокоминерализованной пластовой воды, что приводит к сильной коррозии и активному солеотложению в органах насоса. Это связано с высокой коррозионной активностью пластовой воды. Сочетание воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока приводят к возникновению электрохимической коррозии металла. Если этим факторам добавляется низкое забойное давление, то происходит активное солеотложение в рабочих органах насоса.

Другим постоянным спутником нефти при ее добыче является газ. При попадании газа в рабочие органы насоса образуются газовые каверны, величина которых соизмерима с размерами канала ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом и жидкостью. Кроме этого при конденсации пузырьков газа давление внутри пузырьков остается постоянным и равным давлению насыщения пара, давление же жидкости по мере продвижения пузырька. Частицы жидкости, окружающие пузырек, находятся под действием все возрастающей разности давления жидкости и давления внутри пузырька и движутся к его центру ускоренно. При полной конденсации пузырька происходит столкновение частиц жидкости, сопровождающиеся мгновенным местным повышением давления, достигающих сотен мегапаскаль. Это приводит к разрушению рабочей поверхности насоса. Все это приводит к ухудшению рабочих характеристик насоса.

Исследования движения газожидкостных смесей в каналах рабочего колеса УЭЦН проводил П. Д. Ляпков. Он установил, что при газосодержании  $\Gamma > 0,06$  в насосе происходит резкое ухудшение характеристик.

В работе О. Г. Гафурова экспериментально исследовано влияние структуры газожидкостной смеси на характеристику насоса. Было получено, что повышение

степени дисперсности газовой фазы увеличивает величину критического газосодержания до  $\Gamma=0,25$ . Это достигается при помощи применения диспергаторов.

Исследования по совместной работе ступеней в многоступенчатом погружном насосе велись группой ученых под руководством Н.Н. Репина. Ими было установлено, что напор, развиваемый ступенью, растет по мере роста его порядкового номера. Это обусловлено изменением физико-химических свойств газожидкостного потока по мере его продвижения, в первую очередь дисперсностью газовой фазы.

Однако появление газа в водонефтяных смесях, обладающими повышенными вязкостями, а также в нефтях с неньютоновскими свойствами приводит к увеличению показателей работы насоса. Это обуславливается разрушением структурных связей в жидкости за счет выделения газа и как результат повышение текучести жидкости.

## 2 Характеристика месторождения

### 2.1 Общая характеристика месторождения

Снежное нефтяное месторождение находится в центральной части Каргасокского района Томской области в ~ 70 км западнее поселка Каргасок.

Климат района отличается продолжительной суровой зимой и коротким, но теплым летом. В течение года наблюдаются значительные колебания температуры воздуха. Самый холодный месяц года – январь при среднемесячной температуре воздуха минус 20.9°С. Средняя продолжительность безморозного периода составляет 77 дней.

Месторождение разработано согласно утвержденным технологическим схемам разработки.

На Снежном нефтяном месторождении функционируют следующие объекты, обеспечивающие добычу, учёт добываемой жидкости, подготовку и транспортировку нефти и газа, а также поддержание пластового давления:

- кустовые площадки;
- эксплуатационные скважины;
- нагнетательные скважины;
- водозаборные скважины;
- выкидные трубопроводы;
- нагнетательные трубопроводы;
- нефтесборные сети и водоводы ППД;
- площадки камер приема и запуска очистных устройств трубопроводов;
- установка подготовки нефти (УПН);
- блочная кустовая насосная станция (БКНС);
- комплекс генерации электроэнергии;

Каждая кустовая площадка, согласно требованиям, имеет обвалование производственной территории. Кустовые площадки скважин предназначены для добычи углеводородного сырья, замера дебита его отдельных фаз (нефть, вода, газ)

и подачи в нефтесборный коллектор до установки подготовки товарной нефти (УПН). Распределения, учета и подачи рабочего агента в пласт.

Для проведения вышеназванных операций на кустовых площадках размещаются следующие сооружения и технологическое оборудование:

- устьевые фонтанные арматуры скважин, укомплектованные регулирующей и запорной
- арматурой, контрольно-измерительными приборами в соответствии с утвержденными
- схемами (приложение 1);
- приустьевые рабочие площадки для обслуживания и исследования скважин;
- автоматизированные групповые замерные установки (АГЗУ);
- установки дозирования хим. реагентов;
- водораспределительные блоки (ВРБ);
- кустовые трансформаторные подстанции;
- энергетические распределительные устройства;
- кабельные линии электропередач;
- наземное электрооборудование для механизированного фонда скважин;
- дренажная система.
- силовые пункты 380/220В для подключения бригад КРС.

В качестве рабочего агента в системе ППД Снежного месторождения применяется вода Апт-альб-сеноманского водоносного комплекса охватывающий водоносные песчаные пласты покурской свиты (пласты группы ПК). По химическому составу воды относятся к типу хлоркальциевых, минерализация их составляет до 7 г/л. В составе воды преобладает хлор (9741 мг/л), натрия содержится 5119 мг/л, кальция 640 мг/л, магния 268 мг/л. Присутствуют в воде гидрокарбонаты, сульфаты. Из микрокомпонентов в воде содержатся (мг/л): йод – 3,4, бром - 23, бор

Для защиты трубопроводов и оборудования от коррозии и солеотложений предусматривается применение ингибиторов, вводимых на водозаборных скважинах, а также подача ингибитора в нефтесборные коллектора.

Технологический процесс добычи нефти осуществляется двумя способами: фонтанным и механизированным.

При фонтанном способе продукция скважин поднимается на поверхность за счет собственной энергии нефтяного пласта и энергии расширяющегося при подъеме газа.

При механизированном способе добычи продукция скважин поднимается на поверхность за счет давления развиваемого скважинными погружными насосными агрегатами.

Продукция скважин поступает на вход автоматизированной групповой замерной установки (АГЗУ), где пофазно замеряется и далее, газожидкостная смесь направляется по нефтесборным трубопроводам до установки подготовки нефти (УПН). Подготовка нефти осуществляется на УПН

Снежного месторождения, производительностью 450 тыс.м<sup>3</sup>./год по жидкости. На УПН Снежного месторождения поступает сырая нефть с кустовых площадок месторождения для подготовки до требований ГОСТ Р 51858-2002 с целью подачи в напорный нефтепровод «Снежное–ПСП Завьялово». Попутный газ Снежного месторождения частично используется на собственные нужды промысла.

Подтоварная пластовая вода, после отделения на УПН поступает на БКНС для последующей закачки в пласт. С целью получения требуемых объемов технологической воды для подачи её в систему ППД

Снежного месторождения, используется подтоварная пластовая вода, отделяемая от продукции скважин на УПН, а также вода, добываемая электропогружными насосными агрегатами из водозаборных скважин.

На Снежном месторождении технологическая вода добывается из водозаборных скважин низконапорными центробежными насосами и подается на УПН Снежного месторождения.

Для учета закачиваемой воды нагнетательный фонд скважин оборудован расходомерами, устанавливаемыми в кустовых ВРБ.

Технические средства и технологии подъема пластовой жидкости при фонтанном способе выбираются в зависимости от величины пластового давления и величины газового фактора скважины:

## **2.2 История освоения месторождения**

Планомерное изучение территории юго-востока Западно-Сибирской низменности, включая территорию участка лицензирования 77, началось в конце 1940-х годов.

На первом этапе преобладали мелкомасштабное геологическое картирование и геофизическая съемка потенциальных полей.

Ко второму этапу можно отнести работы, начиная с 1960-х годов, когда на выявленных крупных объектах (структурах первого и второго порядка и геофизических аномалиях) начались поисковые работы с целью выявления и подготовки под глубокое бурение локальных поднятий. На этом этапе вся территория была покрыта групповой геологической, аэромагнитной и гравиметрической съемками масштаба 1:200000. Проводилась сейсмическая разведка методами отраженных и преломленных волн, в результате чего был выявлен и детализирован ряд структур III порядка, уточнены контуры более крупных структур.

Третий этап начинается с середины 1970-х годов и характеризуется применением сейсмического метода общей глубинной точки (МОГТ), высокоточной цифровой аэромагнитной съемки, цифровой обработки геофизических данных. В начале 1980-х годов в сейсмической разведке широко применяются динамические методы, позволяющие прогнозировать геологический разрез на основе анализа волновой картины и соответствующей цифровой обработки и интерпретации.

Участок покрыт сейсмическими профилями МОГТ 2Д неравномерно: наиболее густая сеть в западной части. Средняя плотность наблюдений сейсморазведкой составляет примерно 1,2 км/км<sup>2</sup>.

В 2005-2006 гг. ЗАО «Томский геофизический трест» по соглашению с «Томской геофизической компанией» по заказу ООО «Норд Империл» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д сейсмической партией 17/05-06. Сейсморазведкой МОГТ-3Д покрыта площадь месторождения полностью, включая прилегающие периферийные участки (90,8 км<sup>2</sup>). В результате этих работ структурный план месторождения существенно уточнился, площадь поднятия увеличилась.

Снежная локальная структура выявлена и рекомендована для глубокого бурения работами сейсмопартии № 12/65-66. В 1967 г. структура введена в глубокое поисковое бурение, на своде ее северо-восточного купола пробурена и испытана скважина № 131, а на своде юго-западного купола на расстоянии 5,4 км пробурена скважина № 132.

Скважина № 131 доведена до глубины 2682 м, забой её находится в отложениях палеозоя, вскрытых на глубине 2658 м. Скважина № 132 пробурена до глубины 2558 м, забой находится в отложениях тюменской свиты (нижняя + средняя юра). После бурения двух скважин работы на площади прекращены и оценка запасов не производилась.

Поисковые работы на месторождении возобновлены в 1983 г. бурением скважины № 133, заложенной в 3 км севернее от скважины № 131, и проведением площадных сейсморазведочных работ методом ОГТ с/п 8, 17/83-84 (Жевлаков Л.П., 1984), в результате которых построена схематическая структурная карта по горизонту  $\Phi_2$ .

В скважине № 133 доюрский фундамент вскрыт на глубине 2581 м (а.о. -2499 м), что на 79 метров гипсометрически выше, чем в скважине № 131. Забой – на глубине 2805 м.

С целью изучения распространения коллекторов и установления их мощности в крыльевых частях в 1984 г. на северо-восточном периклинальном погружении структуры была заложена скважина № 134. Скважина № 134 пробурена до глубины 2815 м.

Для дополнительного изучения юго-западной части месторождения и зоны сочленения ее с северо-восточной в 2005 г. пробурены две независимые поисково-оценочные скважины №№ 136 и 137.

В период пробной эксплуатации с 01.01.2006-01.01.2009 гг. было пробурено 16 скважин.

За отчетный период на месторождении дополнительно пробурено еще девять эксплуатационных и одна разведочная скважины.

По состоянию на 01.01.2014 г. общий фонд скважин составил 45 скважин, из них 3 в ликвидации, 1 разведочная, 1 поисковая, 7 поисково-оценочных, 32 эксплуатационных и 1 специального назначения (водозаборная).

В процессе разработки Снежного месторождения проводился следующий комплекс промыслово-геофизических исследований скважин:

- замеры пластовых, забойных давлений и температур;
- замеры параметров работы скважин;
- исследования профилей притока и приемистости;
- определение технического состояния колонны

Кроме перечисленных исследований, во всех скважинах в период освоения проводились геофизические исследования по определению коллекторских свойств пласта и профиля притока после ГРП.

По результатам испытания скважин основным продуктивным объектом является пласт Ю11-3 наунакской свиты.

За отчетный период испытана разведочная скважина № 301, в результате чего, при испытании пласта Ю13 на СДУ-1904 м, получен приток безводной нефти дебитом 1,04 м<sup>3</sup>/сут. Позднее, после дострела (интервал пласта Ю12) и интенсификации притока (ГРП), по промысловым данным получен приток нефти дебитом 14,6 м<sup>3</sup>/сут с водой дебитом 3,2 м<sup>3</sup>/сут.

### 2.3 Геологическое строение месторождения

Доюрский фундамент на Снежном месторождении представлен отложениями палеозоя, который вскрыт четырьмя скважинами: №№ 131, 133, 134 и 301.

Данными бурения охарактеризована самая верхняя часть доюрского разреза.

Проходка по фундаменту составила от 17 до 228 м. Керн отобран в двух скважинах (131, 134). В основном фундамент представлен корой выветривания в виде брекчии глинистых выветрелых пород, а также базальтовыми и андезитовыми порфиритами, туфами, гранит-порфирами.

В мезозойско-кайнозойском осадочном чехле в районе работ выделены отложения юрской, меловой, палеогеновой, неогеновой и четвертичной систем.

Юрская система представлена отложениями тюменской, васюганской, георгиевской и баженовской свит. Отложения юрской системы с перерывом в осадконакоплении и с угловым несогласием залегают на складчатом фундаменте.

Породы тюменской свиты (нижняя + средняя юра) формировались, преимущественно, в континентальных условиях, меньше – в прибрежно-морских, а, возможно, в обширных опресненных водоемах и представлены переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов (речные и озерно-болотные осадки со значительной фациальной и литологической изменчивостью в горизонтальном направлении и вертикальном разрезе). Толща характеризуется обилием углефицированных растительных остатков и пропластками углей. Выделяются группы песчаных пластов Ю<sub>16</sub>-Ю<sub>2</sub>.

Мощность тюменской свиты составляет 107- 298 м.

Наунакская (васюганская) свита (келловейский и оксфордский ярусы средне-верхней юры) согласно залегают на породах тюменской свиты. Исследуемый район находится в зоне перехода васюганской свиты в наунакскую. Вскрытые скважинами разрезы свидетельствуют о полифациальности условий осадконакопления - от прибрежно-морских (в незначительном объеме) до прибрежно-континентальных и континентальных.

Деление на верхневасюганскую и нижневасюганскую свиты затруднено, так как для переходной зоны характерно отсутствие однородной глинистой нижневасюганской подсвиты. Деление разреза на надугольную и подугольную толщи весьма условно. Верхняя граница свиты проводится по появлению в разрезе темно-серых пород георгиевской свиты.

Мощность наунакской свиты изменяется от 72 до 101 м.

Отложения георгиевской свиты получили повсеместное распространение по площади и представлены темно-серыми плотными аргиллитами с включениями белемнитов и пирита.

Мощность свиты изменяется от 4 м до 8 м.

Баженовская свита (волжский ярус верхней юры), представлена битуминозными глубоководными аргиллитами представленными буровато-черными битуминозными аргиллитами, окремненными с пропластками известковистых аргиллитов. Отложения свиты являются литологическим и геофизическим репером, региональной покрывкой и нефтегенерирующей толщей.

Мощность отложений баженовской свиты 19- 23 м.

#### *Меловая система*

Для отложений меловой системы характерна значительная фациальная изменчивость. Неоднократная активизация тектонических движений и связанные с ними трансгрессивно-регрессивные циклы приводили к смещению береговых линий древних морей. Осадки меловой системы разделены на ряд свит (снизу-вверх): куломзинская, тарская, киялинская, алымская, покурская, кузнецовская, ипатовская, славгородская и ганькинская.

Морские осадки куломзинской свиты (берриасский, валанжинский ярусы нижнего мела) согласно залегают на отложениях баженовской свиты и представлены серыми аргиллитами с прослоями песчаников, алевролитов, мергелей, известняков, сидерита (низы свиты). Мощности свиты 237-265 м.

Отложения тарской свиты (валанжинский ярус нижнего мела), формировавшиеся в мелководно-морских и прибрежно-морских условиях представлены переслаиванием песчаников и алевролитов с прослоями аргиллитов.

Нижняя граница свиты проводится по подошве нижнего проницаемого пласта песчаников, сближенного со всей толщиной тарской свиты. Кровля свиты устанавливается по появлению в разрезе пестроцветных пород киялинской свиты. Осадки тарской свиты согласно, иногда регрессивно перекрывают отложения куломзинской свиты, а сами, в свою очередь, согласно перекрываются отложениями киялинской свиты.

Мощность тарской свиты 51-66 м.

Осадки вартовской свиты (готеривский-барремский ярусы нижнего мела), формировавшиеся в условиях мелководно-морских, прибрежно-морских или лагунных представлены пестроцветными глинами, песками, алевролитами, гравелитами, иногда с прослоями мергелей и известняков.

Мощность киялинской свиты 504-584 м.

Морские и прибрежно-морские осадки алымской свиты (нижнеаптский ярус нижнего мела) представлены переслаиванием песков и глин. Суммарная мощность 30 - 40 м.

Отложения покурской свиты (аптский, альбский ярусы нижнего мела, сеноманский ярус верхнего мела), формировавшиеся в континентальных и прибрежно-морских условиях, представлены мощной толщиной континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений, состоящих из серых песков и песчаников с прослоями серых алевролитистых и песчаных глин и алевролитов. Отмечены прослои глинистых известняков, мергелей, глинистых сидеритов, линзы и пропластки угля. В породах содержится большое количество растительных остатков. Внутри покурской свиты условно проводится граница между отложениями верхнего и нижнего мела. Мощность покурской свиты 745-869 м.

Верхнемеловые отложения представлены породами кузнецовской, ипатовской, славгородской и ганькинской свит и представлены переслаиванием песчаников, песков, алевролитов и глин.

Кайнозойская эра

Общая схема стратиграфии кайнозойских отложений выглядит следующим образом (снизу вверх): *палеогеновая, неогеновая и четвертичная системы*. Для

кайнозойской эры характерны две различные обстановки осадконакопления. Трансгрессия моря в палеоцене – раннем олигоцене привела к формированию мощной толщи морских осадков, над которой в олигоцене – неогене и четвертичном периоде формировались континентальные отложения.

Суммарная мощность этих отложений составляет около 320 - 325 м.

В тектоническом отношении район работ находится в юго-восточной части Западно-Сибирской плиты. Доюрский фундамент Западно-Сибирской плиты (ЗСП) представляет гетерогенное складчато-глыбовое сооружение, отдельные части которого представлены структурами, сформировавшимися в завершающие фазы байкальского, салаирского, каледонского и герцинского циклов тектогенеза. Структурно-формационные зоны фундамента ЗСП были сформированы в течение рифейско-палеозойско-триасового времени несколькими геотектоническими этапами.

В пределах ЗСП выделяется несколько крупных разновозрастных блоков. Район лицензионного участка расположен в пределах Центрально-Западносибирского блока, время консолидации определяется как герцинское, что подтверждается возрастом пород и их составом. В плане Центрально-Западносибирская складчатая система представляет собой ряд субпараллельных антиклинорных зон, разделенных межгорными прогибами и внутренними впадинами. Эта складчатая система герцинид заложилась в девоне и развивалась по инверсионной схеме. Девонско-каменноугольный комплекс, который выполнял первоначально прогнутые зоны, представлен терригенными и карбонатно-терригенными осадками. В завершающую стадию герцинского тектогенеза гранитизация терригенных толщ привела к их инверсии и формированию антиклинорных зон.

В начале триасового периода в процессе рифтогенеза сформированы грабен-рифты, при этом произошел раскол литосферной плиты на мелкие блоки и их частичный раздвиг. Депрессионные зоны заполнились триасовыми эффузивно-осадочными образованиями.

Лицензионный участок № 77 находится в пределах Назино-Сенькинского антиклинория, сложенного интенсивно дислоцированными и глубоко метаморфизованными комплексами предположительно позднего докембрия. Юго-западная часть участка захватывает Айгольский синклинорий, сложенный эффузивами основного состава, вероятно, относящимися к нижнему палеозою или даже верхнему докембрию. В течение континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и денудировались. На этом этапе происходит формирование доюрской коры выветривания. К началу прогибания ЗСП был сформирован эрозионно-тектонический рельеф поверхности доюрского фундамента.

Формирование платформенного чехла происходило в мезозое-кайнозое при спокойном тектоническом режиме. Вследствие затухающего остаточного импульса тектонических движений, длительность которого около 200 млн. лет, платформенные структуры развивались унаследованно структурам фундамента на протяжении всей мезозойской эры. Соответствие рельефа поверхности фундамента платформенным структурам наблюдается до верхнемеловых или палеогеновых отложений. Начиная с верхнего мела, в верхней части платформенного чехла формируется новый структурный план, связанный с неотектоническими движениями.

Для всей территории ЗСП характерно наличие в региональном плане двух основных систем тектонических разломов северо-западного и северо-восточного простирания. Первые представляют собой разломы складчатого основания фундамента, вторые связаны с рифтогенезом. Значительная часть разрывных нарушений проникает в отложения платформенного чехла, оказывая существенное влияние на формирование в них залежей нефти и газа.

Межное локальное поднятие, более контрастное, представлено антиклинальной складкой северо-восточного простирания с пережимом в центральной части. Поднятие осложнено рядом мелких куполов, оконтуривается изогипсой –2370 м, амплитуда составляет 70 м.

## 2.4 Характеристика пласта

Согласно нефтегазгеологическому районированию, Снежное месторождение расположено в центральной части Парабельского НГО.

По результатам геолого-геофизического изучения и испытания скважин основным продуктивным объектом является пласт Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> наунакской свиты.

Нефтегазоносность верхнеюрских отложений Смежной площади установлена в 1967 году в результате бурения и испытания скважины № 131.

Залежь пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup> является нефтегазоконденсатной. Тип залежи определен как неполный пластово-массивный. Средняя общая толщина пласта составляет 57,2 м, средняя эффективная толщина – 20 м, средний коэффициент песчаности по скважинам – 0,4, расчлененности – 12,1. Гистограммы распределения эффективной толщины, коэффициента песчаности и расчлененности приведены на рисунках 2.1, 2.2, 2.3.

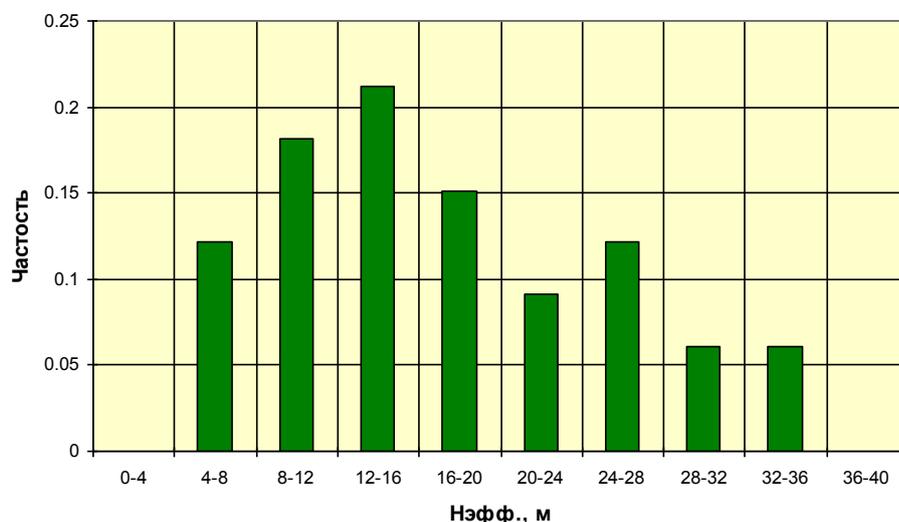


Рисунок 9 – Гистограмма распределения эффективной толщины пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>

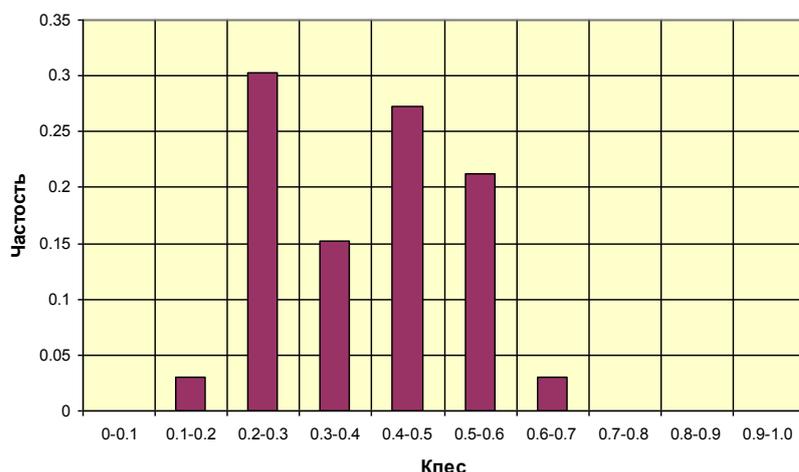


Рисунок 10 – Гистограмма распределения коэффициента песчаности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>

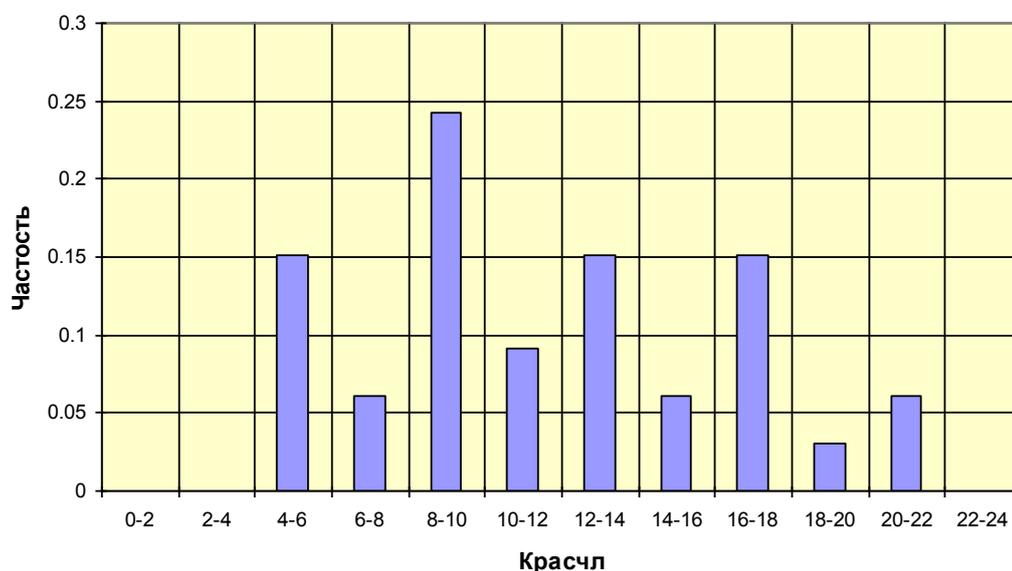


Рисунок 11 – Гистограмма распределения расчлененности пласта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>

По комплексу промыслово-геофизических материалов по поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам газонефтяной контакт залежи принят на а.о. –2322,4 м, а ВНК на а.о. –2375,8 м.

Размеры залежи 14,9x7,9 км, площадь 57,3 км<sup>2</sup>, в том числе 3,4 км<sup>2</sup> газовой части. Высота залежи – 71 м. Объем газовой части залежи составляет 3 % от объема нефтегазонасыщенных пород.

### **3 Анализ эффективности насосного оборудования**

#### **3.1 Влияние параметров добывающих скважин на отказы УЭЦН**

Подъем пластовой жидкости осуществляется с помощью электроцентробежных насосов, типоразмер которых находится в диапазоне номинальной производительности 30-60 м<sup>3</sup>/сут. Используются насосы типоразмеров: D285EZ, D440EZ, DN440, ВНН5-25, ВНН5-30, ВНН5-44, ВНН5-59. Коэффициент подачи насосов составляет 0,3-1,3, средний – 0,7. В восьми скважинах (80 %) типоразмер насосов является оптимальным. В скважине № 165 типоразмер ЭЦН выше оптимального, коэффициент подачи 0,3. В скважине № 160 типоразмер ЭЦН выше оптимального, коэффициент подачи составляет 1,3.

Для оптимального типоразмера ЭЦН коэффициент подачи соответствует условию  $0,6 \leq Q_{ж}/Q_{в.оптим} \leq 1,2$ , где:  $Q_{ж}/Q_{в.оптим}$  – коэффициент подачи насоса,  $Q_{ж}$  – фактический дебит жидкости,  $Q_{в.оптим}$  – номинальная производительность по воде.

Дебит жидкости скважин составляет 19-68 м<sup>3</sup>/сут, средний дебит жидкости – 35,5 м<sup>3</sup>/сут.

Обводненность добываемой продукции во всех скважинах составляет 8-76 %, средняя – 34 %.

ЭЦН спущены в скважины на глубины 1981 - 2252 м (по вертикали). Динамический уровень в скважинах находится в интервале глубин 1805 – 2168 м (по вертикали).

Фактическое погружение насосов под динамический уровень находится в диапазоне 44-238 м. В практике работ минимальное погружение насосов должно быть не менее 300 м в целях предотвращения срыва потока добываемой жидкости. Кроме того главным определяющим критерием является минимальное допустимое содержание свободного газа, выделившегося при разгазировании нефти. Давление на приеме насосов предельно низкое и находится в диапазоне 1-2,2 МПа, что значительно ниже минимального допустимого для насосов без газосепаратора и для

насосов, оборудованных газосепаратором. Допустимое минимальное давление на приеме ЭЦН без газосепаратора ограничивается газосодержанием 35 % и составляет 13,0-19,0 МПа в зависимости от обводненности добываемой продукции.

С газосепаратором предел по содержанию газа в потоке добываемой пластовой жидкости увеличивается до 60 %, устойчивая работоспособность оборудования возможна при снижении давления на приеме насоса до 8,2-18,6 МПа в зависимости от обводненности.

С ростом обводненности допустимое минимальное давление на приеме уменьшается. Зависимость минимального допустимого давления на приеме ЭЦН от обводненности нефти приведена на диаграмме на рисунке 12.

Скважины эксплуатируются при забойных давлениях 2,1 – 4,9 МПа, что ниже допустимого минимального – 15,4 МПа в 3-6 раз с позиции эксплуатации насосного оборудования, которое определяется условием  $P_{\text{заб}} \geq 0,8 \cdot P_{\text{насыщ}}$ . С позиции рациональной разработки месторождения минимальные допустимое забойное давление также составляет 15,4 МПа.

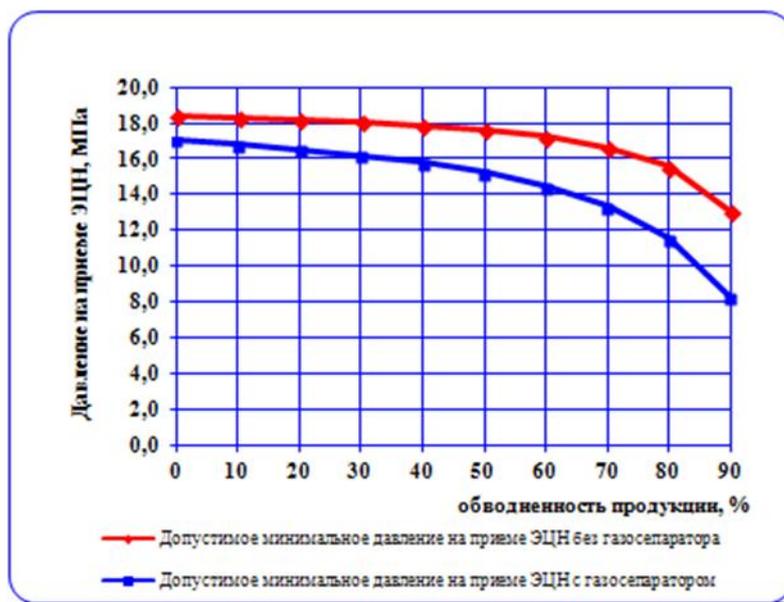


Рисунок 12 – Минимальное допустимое давление на приеме ЭЦН в зависимости от обводненности

Эксплуатация действующих скважин осуществляется механизированным способом с помощью ЭЦН. На 01.01.2014 года текущее пластовое давление в зоне отбора и в целом по объекту разработки составляет – 19,3 МПа (рис. 4.8), что на 22 % меньше начального. Учитывая опыт разработки данного месторождения, параметры продуктивного пласта объекта Ю<sub>1</sub><sup>1-3</sup>, настоящим проектным документом предусматривается продолжение эксплуатации действующих скважин механизированным способом. По результатам моделирования разработки месторождения для обеспечения проектных показателей добычи предусматривается механизированный способ эксплуатации и вновь пробуренных скважин.

В настоящее время все нефтедобывающие скважины эксплуатируются механизированным способом с помощью ЭЦН. Текущие пластовые давления значительно снижены. 70 % скважин работает в режиме накопления. Текущая обводненность продукции скважин находится в диапазоне 7,5-75 %. Расчеты также показывают, при величине устьевого давления 1,5 МПа минимальное забойное давление фонтанирования в условиях текущей обводненности составляет 13 - 25 МПа, что выше проектного забойного давления - 15,3 МПа. Следовательно, имеет место дефицит пластовой энергии. Депрессии в скважинах на всех пластах будут значительно ниже расчетных, что не обеспечивает проектные дебиты при фонтанном режиме эксплуатации.

Газлифтный способ не реализуется по причине низкого ресурса газа. Следует также учитывать, что с ростом обводненности будет возрастать потребность в рабочем агенте и энергозатраты. Уникальные технологические свойства газлифта при работе в осложненных условиях не будут востребованы на месторождении. Все это вместе делает газлифт экономически совершенно нецелесообразным в условиях месторождения.

По результатам моделирования разработки пластов для обеспечения проектных дебитов предусматривается эксплуатация скважин механизированным способом с помощью ЭЦН.

Проектные дебиты жидкости по расчетам составят 15-197,5 м<sup>3</sup>/сут.

### 3.2 Технические проблемы УЭЦН на месторождении

По составу нефть характеризуется как малосернистая, парафинистая, смолистая. Содержание серы составляет 0,11-0,28 % масс, содержание парафинов 2,74 % масс., смол силикагелевых – 3,56 % масс., асфальтенов – 0,16 % масс.

Пластовая вода является минерализованной и содержит коррозионноактивные ионы растворимых солей.

При увеличении газового фактора в процессе эксплуатации нефтяных месторождений, а также при добыче природного газа предполагается образование гидратных пробок внутри лифта, а также отложения гидратов в устьевом оборудовании и в НКТ, наземных отводящих трубах.

Таким образом, при эксплуатации скважин на Межном месторождении могут быть возможны следующие осложнения:

- отложениями асфальто-смолопарафиновых веществ (АСПВ) в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;
- гидратообразование в НКТ, в наземных коммуникациях;
- коррозия подземного оборудования и наземных коммуникаций;
- отложения солей;
- вынос механических примесей;

В связи с этим, при эксплуатации скважин необходимо предусмотреть меры по устранению или борьбе с перечисленными осложнениями.

Процесс асфальтосмолоотложений (АСПО) носит адсорбционный характер. Возможны отложения асфальтосмолопарафинов на штангах, НКТ, в клапанных узлах.

Парафинизация оборудования связана с охлаждением газонефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафином вследствие разгазирования пластовой жидкости и теплообмена. Наиболее интенсивен процесс парафиноотложения в скважинах с низкими дебитами, незначительной обводненностью продукции, температурой насыщения нефти парафином, превышающей фактическую температуру на забое и по стволу скважины.

Образование кристаллогидратов происходит в условиях низких температур и повышенных давлений при наличии воды и газа, содержащего гидратообразующие компоненты: метан, этан, пропан, бутаны, азот, угольную кислоту, сероводород и др. Кроме того, формированию гидратов в стволах нефтяных скважин способствует наличие в газожидкостном потоке мех. примесей и взвешенных кристаллов парафина, играющих роль центров кристаллизации, а также отложения парафина на стенках лифтовых труб, создающие местные сужения, что приводит к повышению перепада давления, снижению температуры и интенсификации процесса гидратообразования.

Отложение гидратов происходит на стенках НКТ при обводненности продукции до 80 %. Часто образуется несколько пробок, разделенных добываемой жидкостью или газом. Расстояние между пробками может достигать 2-150 м и более. Толщина отдельных пробок колеблется от нескольких метров до 350 м.

Наиболее интенсивное формирование пробок характерно для малодебитных скважин с большим газовым фактором и высоким давлением на устье. Опыт эксплуатации скважин показывает, что гидратные пробки образуются, в основном, в приустьевой зоне скважин. На больших глубинах формируются сложные пробки, в состав которых входят, кроме гидрата, нефть, парафин, вода, мех. примеси в виде мелких частиц породы коллектора или глины.

Вероятность появления гидратных пробок в работающих скважинах меньше, чем при смене режима, остановке и последующем вводе скважин в эксплуатацию.

В работающей скважине гидраты образуются в потоке добываемой жидкости. Кристаллы окружены слоем нефти, препятствующей их адгезии на стенках труб или коагуляции в устойчивые мощные конгломераты, способные перекрыть рабочий канал. При остановке скважины подъем жидкости прекращается, начинается перераспределение газа и жидкости в НКТ. Газ движется к устью, нефть и вода при активном контактировании - к забою. Условиями образования гидратов в некотором интервале являются: охлаждение НКТ, вызванное прекращением теплопритока от добываемой жидкости; влияние низкой температуры окружающих пород; интенсивный контакт газа и воды при перераспределении фаз. Это приводит к

ускорению гидратообразования. При наличии парафиновых отложений в местах сужений накапливаются стекающие по стенкам нефть, вода и дисперсные гидраты.

Дополнительным фактором, вызывающим снижение температуры потока, является дросселирование газа через неплотности в резьбовых соединениях лифтовых труб. Перепад давления между затрубным пространством и внутренней полостью НКТ в зоне возможного гидратообразования достигает 2-6 МПа.

Таким образом, условия, способствующие образованию гидратов при добыче нефти следующие:

- низкая температура в скважине;
- наличие в разрезе зон с пониженной температурой;
- наличие высокого газового фактора;
- выпадение парафина и парафиноотложение;
- остановка скважин;
- низкий дебит при хорошей продуктивной характеристике скважины;
- негерметичность лифтовой колонны.

Гидратоотложения образуются при изменении термобарических условий в скважине, особенно при эксплуатации с динамическим уровнем 1000 м и выше. При этом снижается температура над уровнем жидкости, что увеличивает скорость осаждения парафинов и солей. В условиях повышения депрессии на пласт увеличивается вынос мехпримесей (песка, глины, цемента и др.) как с забоя скважин, так и из пласта. Так как методы борьбы с АСПО и гидратами одинаковые, в дальнейшем эти осложнения обозначим единым термином АСПГО (асфальто-парафино-гидратоотложения).

### **3.3 Анализ отказов УЭЦН из-за проблем электродвигателя и повреждений кабельной линии**

На 01.04.2007 года эксплуатационный фонд с УЭЦН составляет 121 скважины. Фонд скважин дающих продукцию – 96 (39%). Простаивающий фонд 25 скважин (8%). Фонд ППД – 53 скважины (17%). Водозаборный фонд – 20 скважин (6%).

Скважинами, оборудованными погружными центробежными насосами добывается 100% от добычи нефти и газа механизированным способом.

С 1 января 2006 года по 1 марта 2007года по Крапивинской группе месторождений бригадами ТКРС выполнено 335 ремонтов. Причины ремонтов показаны на рисунке 13.

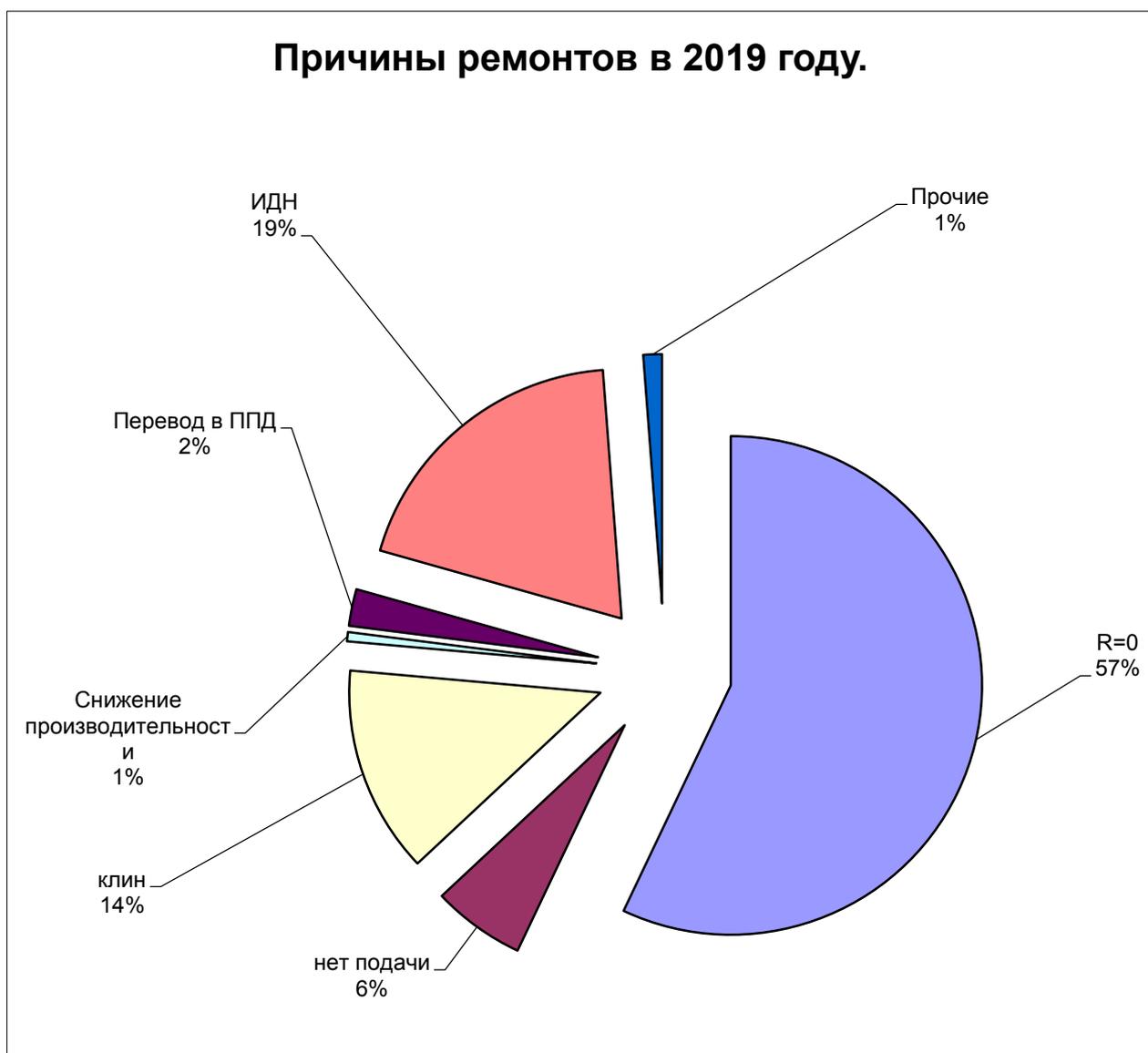


Рисунок 13 – Причины ремонтов скважин оборудованных УЭЦН

Анализ отказавших узлов (рисунок 14) показывает, что наибольшее число отказов (25%) происходит из-за заклинивания валов насоса, потом (23%) выход из строя кабеля, следующей причиной является отказ ПЭДа – 22 % не герметичность НКТ – 2%, на не поднятые приходится 4%

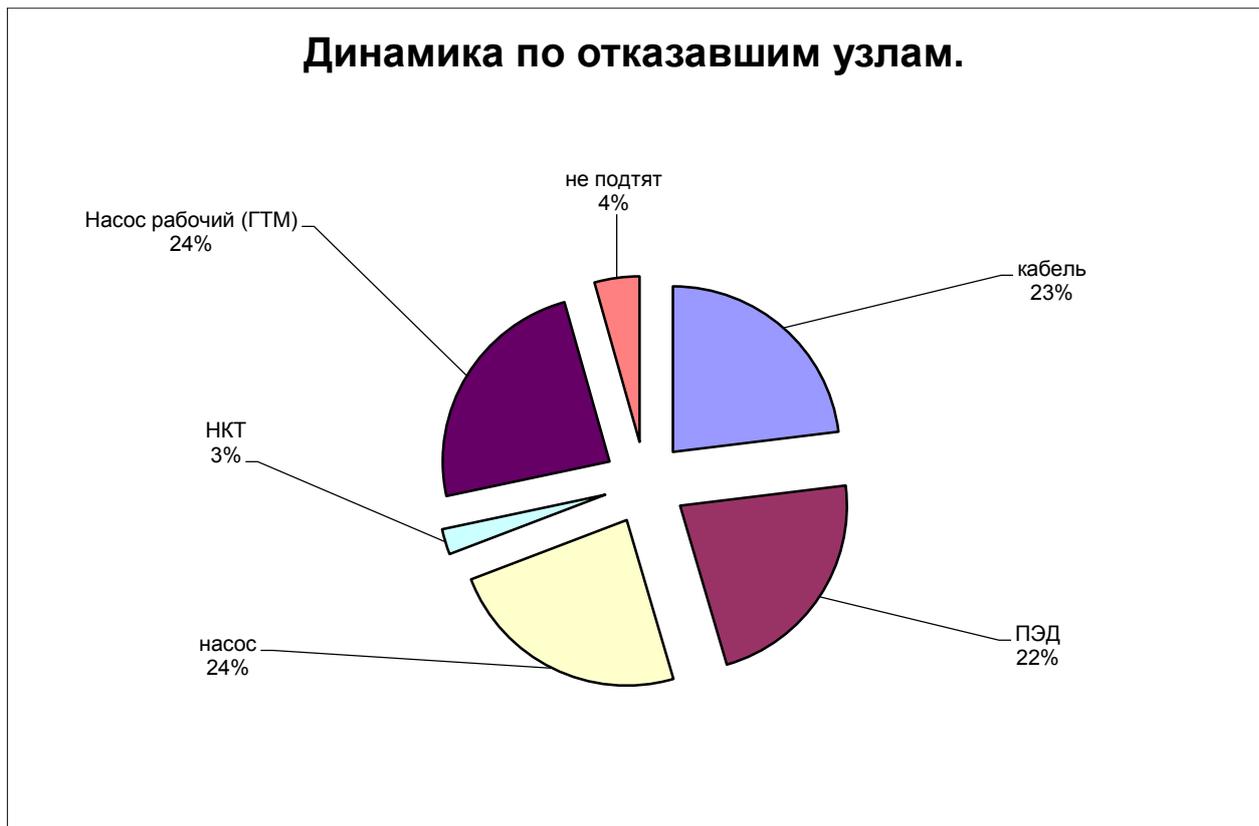


Рисунок 14 – Динамика по отказавшим узлам

По результатам анализа первого этапа расследования отказов видно, что количество скважин останавливаемых по  $R=0$ , в части случаев, имеют подклинивание и заклинившие секции. В большинстве случаев из всего количества отказов наблюдается оплавление, деформация и трещины муфты кабеля и колодки токоввода.

Проведенные исследования по всем отказам погружных электродвигателей показывают, что причиной их отказа является перегрев обмоток асинхронного электродвигателя, узла токоввода и удлинителя кабельной линии. При этом при демонтаже установок обнаруживали недостаточное заполнение внутренних полостей двигателей маслом, масло обладало запахом гари, что также свидетельствует о чрезмерно высоких температурах работы двигателей.

Часто массовые одномоментные отказы погружного оборудования связаны с аварийными и с плановыми отключениями электроэнергии которая отключалась из-за повреждения кабельных линий УЭЦН.

Для анализа были использованы данные с 01.11.2019 по 31.10.2020, которые включали в себя более 1500 отказов различных элементов УЭЦН.

Также были изучены фотоматериалы и некоторые статистические данные по документу «Каталог. Виды и причины отказов деталей УЭЦН. Мероприятия по их устранению».

Основной причиной отказа ПЭД и кабельной линии (более 70%) стало нарушение изоляции, анализы отказов приведены на рисунке 15 и рисунке 16

«Изоляция 0» (R-0) - остановка погружного оборудования по снижению сопротивления изоляции системы «кабель-ПЭД» ниже 30 кОм.

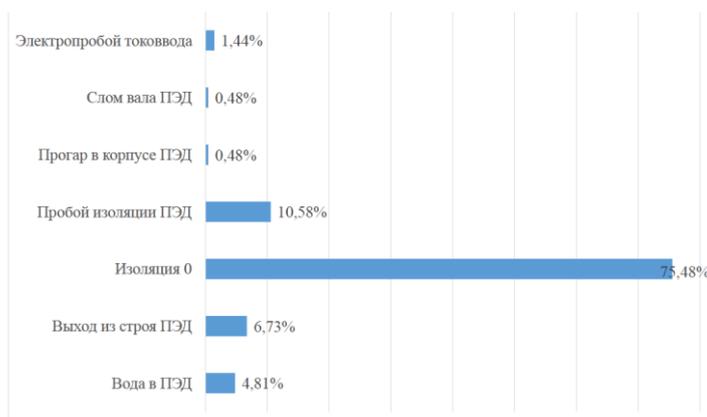


Рисунок 15 – Отказы ПЭД



Рисунок 16 Отказы кабеля



Рисунок 17 – Прогар в месте сродки погружного кабеля

При проведении мероприятий по расклиниванию из-за критических нагрузок высока вероятность отказа электрических узлов УЭЦН и остановка по причине «R-0». Для профилактики отказа необходимо не превышать допустимые нагрузки на кабельную линию. В связи с высоким КПД и низкими рабочими токами, вентильные двигатели могут значительно снизить электрическую нагрузку на кабель, что уменьшит число подобных отказов.

Также перегрев асинхронного двигателя приводит к появлению не герметичности системы «кабель – ПЭД» и гидрозащиты, вследствие чего пластовая жидкость попадет в электродвигатель, пример данного отказа изображен на рисунке 18. Вентильные двигатели, благодаря низкому тепловыделению, снижают вероятность подобных отказов.



Рисунок 18 – Негерметичность системы в результате перегрева

Основные действия при остановке УЭЦН по причине снижения изоляции системы «кабель - ПЭД»:

- исключить возможную подачу напряжения на клеммную коробку, отключив питание в станции управления;
- предварительно отсоединив кабель в клеммной коробке;
- замерить мегомметром сопротивление изоляции системы «кабель - ПЭД»;
- проверить наличие «звезды» системы «кабель - ПЭД»;
- проверить функционирование блоков защиты СУ;
- осмотреть наземный участок и убедиться в отсутствии механических повреждений;
- при восстановлении сопротивления изоляции системы «кабель - ПЭД» произвести сростку с новым куском кабеля необходимой длины (до клеммной коробки/станции управления) и запустить УЭЦН в работу.

Причиной отказа кабельной линии также часто являются следствия механических повреждений при спуско-подъемных операциях, примеры повреждений приведены на рисунке 19 и рисунке 20.



Рисунок 19 – Прогар на месте механического повреждения



Рисунок 20 - Перекручивание кабеля

### 3.4 Модернизация насосной установки

Устройство для крепления кабеля.

В прототипе протектор состоит из трех составных элементов: боковых стенок, соединенных между собой перемычкой, а в предлагаемом устройстве кожух является цельным, т.е. не имеет сборочных элементов. Отсутствие составных элементов и мест соединений деталей в модернизированном протекторе минимизирует возможность брака устройства крепления, чем достигается скорость монтажа, исключение минимизации возникновения ошибки при монтаже, что увеличивает надежность конструкции и, соответственно, надежность работы устройства.

Устройство модернизированного протектора изображено на рисунках 21 - 26.

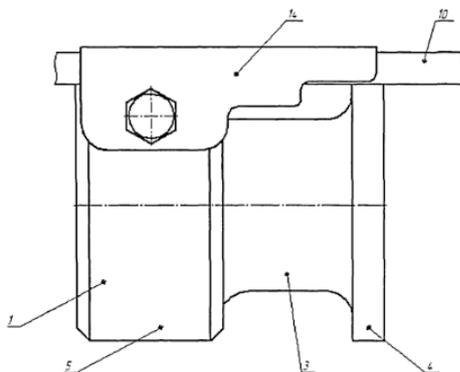


Рисунок 21 – Модернизированный протектор на секции насоса

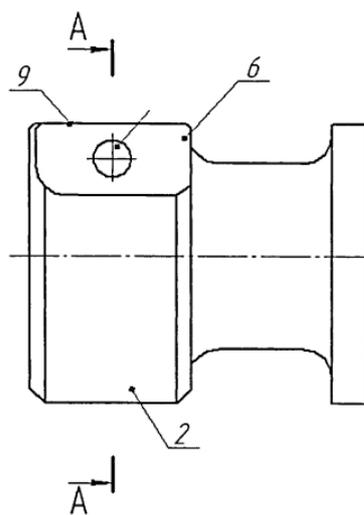


Рисунок 22 – Вид сбоку на основание секции насоса

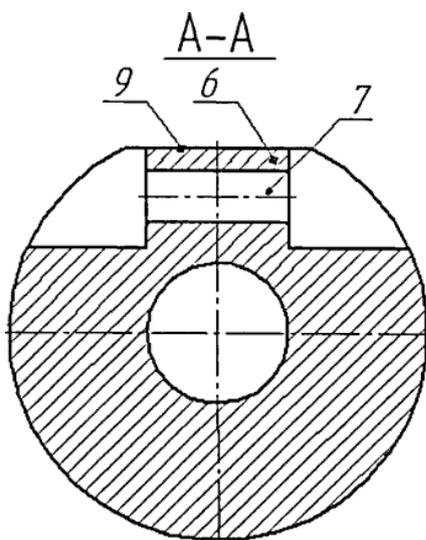


Рисунок 23 – Основание секции насоса в разрезе

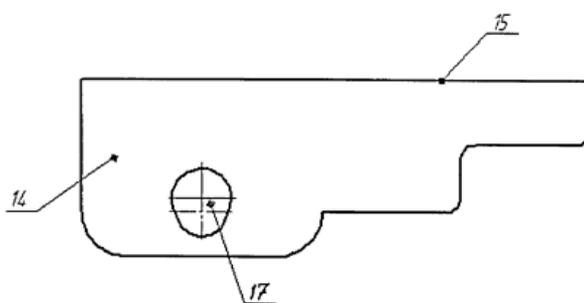


Рисунок 24 – Модернизированный протектор, вид слева

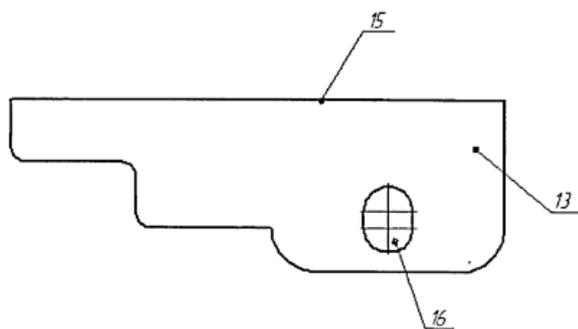


Рисунок 25 – Модернизированный протектор, вид справа

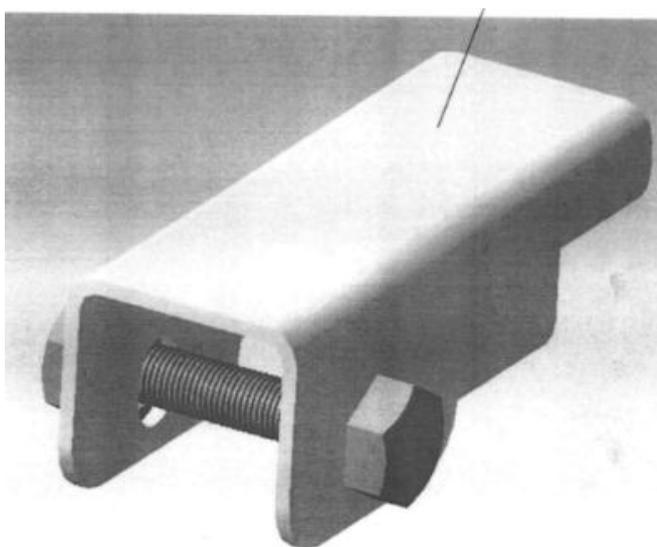


Рисунок 26 – Модернизированный протектор

Устройство содержит секцию насоса 1, включающую основание 2, шейку 3, фланцы 4 и 5, деталь прямоугольной формы 6, имеющая сквозное отверстие 7 под болт 8 и верхнюю площадку 9, на которую укладывается кабель 10. Поверх кабеля 10 укладывается кожух 11. Кожух 11 имеет ребра жесткости 12, переходящие в боковые стенки 13 и 14 и верхнюю стенку 15. Боковая стенка 13 снабжена с одной стороны - отверстием продолговатой формы 16, боковая стенка с другой стороны - отверстием каплевидной формы 17. Со стороны отверстия продолговатой формы 16 на болт 8 устанавливается гайка 18 с шайбой 19. Болт 8 имеет конусную часть 20, расширяющуюся к головке болта 21, и основную часть с резьбой 22, а конусная часть 20 болта фиксируется на отверстии каплевидной формы 17. При этом верхняя площадка 9 образует паз 23 с предлагаемым устройством 24.

Во время сборки секции погружной насосной установки осуществляется крепление устройства 24 к основанию секции насоса 2 следующим образом: болт 8 устанавливается через каплевидное отверстие 17 боковой стенки 14 кожуха 11, затем через сквозное отверстие 7 детали прямоугольной формы 6 в основании секции насоса 2, далее он проходит через продолговатое отверстие 16 второй боковой стенки 13 кожуха. Болт 8 состоит из основной части с резьбой 22 и конусной части 20, расширяющейся к головке болта 21. Гайка 18 при затягивании вытягивает в свою сторону болт 8 через продолговатое отверстие 16 и подтягивает с другой стороны 14 расширяющуюся конусную часть 20 к головке болта 21 к каплевидному отверстию 17. Узкая часть каплевидного отверстия 17 равна диаметру основной части болта 22 и выполнена расширяющейся по направлению к кабельному удлинителю 10. При прохождении конусной части 20 через каплевидное отверстие 17 конусная часть болта 20 при затягивании гайкой 18, увеличиваясь в сечении каплевидного отверстия 17, стремится занять наибольший радиус, что приводит к опусканию устройства к кабелю 10 и плотному прижатию кабеля 10 к верхней площадке 9 детали прямоугольной формы.

Выполнение верхней части устройства длиной от верхнего до нижнего фланца предохраняет кабельный удлинитель от прямых (фронтальных) механических повреждений при спускоподъемных операциях по всей длине основания насосной секции и обеспечивает прижатие кабельного удлинителя к верхней площадке детали прямоугольной формы на всей ее длине, что оказывает надежное и безопасное прижатие, удержание кабеля, исключая механические повреждения устройством даже при действии сторонних сил на кабель или на всю колонну в целом, при спускоподъемных операциях. В отличие от прототипа, в котором возникает концентрация напряжения на малую площадь, т.к. прижимной элемент выполнен в виде узкой металлической полоски, в предлагаемом изобретении напряжение распределяется на всю длину устройства, т.е. от верхнего до нижнего фланца, что исключает концентрацию напряжения в одном узком месте, сохраняя кабель. Это приводит к повышению надежности работы устройства.

Ребра жесткости и боковые стенки модернизированного протектора предотвращают перемещение кабеля в радиальном направлении и служат защитой для кабельного удлинителя от механических боковых и фронтальных воздействий на протяжении всей длины основания секции насосов, что приводит к повышению надежности работы устройства. А прототип же защищает кабель только от боковых механических повреждений.

В предлагаемом изобретении крепление устройства к основанию осуществляется следующим образом: болт продевается через каплевидное отверстие боковой стенки кожуха, через сквозное отверстие детали прямоугольной формы в основании секции насоса, через продолговатое отверстие второй боковой стенки кожуха. В отличие от прототипа оси указанных отверстий не смещены относительно друг друга. Болт имеет основную часть с резьбой и конусную часть, расширяющуюся к головке болта. При этом гайка, проходя по резьбе, вытягивает в свою сторону болт через продолговатое отверстие и подтягивает с другой стороны кожуха расширяющуюся конусную часть к головке болта к каплевидному отверстию. Узкая часть каплевидного отверстия равна диаметру основной части болта и выполнена расширяющейся по направлению к кабельному удлинителю. При прохождении конусной части через каплевидное отверстие, конусная часть болта при затягивании гайкой, увеличиваясь в сечении каплевидного отверстия, стремится занять наибольший радиус, что приводит к опусканию кожуха к кабелю и плотному прижатию кабеля к верхней площадке детали прямоугольной формы.

### **3.5 Расчеты протекторов с использованием ANSYS**

Расчеты деформаций и напряжений в модернизированном протекторе кабеля выполнялись с помощью программы ANSYS методом последовательных приближений и изображены на рисунках 27 и 28. Для решения задачи к построенным моделям были приложены нагрузки и заданы свойства материалов.

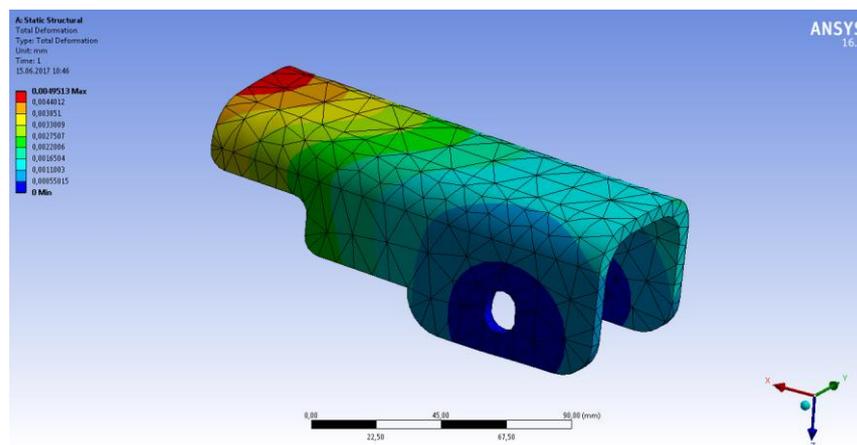


Рисунок 27 – Деформация модернизированного протектора кабеля

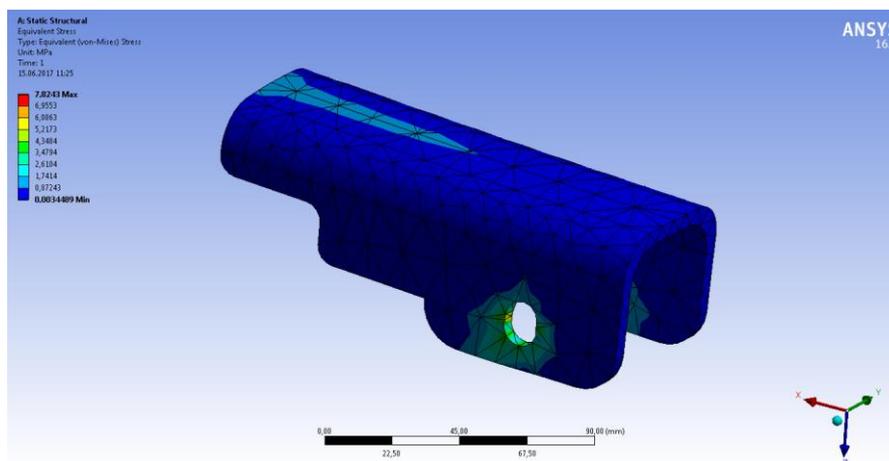


Рисунок 28 – Эквивалентные напряжения модернизированного протектора кабеля

Аналогичным образом были выполнены расчеты деформации и эквивалентных напряжений для прототипа протектора кабеля. Полученные расчеты прототипа изображены на рисунках 29 и 30.

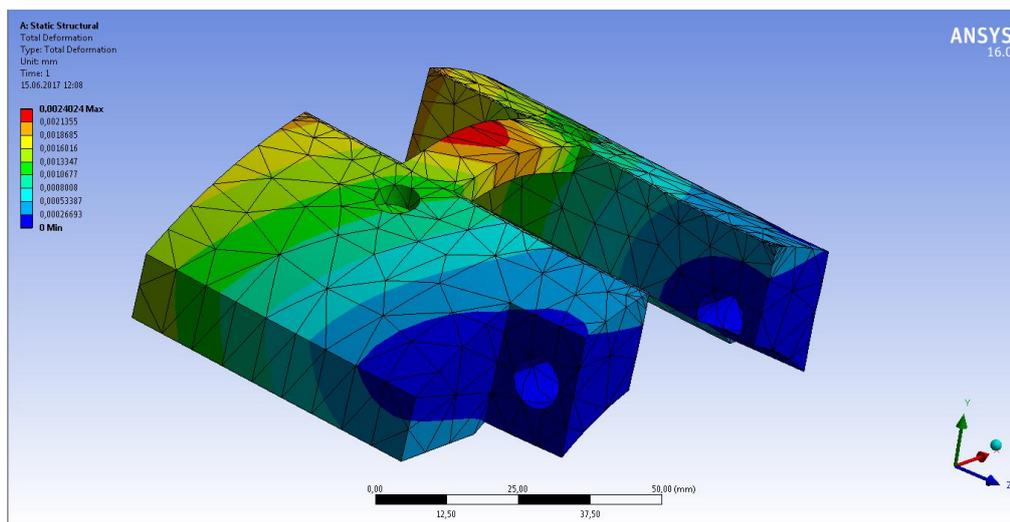


Рисунок 29 – Деформация прототипа протектора кабеля

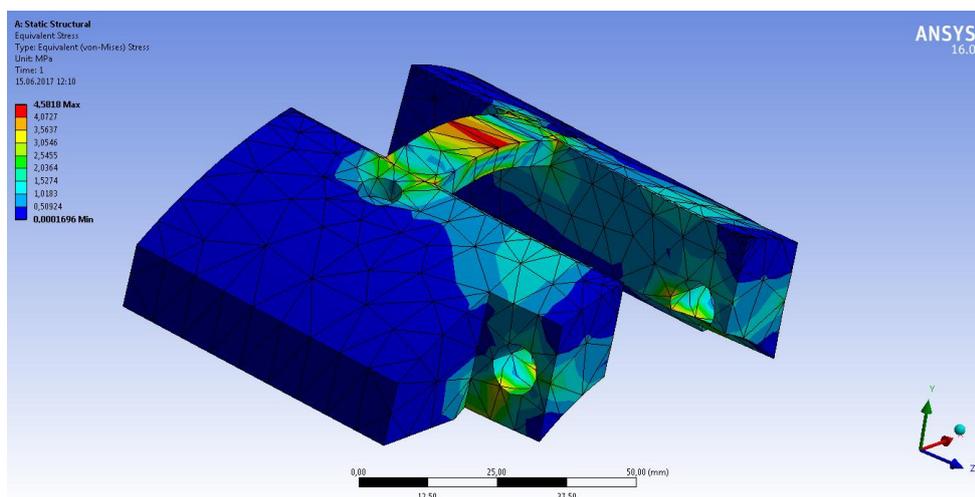


Рисунок 30 – Эквивалентные напряжения прототипа протектора кабеля

Из данных расчетов следует, что в прототипе из-за наличия узкой перемычки образуется концентрация напряжений. В модернизированном устройстве площадь прижатия кабеля значительно больше, что обеспечивает равномерное распределение напряжений по всей поверхности.

### 3.6 Расчет нагрузок кабельной линии

#### 3.6.1 Расчет количества потерянной энергии электродвигателей.

В таблице 1 представлены технические характеристики двигателей.

Таблица 1 – Технические характеристики двигателей

Наименование показателя	Значение	
	Асинхронный	Вентильный
Мощность на выходе, кВт	110(50Гц)	110(50Гц)
Скорость вращения, об/мин	2910	3000
Напряжение, В	2100	1920
Ток, А	44	42
КПД при номинальной мощности на валу, %	84	92,5
Коэффициент мощности, k	0.82	0.96
Ток холостого хода, А	20.1	2.5

Определение количества потерянной энергии двигателем

$$C = V \times I \times (1 - k \times \eta) \times t, \quad (3.1)$$

где  $C$  - количество потерянной энергии двигателем, кВт\*ч;

$V$  – рабочее напряжение двигателя, В;

$I$  – сила тока двигателя, А;

$k$  – коэффициент мощности;

$\eta$  – КПД двигателя;

$t$  – время работы двигателя, с.

По параметрам двигателей (таблица 6.1) для каждого определим  $C$  при одинаковой выходной мощности при времени работы 24 часа.

Для асинхронного,  $C_{ac}$ , кВт\*ч

$$C_{ac} = 2100 \times 44 \times (1 - 0,82 \times 0,84) \times 24 = 690,1 \text{ кВт*ч.}$$

Для вентильного,  $C_{вент}$ , кВт\*ч

$$C_{вент} = 1920 \times 42 \times (1 - 0,96 \times 0,925) \times 24 = 216,8 \text{ кВт*ч.}$$

Определим соотношение потерянной энергии

$$B_{эн} = C_{ac} / C_{вент} = 690,1 / 216,8 = 3,2.$$

### 3.6.2 Расчет нагрузки на кабельную линию при нормальном режиме работы электродвигателей.

Определение нагрузки на кабель при выходной мощности 110 кВт (таблица 1)

$P$ , кВт

$$P = V \times I, \quad (3.2)$$

где  $P$ —нагрузка на кабель, кВт\*ч;

$V$  – рабочеенапряжение двигателя, В;

$I$ —сила тока двигателя, А.

Определение нагрузки на кабель при работе асинхронного двигателя  $P_{ас}$ , кВт

$$P_{ас} = 2100 \times 44 = 92,4 \text{ кВт}.$$

Определение нагрузки на кабель при работе вентильного двигателя  $P_{вен}$ , кВт

$$P_{вент} = 1920 \times 42 = 80,6 \text{ кВт}.$$

Определение соотношения нагрузки на кабель асинхронного и вентильного двигателей

$$Z_{раб} = P_{ас}/P_{вент} = 92,4 / 80,6 = 1,15 .$$

### 3.6.3 Расчет нагрузки на кабельную линию при работе в режиме холостого хода электродвигателей.

В режиме холостого хода токи электродвигателей значительно отличаются от рабочих, в особенности у вентильного двигателя.

Определение нагрузки на кабель при работе в режиме холостого хода (таблица

6.1)  $P$ , кВт

$$P = V \times I, \quad (3.3)$$

Определение нагрузки на кабель при работе асинхронного двигателя  $P_{ас}$ , кВт

$$P_{ас} = 2100 \times 20,1 = 42,2 \text{ кВт}.$$

Определение нагрузки на кабель при работе вентильного двигателя  $P_{вен}$ , кВт

$$P_{вент} = 1920 \times 2,5 = 4,8 \text{ кВт}.$$

Определение соотношения нагрузки на кабель асинхронного и вентильного двигателей

$$Z_{хол} = P_{ас}/P_{вент} = 42,2 / 4,8 = 8,8$$

### 3.6.4 Вывод из полученных расчетов двигателя.

Проведя анализ полученных результатов, можно выделить следующие достоинства ВЭД перед ПЭД:

- потерянная электрическая энергия в 3 раза меньше, что напрямую влияет на тепловыделение двигателя;
- нагрузка на кабельную линию в обычном режиме работы на 15 процентов меньше, что снижает вероятность пробоя изоляции кабеля;
- нагрузка на кабельную линию при работе в режиме холостого хода в 9 раз меньше;
- вентильный двигатель при работе на разных мощностях сохраняет высокий КПД и низкое потребление тока, а также, по сравнению с асинхронным, имеет меньшие габариты и значительно ниже ток холостого хода;

## 3.7 Расчет составных частей насосной установки

### 3.7.1 Расчет вала насоса.

Определение ориентировочного размера вала по внутреннему диаметру шлицев без учета влияния концентрации напряжений и изгиба вала  $d_{1BH}$ , мм

$$d_{1BH} = \sqrt[3]{\frac{M_{кр\ max}}{0,2 \cdot R_{кр}}}, \quad (3.4)$$

где  $M_{кр\ max}$  – максимальный крутящий момент на валу насоса определяется по следующей формуле, кН м

$$M_{кр\ max} = 71620 \cdot \frac{N_{max}}{n}, \quad (3.5)$$

где  $n$  – число оборотов вала, об/мин;

$N_{max}$  – наибольшая мощность, то есть мощность на валу насоса.

$$M_{кр\ max} = 71620 \cdot \frac{51}{3000} = 121,754 \text{ кН} \cdot \text{м}$$

Определим критическое напряжение  $R_{кр}$ , МПа

$$R_{кр} = (0,5 \div 0,6)R_z, \quad (3.6)$$

где  $R_z$  – допускаемое напряжение на кручение, МПа.

$$R_z = \frac{\delta_B}{n_1}, \quad (3.7)$$

где  $\delta_B$  – временное сопротивление разрыву материала вала.  $\delta_B = 950$  МПа;

$$n_1 = 1,8 - 2,6.$$

$$R_z = \frac{950}{2,2} = 431,818 \text{ МПа};$$

$$R_{кр} = 0,5 \cdot 431,818 = 215,90 \text{ МПа};$$

$$d_{1BH} = \sqrt[3]{\frac{121,754}{0,2 \cdot 215,90}} = 30 \text{ мм};$$

По стандарту принимаем диаметр вала равный 30 мм.

Определим вес в жидкости единицы длины вращающейся системы

где  $L_{дв}$  – длина электродвигателя без протектора.  $L_{дв} = 6190$  мм;

$G_{дв}$  – вес электродвигателя без протектора.  $G_{дв} = 325$  кг;

$m_T$  – вес 1 метра труб (гладких).  $m_T = 13,67$  кг;

$L_H$  – длина спуска насоса.  $L_H = 986,22$  м.

$$g = L_H \cdot m_T + G_{дв}, \quad (3.8)$$

$$g = 986,22 \cdot 13,67 + 325 = 186017,9 \text{ кг}$$

Определим стрелу прогиба шлицевого конца вала  $\Delta y$ , мм

$$\Delta y = 590 \frac{d}{n} \sqrt{\frac{1}{g} (2,66 \cdot n \cdot (g)^{1/2} - P)}, \quad (3.9)$$

где  $d$  – диаметр вала.  $d = 30$  мм;

$n$  – скорость вращения вала.  $n = 3000$  об/мин;

$P$  – давление развиваемое насосом.  $P = 22$  Н/см<sup>2</sup>.

$$\Delta y = 590 \frac{30}{3000} \sqrt{\frac{1}{186017,9} (2,66 \cdot 3000 \cdot (186017,9)^{1/2} - 22,2)} = 2,5 \text{ мм}$$

Определим вес вала  $m$ , кг

$$m = m_T \cdot L_{дв}, \quad (3.10)$$

где  $m_T$  – масса 1 м вала.  $m_T = 5,07$  кг.

$$m = 13,67 \cdot 6,1 = 83,3 \text{ кг}$$

Определим момент инерции вала  $I$ , Н/м

$$I = \frac{m \cdot d^2}{8}, \quad (3.11)$$

где  $d$  – диаметр вала.  $d=0,030$  м.

$$I = \frac{30,95 \cdot 0,030^2}{8} = 0,0034 \text{ Н/м}$$

Определить радиальную нагрузку  $P_1$ , Н

$$P_1 = \frac{3 \cdot \varepsilon \cdot I \cdot \Delta y}{(l_1 + c)^2}, \quad (3.12)$$

где  $\varepsilon$  – модуль упругости материала вала.  $\varepsilon=2 \cdot 10^5$  МПа;

$l_1$  – расстояние между точками приложения радиальных сил.  $l_1=1200$  мм;

$c$  – расстояние между точками приложения радиальных сил действующих на вал.  $c=800$  мм;

$b$  – расстояние от места приложения радиальной нагрузки к валу до выточки на нем.

$$P_1 = \frac{3 \cdot 2 \cdot 10^5 \cdot 0,030 \cdot 2,5}{(1200 + 800) \cdot 800^2} = 0,4 \text{ Н}$$

Определим средний диаметр шлицев  $d_{cp}$ , м

$$d_{cp} = \frac{d_1 + d}{2}, \quad (3.13)$$

где  $d_1$  – диаметр вал, мм;

$d$  – принятый по стандарту диаметр вала.  $d=30$  мм.

$$d_{cp} = \frac{26 + 30}{2} = 28 \text{ или } 0,028 \text{ м}$$

Определим окружное усилие на среднем диаметре шлицев ,Н

$$P_{окр} = \frac{2 \cdot M_{кр \max}}{d_{cp}}, \quad (3.14)$$

$$P_{окр} = \frac{2 \cdot 121,7}{0,028} = 8696,7 \text{ Н}$$

Определим величину радиального усилия  $P_2$ , Н

$$P_2 = 0,2 \cdot P_{окр}, \quad (3.15)$$

$$P_2 = 0,2 \cdot 8696,7 = 1739,2 \text{ Н}$$

Определим изгибающий момент в наиболее погруженном сечении

$M_{изг\max}$ , Н·м

$$M_{изг\max} = (P_1 + P_2) \cdot b, \quad (3.16)$$

где  $b$  – расстояние от места приложения радиальной нагрузки к валу до выточки на нем.  $b=0,2$  м.

$$M_{изг\max} = (0,4 + 1739,2) \cdot 0,2 = 347,9 \text{ Н м}$$

Определим высоту шлицев  $t$ , мм

$$t = d_{cp} - d, \quad (3.17)$$

где  $d_{cp}$  – средний диаметр шлицев.  $d_{cp}=28$  мм.

$$t = 28 - 26 = 2 \text{ мм}$$

Определим момент сопротивления изгиба  $W$ , мм<sup>2</sup>

$$W = \frac{\pi \cdot d_{вн}^3}{32} + \frac{2}{3} a^2 t, \quad (3.18)$$

где  $d_{вн}$  – внутренний диаметр шлицев.  $d_{вн}=26$  мм;

$a$  – ширина шлица.  $a=6$  мм.

$$W = \frac{3,14 \cdot 26^3}{32} + \frac{2}{3} \cdot 6^2 \cdot 2 = 2697 \text{ мм}^2$$

Определим напряжение изгиба в опасном сечении  $\delta_{из}$ , Н/мм<sup>2</sup>

$$\delta_{из} = \frac{M_{из.\max}}{W}, \quad (3.19)$$

$$\delta_{из} = \frac{347,9}{2697} = 128,9 \text{ Н/мм}^2$$

Определим момент сопротивления кручения  $W_k$ , мм<sup>3</sup>

$$W_k = \frac{\pi \cdot d^3}{16} + \frac{6at(d-t)^2}{2d} \quad (3.20)$$

где  $d$  – средний диаметр вала.  $d=30$  мм.

$$W_k = \frac{3,14 \cdot 30^3}{16} + \frac{6 \cdot 6 \cdot 2(28-2)^2}{2 \cdot 30} = 6239,5 \text{ мм}^3$$

Определим напряжение кручения  $\tau$ , Н/мм<sup>2</sup>

$$\tau = \frac{M_{кр.макс}}{W_{\kappa}}, \quad (3.21)$$

$$\tau = \frac{121}{6239,5} = 19,51 \text{ Н/мм}^2.$$

Определим результирующее напряжение, необходимо нахождение по формуле (из теории предельных напряженных состояний по О. Мору)  $\sigma_{\text{экв}}$ , МПа

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{\sigma_{\text{из}}^2 + 4\tau}, \quad (3.22)$$

$$\sigma_{\text{экв}} = \sqrt{128^2 + 4 \cdot 19,51} = 134,7 \text{ МПа}$$

Определим запас прочности по пределу текучести  $\sigma_T$

$$n_T = \frac{\sigma_T}{\sigma_{\text{экв}}}, \quad (3.23)$$

где  $\sigma_T$  – предел текучести материала.  $\sigma_T = 800$  МПа.

$$n_T = \frac{800}{134,7} = 5,93.$$

### 3.7.2 Расчет колеса электроцентробежного насоса.

Определим внешний диаметр втулки  $d_{\text{вт}}$ , м.

$$d_{\text{вт}} = 1,2 \cdot d_{\text{г}}, \quad (3.24)$$

$$d_{\text{вт}} = 1,2 \cdot 0,026 = 0,0312 \text{ м}$$

Определим частоту вращения вала  $n_1$ , с<sup>-1</sup>

$$n_1 = \frac{n}{60} k, \quad (3.25)$$

где  $k$  – поправочный коэффициент в зависимости от ускорения вала в начале момента вращения;  $k = 1,8$ .

$$n_1 = \frac{3000}{60} 1,8 = 90 \text{ с}^{-1}$$

Определим коэффициент быстроходности  $n_s$

$$n_s = n_1 \sqrt{\frac{Q}{(g \cdot H_{cm})^{3/4}}}, \quad (3.26)$$

где  $H_{ст}$  – напор, развиваемый насосом.  $H_{ст}=1188,33$  м;

$g$  – ускорение свободного падения.  $g=9,8$  м/с<sup>2</sup>;

$Q$  – дебит скважины.  $Q=0,00032$  м<sup>3</sup>/с.

$$n_s = 90 \sqrt{\frac{0,00032}{(9,8 \cdot 1188,33)^{3/4}}} = 0,043823$$

Определим объемный КПД,  $\eta_{об}$

$$\eta_{об} = \frac{1}{1 + 6 \cdot 10^{-3} (n_s)^{-2/3}}, \quad (3.27)$$

$$\eta_{об} = \frac{1}{1 + 6 \cdot 10^{-3} (0,043823)^{-2/3}} = 0,953952$$

Определим расход жидкости в каналах рабочего колеса  $Q_k$ , м<sup>3</sup>/с

$$Q_k = \frac{Q}{\eta_{об}}, \quad (3.28)$$

$$Q_k = \frac{0,00032}{0,953952} = 0,000335 \text{ м}^3/\text{с}$$

Определим осевую скорость жидкости у входа в колесо  $C_o$ , м/с

$$C_o = 0,95 \cdot \sqrt[3]{Q_k \cdot n^2}, \quad (3.29)$$

$$C_o = 0,95 \cdot \sqrt[3]{0,000335 \cdot (90)^2} = 1,325 \text{ м/с}$$

Определим диаметр входа в колесо  $D_o$ , м.

$$D_o = \sqrt{(4 \cdot Q_k / \pi \cdot C_o) + d_{вт}^2}, \quad (3.30)$$

где  $d_{вт}$  – внешний диаметр втулки.  $d_{вт}=0,0312$  м.

$$D_o = \sqrt{(4 \cdot 0,000335 / 3,14 \cdot 1,325) + 0,0312^2} = 0,0359 \text{ м}$$

Определим радиус колеса у входной кромки лопасти  $D_i$ , м

$$D_i = 0,85 \cdot D_o, \quad (3.31)$$

$$D_i = 0,85 \cdot 0,0359 = 0,0305 \text{ м}$$

Определим ширину канала рабочего колеса у входной кромки лопасти  $b_1$ , м

$$b_1 = \frac{Q_k}{\pi \cdot D_i \cdot C_{от}}, \quad (3.32)$$

где  $C_{от}$  – скорость потока на входе у лопастей до стеснения ими проходного сечения, равна  $C_o$  – осевая скорость жидкости.  $C_o=1,325 \text{ м/с}$ .

$$b_1 = \frac{0,000335}{3,14 \cdot 0,0305 \cdot 1,325} = 0,0026 \text{ м.}$$

Определим окружную скорость  $U_1$ , м/с

$$U_1 = \frac{\omega \cdot D_i}{2}, \quad (3.33)$$

где  $\omega$  – угловая скорость.  $\omega=34 \text{ с}^{-1}$ .

$$U_1 = \frac{34 \cdot 0,0305}{2} = 0,5201 \text{ м/с.}$$

Определим коэффициент окружной скорости на входе  $C_{1m}$ , м/с

$$C_{1m} = R_1 \cdot C_{от}, \quad (3.34)$$

где  $R_1$  - коэффициент стеснения в пределах от 1,1 до 1,25, выбираем  $R_1=1,25$ .

$$C_{1m} = 1,25 \cdot 1,325 = 1,657$$

Определим угол  $\beta_1$

$$\text{tg} \beta_1 = \frac{C_{1m}}{U_1}, \quad (3.35)$$

$$\text{tg} \beta_1 = \frac{1,657}{0,5201} = 3,185$$

откуда  $\beta_1 = 58^{\circ} 61'$  (определяем по справочнику Брадеса)

Определим угол входной кромки лопасти  $\beta_{1л}$

$$\beta_{1л} = \beta_1 + \delta, \quad (3.36)$$

где  $\delta$  – угол атаки в пределах от  $5^{\circ}$  до  $10^{\circ}$ , принимаем  $7^{\circ}$

$$\beta_{1л} = 58^{\circ} 61' + 7 = 65^{\circ} 61'$$

Определим напор на трех колесах  $H_T$ , м

$$H_T = \frac{H}{Z} \cdot 3, \quad (3.37)$$

где  $H$  – напор насоса.  $H=1188,33 \text{ м}$ ;

$Z$  – число ступеней насоса.  $Z=286$ ;

3 – число секций.

$$H_T = \frac{1188,33}{286} \cdot 3 = 12,5$$

Определим угловую скорость  $\omega$ ,  $\text{с}^{-1}$

$$\omega = H/6, \quad (3.38)$$

$$\omega = 1522/8 = 212,47 \text{ с}^{-1}$$

Определим окружную скорость,  $U_2$ , м/с

$$U_2 = \sqrt{\frac{g \cdot H_m}{C_{2u}}}, \quad (3.39)$$

где  $C_{2u}$  – коэффициент окружной составляющей абсолютной скорости жидкости при выходе из колеса определяется по следующей формуле:

$$C_{2U} = 2(1 - \rho_k), \quad (3.40)$$

где  $\rho_k$  – коэффициент реакции для насосов в пределах от 0,7 до 0,75, принимаем 0,7.

$$C_{2U} = 2(1 - 0,7) = 0,6$$

$$U_2 = \sqrt{\frac{9,8 \cdot 14}{0,6}} = 15,126 \text{ м/с.}$$

Определим диаметр колеса  $D_2$ , м.

$$D_2 = \frac{2 \cdot U_2}{\omega}, \quad (3.41)$$

$$D_2 = \frac{2 \cdot 15,126}{212,47} = 0,14 \text{ м}$$

### 3.7.3 Расчет корпуса клапана на прочность.

Корпус клапанного узла выполняется в виде стальной трубы. На клапанный узел действует осевая сила равная весу всей скважинной установки, а также вес столба жидкости в колонне НКТ.

$Q_{\text{уст}} = 20700 \text{ Н}$  (вес компенсатора + вес электродвигателя + вес протектора + вес трех секций насоса).

Определим вес жидкости в трубах, Н

$$P = \rho \cdot g \cdot H \cdot (\pi \cdot d_{\text{вв}}^2) / 4, \quad (3.42)$$

где  $\rho$  – плотность жидкости.  $\rho=0,85 \text{ кг/м}^3$ ;

$g$ -ускорение свободного падения.  $g=9.8 \text{ м/с}^2$ ;

$d_{\text{вн}}$ -внутренний диаметр труб.  $d_{\text{вн}}=0.076 \text{ м}$ ;

$H$ -глубина спуска насоса.  $H=1000 \text{ м}$ .

$$P = 0.85 \cdot 9.8 \cdot 1000 \cdot (3.14 \cdot 0.076^2 / 4) = 37769 \text{ Н}$$

На клапан действует осевая сила равная

$$Q=Q_{\text{уст}}+P=20700+37769=58469 \text{ Н}$$

Определим напряжение в опасном сечении корпуса клапанного узла

$$\sigma = Q / F_{\text{оп}} \leq [\sigma_m], \quad (3.43)$$

где  $F_{\text{оп}}$  – площадь опасного сечения корпуса,  $\text{м}^2$ .

$$F_{\text{оп}} = \pi / 4 \cdot (D_{\text{нар}}^2 - d_{\text{вн}}^2) = 3,14 / 4 \cdot (0,108^2 - 0,086^2) = 0,00335038 \text{ м}^2$$

$$\sigma = 58469 / 0,0033508 = 17,45 \text{ МПа} \leq [\sigma_m] = 552 \text{ МПа} \text{ для стали марки Е}$$

Корпус клапанного узла необходимо изготовить из стали марки Е

Коэффициент сепарации газа  $K_c$  можно рассчитать как

$$K_c = \frac{Q_{g2}}{Q_{g1} + Q_{g2}} = \frac{d_i^2 - d_1^2}{d_2^2 - d_1^2} \quad (3.44)$$

Уравнение баланса сил (в радиальном направлении движется поток жидкости без ускорения)

$$\vec{F}_d + \vec{F}_p = 0, \quad (3.45)$$

$$\text{где } F_d = \frac{1}{2} C_{d\infty} \rho_L A_d V_{sy} |\vec{V}_s|, \quad (3.46)$$

где  $A_p = \pi d_p^2 / 4$  – площадь поперечного сечения пузырька газа;

$d_p, r_d$  – диаметр, радиус пузырька газа;

$C_{d\infty}, \rho_L$  – коэффициент гидродинамического сопротивления и плотности жидкой фазы;

$\vec{V}_s$  – вектор скорости проскальзывания.

Сила от перепада давлений, вызванная воздействием центробежных сил равна

$$F_p = -B_d \frac{dP}{dy}, \quad (3.45)$$

где  $B_d = \frac{1}{6} \pi d_p^3$  – объем пузырька газа;

$dP/dy$  – градиент давления от центробежных сил.

Решая совместно уравнения (5.40) и (5.42), получим выражение для скорости проскальзывания пузырька газа в радиальном направлении

$$V_{sy} = -\frac{8}{3} \frac{r_d}{C_{d\infty} \rho_L |\vec{V}_s|} \frac{dP}{dy},$$

где  $C_{d\infty} = \frac{24}{Re}$  – корреляция для коэффициента гидродинамического сопротивления единичного всплывающего пузырька газа;

$Re = 2r_d |\vec{V}_s| \rho_L / \mu_L$  – число Рейнольдса;

$\mu_L$  – динамическая вязкость жидкой фазы.

Окончательно выражение для расчета скорости проскальзывания газа в радиальном направлении имеет вид

$$V_{sy} = \frac{2}{9} \frac{r_d^2}{\mu_L} \frac{dP}{dy} \quad (5.45)$$

Действительная радиальная составляющая скорости пузырька газа определяется как

$$V_g = V + V_{sy}, \quad (3.46)$$

где  $V$  – радиальная составляющая скорости жидкой фазы;

$V_{sy}$  – скорость проскальзывания пузырька газа в радиальном направлении

Продольная составляющая скорости движения пузырька газа определяется как

$$u_g = u + u_{sx}, \quad (5.47)$$

где  $u$  – продольная составляющая скорости жидкой фазы;

$u_{sx}$  – продольная составляющая скорости проскальзывания фаз.

В продольном (вертикальном) направлении на пузырек газа действуют силы: сила гидродинамического сопротивления  $F_d$ ;

сила от продольного градиента давления  $dP/dx$ ;

выталкивающая сила  $F_b$ ; сила тяжести  $F_g$ .

Уравнение баланса сил имеет следующий вид:

$$\vec{F}_d + \vec{F}_b + \vec{F}_g + \vec{F}_p = 0, \quad (3.48)$$

$$\text{где } F_d = -\frac{1}{2} C_{d\infty} \rho_L A_p u_{sz} |\vec{V}_s|; \quad (3.49)$$

$$F_b = B_d \rho_L |g|; \quad (3.50)$$

$$F_g = -B_d \rho_g |g|; \quad (3.51)$$

$$F_p = -B_d \frac{dP}{dx} \quad (3.52)$$

где  $\rho_g$  - плотность газовой фазы.

Окончательно уравнение для продольной составляющей скорости проскальзывания пузырька газа определяется как

$$u_{sx} = \frac{1}{12} \frac{B_d [(\rho_L - \rho_g) |g| - \frac{dP}{dx}] d_p}{A_d \mu_L} \quad (3.53)$$

Уравнение для расчета траектории движения пузырька газа можно получить из выражений:

$$dx = u_g dt ; dy = V_g dt$$

в виде

$$\frac{dy}{dx} = \frac{V_g}{u_g}. \quad (3.54)$$

Проведены расчеты параметров деталей насосной установки. Все условия прочности соблюдаются.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Кирпиченко Антон Андреевич

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов определяется по средней рыночной стоимости. Оклады в соответствии с окладами сотрудников предприятия.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1,3 районный коэффициент
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды 30,2 %

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

1. Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	Описание потенциальных потребителей, анализ конкурентных технических решений, SWOT-анализ
2. Планирование и формирование бюджета научных исследований	Планирование работ, разработка диаграммы Ганта, формирование бюджета затрат.
3. Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Оценка сравнительной эффективности исследования.

**Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):**

1. Карта сегментирования рынка
2. Матрица SWOT
3. График реализации проекта

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Клемашева Елена Игоревна	канд.экон.наук		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Кирпиченко Антон Андреевич		

## **4 ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ**

### **Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение**

Нефть добывается при помощи пробуренных с поверхности земли скважин. Процесс эксплуатации нефтяных буровых скважин состоит в поднятии нефти от уровня продуктивных пластов (из забоя) на поверхность земли. На практике эксплуатацию нефтяных буровых скважин проводят фонтанным, газлифтным или механическим (насосным) способом. Выбор способа эксплуатации нефтяных буровых скважин в первую очередь определяется пластовым давлением.

В ходе научно-исследовательской работы требуется рассмотреть и выявить особенности эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения «Снежное» Томская область.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является выявление особенностей эксплуатации скважин месторождения «Снежное» в Томской области, а также сравнение экономической эффективности методов эксплуатации скважин.

#### **4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения**

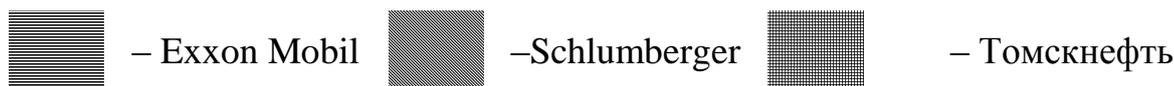
##### **4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования**

Целью выявления особенностей эксплуатации скважин на нефтяном месторождении – снижение эксплуатационных затрат. Для снижения затрат требуется выбрать наиболее подходящий метод эксплуатации.

Для анализа потребителей результатов исследования необходимо рассмотреть целевой рынок и провести его сегментирование. Так как в данном случае потребители относятся к коммерческой категории, то критерием сегментирования является размер предприятия.

		Вид установок электроцентробежных насосных (УЭЦН)		
		Механический метод	Газлифтный метод	Фонтанный метод
Размер компании	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 31 – Карта сегментирования рынка услуг по эксплуатации скважин:



По результатам сегментирования можем сказать, что основным способом эксплуатации скважин является механический метод. При анализе литературы по методам эксплуатации скважин механический метод является наиболее часто используемым. Недостаток фонтанного метода – сохранение дебита на все время эксплуатации скважины.

#### 4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

Детальный анализ конкурирующих разработок, существующих на рынке, необходимо проводить систематически, поскольку рынки пребывают в постоянном движении. Такой анализ помогает вносить коррективы в научное исследование, чтобы успешнее противостоять своим соперникам. Важно реалистично оценить сильные и слабые стороны разработок конкурентов.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности научной разработки и определить направления для ее будущего повышения. Целесообразно проводить данный анализ с помощью оценочной карты.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле:

$$K = \sum_{i=1}^n B_i \cdot B_i,$$

где  $K$  – конкурентоспособность научной разработки;

$B_i$  – вес показателя (в долях единиц);

$B_i$  – балл  $i$ -го показателя.

Таблица 2 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		$B_\phi$	$B_{к1}$	$B_{к2}$	$K_\phi$	$K_{к1}$	$K_{к2}$
<b>Технические критерии оценки ресурсоэффективности</b>							
1. Повышение дебита	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации скважины	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
4. Экономичность метода	0,06	3	4	4	0,19	0,24	0,24
5. Обеспечение бесперебойной работы скважины	0,1	5	3	4	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность в эксплуатации	0,08	5	3	3	0,4	0,24	0,24
8. Уровень шума	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,35
9. Простота метода	0,12	4	2	5	0,48	0,24	0,6
<b>Экономические критерии оценки эффективности</b>							
10. Конкурентоспособность продукта	0,08	4	4	2	0,32	0,32	0,16
11. Уровень проникновения на рынок	0,02	3	4	5	0,06	0,08	0,1
12. Цена	0,05	2	3	4	0,1	0,15	0,2
13. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	5	3	4	0,2	0,12	0,16
14. Послепродажное обслуживание	0,04	5	4	4	0,2	0,16	0,16
15. Финансирование научной разработки	0,06	4	4	2	0,24	0,24	0,21
16. Срок выхода на рынок	0,05	3	4	4	0,15	0,2	0,2
17. Наличие сертификации разработки	0,06	4	5	5	0,24	0,3	0,3
Итого	1	61	54	57	4,2	3,45	3,76

$B_\phi$  – Механический метод;

$B_{к1}$  – Газлифтный метод;

$B_{к2}$  – Фонтанный метод.

#### 4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (QualityADvisor) представляет собой гибкий инструмент измерения характеристик, описывающих качество предложенного технического

решения и его перспективность на рынке и позволяющие принимать решение целесообразности вложения денежных средств в научно-исследовательский проект.

Таблица 3 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы	Максимальный балл	Относительное значение(3/4)	Средневзвешенное значение (5x2)
1	2	3	4	5	6
<b>Показатели оценки качества разработки</b>					
1. Повышение дебита	0,12	90	100	0,80	0,063
2. Удобство в эксплуатации скважины	0,05	85	100	0,60	0,034
4. Экономичность метода	0,06	95	100	0,95	0,076
5. Обеспечение бесперебойной работы скважины	0,1	55	100	0,55	0,011
7. Безопасность в эксплуатации	0,08	90	100	0,90	0,027
8. Уровень шума	0,07	90	100	0,90	0,036
9. Простота метода	0,12	90	100	0,90	0,036
<b>Показатели оценки коммерческого потенциала разработки</b>					
10. Конкурентоспособность продукта	0,08	95	100	0,60	0,076
11. Уровень проникновения на рынок	0,02	75	100	0,50	0,023
12. Цена	0,05	80	100	0,80	0,032
13. Предполагаемый срок эксплуатации	0,04	95	100	0,70	0,048
14. Послепродажное обслуживание	0,04	85	100	0,85	0,043
15. Финансирование научной разработки	0,06	90	100	0,90	0,036
16. Срок выхода на рынок	0,05	75	100	0,65	0,038
17. Наличие сертификации разработки	0,06	75	100	0,60	0,045

Оценка качества и перспективности по технологии QuaD определяется по формуле:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i = 75,6,$$

где  $P_{cp}$  – средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки;

$V_i$  – вес показателя (в долях единицы);

$B_i$  – средневзвешенное значение  $i$ -го показателя.

Значение  $P_{cp}$  позволяет говорить о перспективах разработки и качестве проведенного исследования. Так как средневзвешенное значение показателя качества и перспективности научной разработки находится в диапазоне значений от 60 до 79, то перспективность технического решения выше среднего.

#### 4.1.4 SWOT – анализ

SWOT – анализ представляет собой комплексный анализ инженерного проекта. Его применяют для того, чтобы перед организацией или менеджером проекта появилась отчетливая картина, состоящая из лучшей возможной информации и данных, а также сложилось понимание внешних сил, тенденций и подводных камней, в условиях которых научно-исследовательский проект будет реализовываться.

В первом этапе обычно описываются сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

В таблице 4 описаны сильные и слабые стороны проекта, а также возможности и угрозы для реализации проекта, которые проявились или могут проявиться в его внешней среде. Результаты первого этапа SWOT – анализа:

Таблица 4 – Матрица SWOT

	<p><b>Сильные стороны научно-технологического решения:</b>  С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров скважины параметров в режиме реального времени;  С2. Существование большого количества компаний, способных эксплуатировать скважину;  С3. Доступность оборудования;  С4. Низкий ущерб окружающей среде;  С5. Заявленная экономичность и</p>	<p><b>Слабые стороны технологического решения:</b>  Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала для эксплуатации скважины;  Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах;  Сл3. Необходимость привлечения сторонней компании для внедрения метода.</p>
--	--	--

Таблица 4 – МатрицаSWOT

	энергоэффективность метода эксплуатации.	
<p><b>Возможности:</b>                      В1. Наилучшая степень дебита скважины;                      В2. Лучшее решение для снижения затрат;                      В3. Уменьшение экологического ущерба;                      В4. Повышение надежности оборудования;                      В5. Дистанционное регулирование параметров.</p>	<p>– Энергосбережение и повышенная безопасность;                      – Система автоматики упрощает применение технологии.</p>	<p>– Принятие на работу квалифицированного персонала;                      – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.</p>
<p><b>Угрозы:</b>                      У1. Низкий спрос на данное техническое решение;                      У2. Развитая конкуренция на рынке;                      У3. Существование большого количества альтернатив разработки.</p>	<p>– Отсутствие спроса на новые технологии                      – Сложность реализации проекта.</p>	<p>– Вести постоянный мониторинг технических решений в области эксплуатации скважин.</p>

## 4.2 Планирование научно–исследовательских работ

### 4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса предполагаемых работ осуществляется в следующем порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение участников каждой работы;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Таблица 5 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
Выбор темы исследования	1	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, исполнитель
	2	Выбор алгоритма исследований	Руководитель
	3	Подбор и изучение литературы по теме	Исполнитель
Разработка технического задания	4	Составление и утверждение тех. задания	Руководитель
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	Исполнитель
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Исполнитель
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Руководитель, исполнитель
Оформление отчета по исследовательской работе	8	Составление пояснительной записки	Руководитель, исполнитель

### 4.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ

Для определения ожидаемого (среднего) значения трудоемкости  $t_{ожі}$  используется формула:

$$t_{ожі} = \frac{3 \cdot t_{min_i} + 2 \cdot t_{max_i}}{5},$$

где  $t_{ожі}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, человеко-дни;

$t_{min_i}$  – минимальная возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (оптимистическая оценка: в предложении наиболее благоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни;

$t_{max_i}$  – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной  $i$ -ой работы (пессимистическая оценка: в предложении наиболее неблагоприятного стечения обстоятельств), человеко-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости работ, определяется продолжительность каждой работы в рабочих днях  $T_p$ , учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожi}}{Ч_i},$$

где  $T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб. дн.;

$t_{ожi}$  – ожидаемая трудоемкость выполнения  $i$ -ой работы, чел.-дн.;

$Ч_i$  – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на  $i$ -ом этапе, чел.

### 4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Для расчета длительности работ в календарных днях, используется формула:

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал},$$

где  $T_{ki}$  – продолжительность выполнения  $i$ -ой работы в календарных днях;

$T_{pi}$  – продолжительность  $i$ -ой работы, раб.дней;

$k_{кал}$  – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}},$$

где  $T_{кал}$  – количество календарных дней в году;

$T_{вых}$  – количество выходных дней в году;

$T_{пр}$  – количество праздничных дней в году.

Округлим до целого числа количество календарных дней по каждой работе  $T_{ki}$  и сведем рассчитанные значения в одну таблицу (таблица 4.8).

Для примера рассмотрим, 5 дневная рабочая неделя:

$$k_{\text{кал}} = \frac{365}{365 - 118} = 1,48$$

$$T_k = T_p \cdot k_{\text{кал}} = 2 \cdot 1,48 = 2,96 \approx 3 \text{ дня}$$

Рассчитанные значения в календарных днях по каждой работе, округляют до целого числа и заносят в таблицу.

Таблица 6 – Временные показатели проведения научной разработки

Название работы	Трудоемкость работ			Исполнители	Длительность работ в рабочих днях, $T_{pi}$	Длительность работ в календарных днях, $T_{ki}$
	$t_{min}$ , человека дни	$t_{max}$ , человека дни	$t_{ож}$ , человека дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	5
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	17
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	10
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	4
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	110	Исполнитель	10	14
Проведение теоретических расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	10
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	10
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	22

На основе таблицы 6 строим план график, представленный в таблице 7

Таблица 7 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполнители	$T_{ki}$ , кал.дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.			Март			Апрель			Май				
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	5	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	17		■	■	■										
3	Согласование материалов по теме	Р	10				■	■									
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	4				■										
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	14				■										
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	10														
7	Оценка результатов исследования	Р, И	10									■	■				
8	Составление пояснительной записки	Р, И	22													■	■

- руководитель
  - исполнитель

## 4.3 Бюджет научного исследования

### 4.3.1 Расчет материальных затрат НИ

Расчет материальных затрат НТР включает стоимость всех материалов, используемых при разработке проекта.

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

$$Z_M = (1 + k_M) \cdot \sum_{i=1}^m C_i \cdot N_{\text{расх } i},$$

где  $k_M$  – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы;

$m$  – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$C_i$  – цена приобретения  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования, руб.;

$N_{\text{расх } i}$  – количество материальных ресурсов  $i$ -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м<sup>2</sup> и т.д.).

Таблица 8– Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, Z <sup>М</sup> , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Электроэнергия	кВт·ч	120	150	170	3,5	3,5	3,5	420	525	595
Итого:								420	525	595

### 4.3.2 Расчет затрат на специальное оборудование для научных работ

Сюда включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (программного обеспечения), необходимого для проведения работ по конкретной теме (таблица 6). Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 9 – Расчет затрат на приобретение спецоборудования для научных работ.

№	Наименование оборудования			Количество единиц оборудования			Стоимость оборудования, тыс. руб.		
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Электроце нтробежн ый насос штангов ый	Компресс ор для закачки воздуха в пласт	Фонтанна я арматура	1	1	1	550	600	750
2	Комплект насосно- компрессо рных труб	Газлифтн ый подъемни к	Фонтанн ый подъемни к	1	1	1	150	180	200
3	Плунжер	Трубы для подачи сжатого воздуха	Фонтанн ые трубы	1	1	1	100	120	150
4		Компьют ер	Компьют ер	1	1	1	65	70	71
Итого:							865	970	1171

### 4.3.3 Основная заработная плата исполнителей работы

Расчет заработной платы произведен на основе тарифных ставок предприятия, которое занимается проектирование автоматизированных систем управления. Расчет осуществляется по следующей формуле:

$$Z_{\text{осн}} = Z_{\text{дн}} \cdot T_p,$$

где  $Z_{\text{осн}}$  – основная заработная плата, руб.;

$Z_{\text{дн}}$  – среднедневная заработная плата работника, руб.;

$T_p$  – продолжительность работ, выполняемых научно-техническим работником в рабочие дни.

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

$$Z_{\text{дн}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_d},$$

где  $Z_m$  – месячный должностной оклад работника, руб.;

$M$  – количество месяцев работы без отпуска в течение года: при отпуске в 24 раб.дней  $M=11,2$  месяцев, 6 – дневная неделя;

$F_d$  – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала в рабочие дни.

Месячный должностной оклад работника определяется по формуле:

$$Z_m = Z_{тс} \cdot (k_p + k_{пр} + k_d) + Z_{тс},$$

где  $Z_{тс}$  - заработная плата по тарифной ставке, руб.;

$k_{пр}$  - премиальный коэффициент ( $k_{пр} = 0,3$ , т. е. 30% от  $Z_{тс}$ );

$k_d$  - коэффициент доплат и надбавок ( $k_d = 0,2$ , т. е. 20% от  $Z_{тс}$ );

$k_p$  - районный коэффициент (для Томска  $k_p = 0,3$ , т. е. 30%).

Таблица 10 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	$Z_{тс}$ , руб.	$k_{пр}$ , %	$k_d$ , %	$k_p$ , %	$Z_m$ , руб.	$Z_{дн}$ , руб.	$T_p$ , раб.дн.	$Z_{осн}$ , руб.
Руководитель проекта	35000	30	20	30	63000	2100	9,1	19110
Исполнитель	25000	30	20	30	45000	1500	62,8	94200
Итого, $Z_{осн}$ :								113310

#### 4.3.4 Дополнительная заработная плата исполнителей работы

Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы учитывают величину предусмотренных Трудовым кодексом РФ доплат за отклонение от нормальных условий труда, а также выплат, связанных с обеспечением гарантий и компенсаций.

Расчет дополнительной заработной платы ведется по формуле:

$$Z_{доп} = k_{доп} \cdot Z_{доп},$$

где  $k_{доп}$  – коэффициент дополнительной заработной платы, на стадии проектирования принимают равным 0,15.

Таблица 11 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	19110	2867

Таблица 11 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	0,15	94200	14130
Итого:		112260	16997

#### 4.3.5 Отчисления во внебюджетные фонды

В данной статье расходов отражаются обязательные отчисления по установленным законодательством Российской Федерации нормам органам государственного социального страхования (ФСС), пенсионного фонда (ПФ) и медицинского страхования (ФФОМС) от затрат на оплату труда работников.

Величина отчислений во внебюджетные фонды определяется по формуле:

$$Z_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (Z_{\text{осн}} + Z_{\text{доп}}),$$

где  $k_{\text{внеб}}$  - коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды, принимается равным  $k_{\text{внеб}} = 0,302$  (30,2%).

Таблица 12 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	19110	2867
Руководитель проекта	94200	14130
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	39352,71	

#### 4.3.6 Накладные расходы

В статью накладных расходов входят прочие затраты, не попавшие в предыдущие статьи расходов: оплата электроэнергии, печать и ксерокопирование, почтовые расходы и т.д.

Накладные расходы определяются по формуле:

$$Z_{\text{накл}} = (\text{сумма статей}) \cdot k_{\text{нр}},$$

где  $k_{\text{нр}}$  - коэффициент, учитывающий накладные расходы, принимается равным  $k_{\text{нр}} = 16\%$ .

$$Z_{\text{накл1}} = (420 + 865000 + 113310 + 16997 + 39352,71) \cdot 0,16 = 165\,612,8 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл2}} = (525 + 970000 + 113310 + 16997 + 39352,71) \cdot 0,16 = 182\,429,6 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{накл3}} = (595 + 1171000 + 113310 + 16997 + 39352,71) \cdot 0,16 = 214\,600,8 \text{ руб.}$$

#### 4.3.7 Формирование бюджета затрат научного исследования

Таблица 13 – Расчет бюджета затрат НИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИ	420	525	595	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	865000	970000	1171000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	113310	113310	113310	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	16997	16997	16997	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	39352,71	39352,71	39352,71	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	165 612,8	182 429,6	214 600,8	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИ	1200692,5	1322614,3	1555855,5	Сумма ст. 4.3.1–4.3.6

#### 4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Определение эффективности происходит на основе расчета интегрального показателя эффективности научного исследования. Его нахождение связано с определением двух средневзвешенных величин: финансовой эффективности и ресурсоэффективности. Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в

ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования.

Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносится

финансовые значения по всем вариантам исполнения. Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}},$$

где  $I_{\text{финр}}^{\text{исп}i}$  – интегральный финансовый показатель разработки;

$\Phi_{pi}$  – стоимость  $i$ -го варианта исполнения;

$\Phi_{\text{max}}$  – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{1200692,5}{1555855,5} = 0,77$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{1322614,3}{1555855,5} = 0,85$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{1555855,5}{1555855,5} = 1$$

Полученная величина интегрального финансового показателя разработки отражает соответствующее численное увеличение бюджета затрат разработки в размах (значение больше единицы), либо соответствующее численное удешевление стоимости разработки в размах (значение меньше

единицы, но больше нуля)

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования можно определить следующим образом:

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i,$$

где  $I_{pi}$  – интегральный показатель ресурсоэффективности;

$a_i$ – весовой коэффициент разработки;

$b_i$ – балльная оценка разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания.

Таблица 14 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Повышение дебита		0,12	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации скважины		0,05	0,25	0,15	0,2
4. Экономичность метода		0,06	0,19	0,24	0,24
5. Обеспечение бесперебойной работы скважины		0,1	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность в эксплуатации		0,08	0,4	0,24	0,24
8. Уровень шума		0,07	0,28	0,35	0,35
9. Простота метода		0,12	0,48	0,24	0,6
Итого:			2,7	1,88	2,27

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 2,7$$

$$I_{p-исп2} = \sum a_i \cdot b_{p-исп2} = 1,88$$

$$I_{p-исп3} = \sum a_i \cdot b_{p-исп3} = 2,27$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки ( $I_{испi}$ ) определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}} = \frac{2,7}{0,77} = 3,5;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}} = \frac{1,88}{0,85} = 2,21;$$

$$I_{исп3} = \frac{I_{p-исп3}}{I_{финр}} = \frac{2,27}{1} = 2,27;$$

Сравнение интегрального показателя эффективности вариантов исполнения разработки позволит определить сравнительную эффективность проекта и выбрать наиболее целесообразный вариант из предложенных.

Сравнительная эффективность проекта ( $\mathcal{E}_{срi}$ ):

$$\mathcal{E}_{срi} = \frac{I_{испi}}{I_{min}}$$

Таблица 15 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,77	0,85	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	2,7	1,88	2,27
3	Интегральный показатель эффективности	3,5	2,21	2,27
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,58	1	1,03

Сравнение значений интегральных показателей эффективности позволяет судить о приемлемости существующего варианта решения поставленной в бакалаврской работе технической задачи с позиции финансовой и ресурсной эффективности. Вариант первого исполнения с использованием механического метода нефтедобычи показал не только наивысшую техническую эффективность, но и отличился лучшими экономическими показателями.

Использование газлифтного метода несмотря на его повсеместное применение сравнительно эффективны в техническом плане, но рассчитанные в данной главе показатели говорят об экономической нецелесообразности применения данных методов.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА  
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

<b>Группа</b>	<b>ФИО</b>
3-2Б73Т	Кирпиченко Антон Андреевич

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01.«нефтегазовое дело»
<b>Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Тема дипломной работы: «Особенности эксплуатации скважин оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения "Снежное" Томская область»</b>			
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения		Объект исследования: скважины оборудованные электроцентробежными насосными установками Снежного нефтегазового месторождения.	
<b>Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:</b>			
<b>1. Производственная безопасность</b> 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> <li>• Природа воздействия</li> <li>• Действие на организм человека</li> <li>• Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов)</li> <li>• СИЗ коллективные и индивидуальные</li> </ul> 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> <li>• Термические источники опасности</li> <li>• Электробезопасность</li> <li>• Пожаробезопасности</li> </ul>		<b>Вредные факторы:</b> Недостаточная освещенность; <ul style="list-style-type: none"> <li>• Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры;</li> <li>• Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</li> <li>• Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ;</li> </ul> <b>Опасные факторы:</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R<sub>заземления</sub>, СКЗ, СИЗ;</li> <li>• Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения.</li> </ul>	
<b>2. Экологическая безопасность:</b>		Наличие промышленных отходов	

<ul style="list-style-type: none"> <li>Выбросы в окружающую среду</li> <li>Решения по обеспечению экологической безопасности</li> </ul>	(бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов) и способы их утилизации;
<b>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</b> 1.перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения; 2.разработка превентивных мер по предупреждению ЧС; 3.разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.	Рассмотрены 2 ситуации ЧС: 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, теплокоммуникациях, водоканале, транспорте); 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа), представлены мероприятия по обеспечению устойчивой работы производства в том и другом случае.
<b>4. Перечень нормативно-технической документации.</b>	– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы

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

**Задание выдал консультант:**

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ТПУ	Федорчук Ю.М.	д.т.н.		

**Задание принял к исполнению студент:**

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Кирпиченко А.А.		

## **5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ**

Целью данной работы является исследование особенностей эксплуатации скважин, оборудованных электроцентробежными насосными установками в условиях нефтегазового месторождения. Областью применения является месторождение Снежное, расположенное в Каргасокском районе Томской области.

В данном разделе рассмотрены различные вредные и опасные производственные факторы, обусловленные работой на производственной площадке. Для обеспечения безопасных условий труда разрабатываются некоторые необходимые правила проведения работ [14], рассматриваемые в разделе социальной ответственности.

Под социальной ответственностью понимают добровольное стремление компании к качественному улучшению жизни своих работников, заказчиков, и заинтересованные сферы общества. Другими словами, социальная ответственность показывает осознание компанией своего места в обществе и уровень взаимоотношений между обществом и лицом.

Все работы по монтажу, демонтажу и эксплуатации оборудования строго выполняют в соответствии с правилами безопасности на нефтедобывающих промыслах. Работы проводятся на кустовых площадках на открытой местности.

### **5.1 Производственное освещение**

Все работы, проводимые на устье скважины должны выполняться только специализированными бригадами капитального и текущего ремонта, в распоряжении которых имеются передвижные прожекторы для освещения рабочей площадки на устье при проведении ремонта в темное время суток [13]. Что же касается осветительных приборов, постоянно установленных на скважине, то их применение не оправдано вследствие автономности работы установки и сравнительно редкого и недолговременного пребывания рабочего персонала у устья скважины.

### 5.1.2 Физические факторы. Метеоусловия на рабочих местах

Метеоусловия и микроклимат на рабочем месте оказывают огромное влияние на производительность труда. Значительные отклонения параметров микроклимата от оптимальных значений могут снизить показатели работоспособности или даже сделать работу невозможной.

Так как установка погружного насоса, разработанная мною в дипломном проекте, не является постоянно обслуживаемой и длительное время работает автономно, то устройство вблизи нее помещений с постоянно поддерживаемым микроклиматом не является обязательным. Однако, учитывая, что время от времени к установке прибывают ремонтные бригады, то необходимо обеспечить их спецодеждой для длительного нахождения вне помещения. Поскольку предполагаемый регион эксплуатации установки - Западная Сибирь, то нужно учесть все неблагоприятные факторы окружающей среды, которые могут повлиять на здоровье и безопасность работ на скважине [14].

Основные параметры климата в районе эксплуатации установки (Снежное месторождение) приведены в таблице 15.

Таблица 16 - Основные параметры климата в районе эксплуатации установки

Наименование параметра	Оптимальные значения	Допустимые значения
Температура воздуха	+ 22...24°C	+15...28°C
Относительная влажность	40...60%	20...80%
Скорость движения воздуха	0,1 м/с	<0,5м/с

Температура в теплый период года 22-24°C, в холодный период года 15-28°C, относительная влажность воздуха 40-60%, скорость движения воздуха 0,1 м/с.

Общая площадь рабочего помещения составляет 42м<sup>2</sup>, объем составляет 147м<sup>3</sup>. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м<sup>2</sup> и 20

м<sup>3</sup> объема на одного человека. Исходя из приведенных выше данных, можно сказать, что количество рабочих мест соответствует размерам помещения по санитарным нормам.

После анализа габаритных размеров рассмотрим микроклимат в этой комнате. В качестве параметров микроклимата рассмотрим температуру, влажность воздуха, скорость ветра.

В помещении осуществляется естественная вентиляция посредством наличия легко открываемого оконного проема (форточки), а также дверного проема. По зоне действия такая вентиляция является общеобменной. Основной недостаток - приточный воздух поступает в помещение без предварительной очистки и нагревания. Согласно нормам СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 объем воздуха необходимый на одного человека в помещении без дополнительной вентиляции должен быть более 40м<sup>3</sup>[1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м<sup>3</sup>, из этого следует, что дополнительная вентиляция не требуется. Параметры микроклимата поддерживаются в холодное время года за счет систем водяного отопления с нагревом воды до 100°С, а в теплое время года – за счет кондиционирования, с параметрами согласно [2]. Нормируемые параметры микроклимата, ионного состава воздуха, содержания вредных веществ должны соответствовать требованиям [3].

### **5.1.3 Шум и вибрации**

Поскольку установка винтового насоса для добычи нефти, разрабатываемая мною в дипломном проекте является погружной и размещается на значительной глубине под землей (>1000м), то шум и вибрации, возникающие при его работе, практически не достигают поверхности, что позволяет не принимать каких-либо специальных средств шумопоглощения и виброизоляции. ПДУ составляет 82 дБА.

При значениях выше допустимого уровня необходимо предусмотреть средства индивидуальной защиты(СИЗ) и средства коллективной защиты (СКЗ) от шума.

Средства коллективной защиты:

1. устранение причин шума или существенное его ослабление в источнике образования;
2. изоляция источников шума от окружающей среды (применение глушителей, экранов, звукопоглощающих строительных материалов);
3. применение средств, снижающих шум и вибрацию на пути их распространения;

Средства индивидуальной защиты;

применение спецодежды и защитных средств органов слуха: наушники, беруши, антифоны.

#### **5.1.4 Электромагнитные поля и излучения**

Поскольку на устье нефтедобывающей скважины установлены трансформаторные подстанции, преобразующие высокие напряжения промышленной частоты (50 Гц), то необходимо либо удалить данные установки на расчетное расстояние, либо обеспечить их защитное экранирование (в случае необходимости присутствия вблизи них людей) с тем, чтобы воздействие магнитного и электрического полей на персонал, выполняющий работы на устье не превышало значений, установленных действующими санитарными правилами и нормами [1].

Вредным основным фактором, воздействию которого подвергается инженер при работе за компьютером, является электромагнитное излучение. Оно ухудшает зрение, повышает утомляемость, а также способствует ослаблению памяти и возникновению онкологических заболеваний.

При длительном постоянном воздействии электромагнитного поля (ЭМП) радиочастотного диапазона при работе на ПЭВМ у человеческого организма сердечно-сосудистые, респираторные и нервные расстройства, головные боли, усталость, ухудшение состояния здоровья, гипотония, изменения сердечной мышцы проводимости. Тепловой эффект ЭМП характеризуется увеличением температуры тела, локальным селективным нагревом тканей, органов, клеток за счет перехода ЭМП на теплую энергию.

Предельно допустимые уровни облучения (по *ОСТ 54 30013-83*):

а) до 10 мкВт./см<sup>2</sup> , время работы (8 часов);

б) от 10 до 100 мкВт/см<sup>2</sup> , время работы не более 2 часов;

в) от 100 до 1000 мкВт/см<sup>2</sup> , время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;

г) для населения в целом ППМ не должен превышать 1 мкВт/см<sup>2</sup>.

Защита человека от опасного воздействия электромагнитного излучения осуществляется следующими способами:

### СКЗ

1. защита временем;
2. защита расстоянием;
3. снижение интенсивности излучения непосредственно в самом источнике излучения;
4. экранирование источника;
5. защита рабочего места от излучения;

### СИЗ

1. Очки и специальная одежда, выполненная из металлизированной ткани (кольчуга). При этом следует отметить, что использование СИЗ возможно при кратковременных работах и является мерой аварийного характера. Ежедневная защита обслуживающего персонала должна обеспечиваться другими средствами.
2. Вместо обычных стекол используют стекла, покрытые тонким слоем золота или диоксида олова (SnO<sub>2</sub>).

#### **5.1.5 Опасность поражения электрическим током**

К опасным факторам можно отнести наличие в помещении большого количества аппаратуры, использующей однофазный электрический ток напряжением 220 В и частотой 50Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность

одновременного с прикосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются:  $I < 0,1 \text{ А}$ ;  $U < (2-36) \text{ В}$ ;  $R_{\text{зазем}} < 4 \text{ Ом}$ . В помещении применяются следующие меры защиты от поражения электрическим током: недоступность токоведущих частей для случайного прикосновения, все токоведущие части изолированы и ограждены. Недоступность токоведущих частей достигается путем их надежной изоляции, применения защитных ограждений (кожухов, крышек, сеток и т.д.), расположения токоведущих частей на недоступной высоте.

Каждому необходимо знать меры медицинской помощи при поражении электрическим током. В любом рабочем помещении необходимо иметь медицинскую аптечку для оказания первой медицинской помощи.

Поражение электрическим током чаще всего наступает при небрежном обращении с приборами, при неисправности электроустановок или при их повреждении.

Для освобождения пострадавшего от токоведущих частей необходимо использовать непроводящие материалы. Если после освобождения пострадавшего из-под напряжения он не дышит, или дыхание слабое, необходимо вызвать бригаду скорой медицинской помощи и оказать пострадавшему доврачебную медицинскую помощь:

- обеспечить доступ свежего воздуха (снять с пострадавшего стесняющую одежду, расстегнуть ворот);
- очистить дыхательные пути;
- приступить к искусственной вентиляции легких (искусственное дыхание);
- в случае необходимости приступить к непрямому массажу сердца.

Любой электроприбор должен быть немедленно обесточен в случае:

- возникновения угрозы жизни или здоровью человека;
- появления запаха, характерного для горячей изоляции или пластмассы;
- появления дыма или огня;

- появления искрения;
- обнаружения видимого повреждения силовых кабелей или коммутационных устройств.

Для защиты от поражения электрическим током используют СИЗ и СКЗ.

Средства коллективной защиты:

1. Заземление электрического оборудования;
2. Использование щитов, барьеров, клеток, ширм, а также заземляющих и шунтирующих штанг, специальных знаков и плакатов.
3. Зануление источников напряжения;
4. Применение разделительных трансформаторов.

Средства индивидуальной защиты:

Использование диэлектрических перчаток, изолирующих клещей и штанг, слесарных инструментов с изолированными рукоятками, указатели величины напряжения, калоши, боты, подставки и коврики.

## **5.2 Обеспечение пожарной безопасности**

По взрывопожарной и пожарной опасности помещения подразделяются на категории А, Б, В1-В4, Г и Д, а здания на категории А, Б, В, Г и Д.

Согласно НПБ 105-03 лаборатория относится к категории В– горючие и трудно горючие жидкости, твердые горючие и трудно горючие вещества и материалы, вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых находится, не относятся к категории наиболее опасных А или Б.

По степени огнестойкости данное помещение относится к 1-й степени огнестойкости по СНиП 2.01.02-85 (выполнено из кирпича, которое относится к трудносгораемым материалам).

Возникновение пожара при работе с электронной аппаратурой может быть по причинам как электрического, так и неэлектрического характера.

Причины возникновения пожара неэлектрического характера:

а) халатное неосторожное обращение с огнем (курение, оставленные без присмотра нагревательные приборы, использование открытого огня);

Причины возникновения пожара электрического характера: короткое замыкание, перегрузки по току, искрение и электрические дуги, статическое электричество и т. п.

Для локализации или ликвидации загорания на начальной стадии используются первичные средства пожаротушения. Первичные средства пожаротушения обычно применяют до прибытия пожарной команды.

Огнетушители водо-пенные (ОХВП-10) используют для тушения очагов пожара без наличия электроэнергии. Углекислотные (ОУ-2) и порошковые огнетушители предназначены для тушения электроустановок, находящихся под напряжением до 1000В. Для тушения токоведущих частей и электроустановок применяется переносной порошковый огнетушитель, например ОП-5.

В общественных зданиях и сооружениях на каждом этаже должно размещаться не менее двух переносных огнетушителей. Огнетушители следует располагать на видных местах вблизи от выходов из помещений на высоте не более 1,35 м. Размещение первичных средств пожаротушения в коридорах, переходах не должно препятствовать безопасной эвакуации людей.

Для предупреждения пожара и взрыва необходимо предусмотреть:

1. специальные изолированные помещения для хранения и разлива легковоспламеняющихся жидкостей (ЛВЖ), оборудованные приточно-вытяжной вентиляцией во взрывобезопасном исполнении - соответствии с ГОСТ 12.4.021-75 и СНиП 2.04.05-86;

2. специальные помещения (для хранения в таре пылеобразной канифоли), изолированные от нагревательных приборов и нагретых частей оборудования;

3. первичные средства пожаротушения на производственных участках (передвижные углекислые огнетушители ГОСТ 9230-77, пенные огнетушители ТУ 22-4720-80, ящики с песком, войлок, кошма или асбестовое полотно);

4. автоматические сигнализаторы (типа СВК-3 М 1) для сигнализации о присутствии в воздухе помещений дозрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 1, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

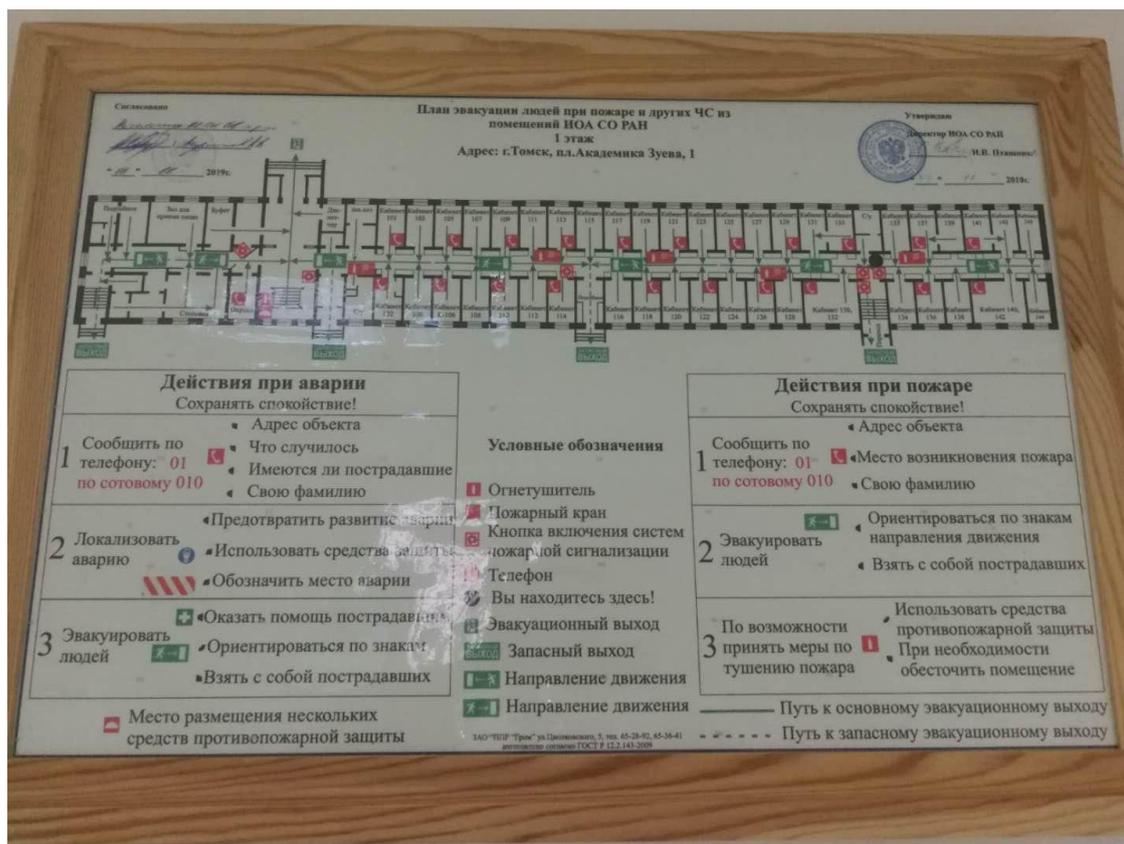


Рисунок 32 – План эвакуации.

### 5.3 Комплекс мер по охране окружающей среды

Охрана окружающей среды является одной из важнейших задач, стоящих перед разработчиком нового оборудования. В проекте машины должна быть заложена возможность ее эксплуатации в режимах, при которых она не наносит вреда природе.

Загрязнение может коснуться практически всех природных сред: воздушной, водной и земной. И, конечно же, оно сказывается на обитателях этих сред - растениях и живых организмах.

Не работающие лампы немедленно после удаления из светильника должны быть упакованы в индивидуальную тару из гофрокартона или картонную коробку. В случае отсутствия индивидуальной упаковки, каждую отработанную лампу необходимо тщательно завернуть в бумагу или тонкий мягкий картон, предохраняющий лампы от взаимного соприкосновения и случайного механического повреждения.

Недопустимо выбрасывать отработанные энергосберегающие лампы вместе с обычным мусором, превращая его в ртутьсодержащие отходы, которые загрязняют ртутными парами подъезды жилых домов. Накапливаясь во дворах и попадая на полигоны ТБО, ртуть из мусора, в результате деятельности микроорганизмов преобразуется в растворимую в воде и намного более токсичную метилртуть, которая заражает окружающую среду.

Постановлением Правительства РФ от 03.09.2010 № 681 утверждены Правила обращения с отходами производства и потребления в части осветительных устройств, электрических ламп, ненадлежащие сбор, накопление, использование, обезвреживание, транспортирование и размещение которых может повлечь причинение вреда жизни, здоровью граждан, вреда животным, растениям и окружающей среде.

Согласно Правилам не допускается самостоятельное обезвреживание, использование, транспортирование и размещение отработанных ртутьсодержащих ламп потребителями отработанных ртутьсодержащих ламп, а также их накопление в местах, являющихся общим имуществом собственников помещений многоквартирного дома, за исключением размещения в местах первичного сбора и размещения и транспортирования до них.

Органы местного самоуправления организуют сбор и определяют место первичного сбора и размещения отработанных ртутьсодержащих ламп у потребителей ртутьсодержащих ламп (кроме потребителей ртутьсодержащих ламп, являющихся собственниками, нанимателями, пользователями помещений в многоквартирных домах и имеющих заключенный собственниками указанных помещений договор управления многоквартирными домами или договор оказания

услуг и (или) выполнения работ по содержанию и ремонту общего имущества в таких домах), а также их информирование.

Предполагаемым источником загрязнения окружающей среды на данном рабочем месте являются вышедшие из строя предметы вычислительной техники и оргтехники. В результате образования отходов оказывается воздействие на литосферу.

Непригодные для использования ПЭВМ и сопутствующая оргтехника относятся к IV классу опасности и подлежат специальной утилизации. В ходе этой утилизации более 90% состава оргтехники подлежит повторной переработки. Утилизация проводится в несколько этапов:

1. Удаление опасных компонентов.
2. Удаление крупных частей из пластика.
3. Сортировка и измельчение пластика для вторичной переработки.
4. Измельчение оставшихся частей оргтехники.
5. Сортировка измельченных частей (пластик, железные части, цветные металлы).

В результате вторичной обработки ПЭВМ и оргтехника могут быть снова использованы в процессе производства новой оргтехники

#### **5.4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях**

По источникам возникновения чрезвычайные ситуации делятся на природные, техногенные и биолого-социальные. В свою очередь природные, техногенные и биолого-социальные чрезвычайные ситуации классифицируются по опасным природным явлениям, опасным техногенным событиям и опасным биологическим проявлениям.

Рассмотрены 2 ситуации ЧС:

- 1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);

2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа).

### **Природная ЧС**

Природными источниками чрезвычайных ситуаций (ЧС) на рассматриваемом рабочем месте могут быть сильные морозы зимой. В целях обеспечения устойчивой работы корпуса необходимо соблюдение следующих мер предосторожности:

1. Плотно закрыть окна, двери, чердачные люки и вентиляционные отверстия.
2. Подготовить двухсуточный запас воды и пищи, запасы медикаментов, средств автономного освещения (фонари, керосиновые лампы, свечи) расположенные в складских помещениях здания.
3. Принять меры по сохранению тепла и экономному расходованию продовольственных запасов.
4. Подготовить дизельный электрогенератор для освещения, газовый калорифер и баллон с газом для обеспечения тепла.
5. Подготовить пассажирский транспорт.

### **Техногенная ЧС**

Техногенными источниками чрезвычайных ситуаций (ЧС) на рабочем месте может быть несанкционированный доступ.

В целях предотвращения данного источника ЧС необходимо:

1. оборудовать офис системой видеонаблюдения;
2. оборудовать офис системой сигнализации;
3. организовать круглосуточную охрану и пропускную систему;
4. обеспечить надёжную систему связи.

Проникновение посторонних лиц на кустовые площадки месторождений нефти несет за собой тяжелые последствия, вплоть до террористического акта.

Для обеспечения оперативности принимаемых мер по ликвидации чрезвычайных ситуаций на месторождении установлен порядок оповещения о ЧС

независимо от источника поступления сообщения об аварии или ЧС природного, также техногенного характера (оперативного персонала, посторонних лиц).

Информация об аварийной ситуации поступает дежурному диспетчеру. Оповещение о ЧС(Н) и взаимодействие производственного персонала на объекте, осуществляется посредством голосовой связи, громкоговорителей и радио-, мобильной связи согласно схеме оповещения. Оповещение о ЧС(Н) и взаимодействие организаций и должностных лиц, осуществляется посредством радио-, телефонной и мобильной связи согласно схеме оповещения.

Для предупреждения чрезвычайной ситуации территорию предприятия следует оборудовать знаками безопасности согласно ГОСТ 12.4.026-76 «Цвета сигнальные и знаки безопасности» и в соответствующих местах надписями: «Вход посторонним воспрещен».

При решении задач по охране и обороне объектов, а также пресечению террористических актов совместно с подразделениями территориальных органов ФСБ и МВД разрабатывается Паспорт антитеррористической защищенности объекта. Паспорт подписывается и утверждается должностными лицами всех ведомств, привлекаемых для совместных действий по обеспечению антитеррористической защищенности объекта.

Система профилактических мероприятий, как правило, включает в себя регулярное получение информации о состоянии объекта, выделенных участков (зон), оборудования, своевременное вскрытие недостатков и нарушений технологических регламентов работы, выявление лиц, пытающихся без видимых оснований или при подозрительных обстоятельствах проникнуть на объект. При этом следует учитывать, что, как правило, исполнители террористических акций свои преступные намерения предпочитают осуществлять на объектах, где работают (работали), имеют на них знакомых или в окружении которых проживают. Это позволяет им более полно изучить характер и специфику производственной деятельности объекта, облегчает возможность тщательной подготовки террористической акции, применение соответствующих орудий и средств их совершения, выбора соучастников и пособников.

При организации антитеррористической защиты объектов необходимо также учитывать возможность относительно свободного, при существующем уровне физической охраны и внутриобъектового режима, проникновения на них и к уязвимым участкам (зонам, оборудованию) посторонних лиц, что облегчает доставку террористических средств, а также вывод из строя аппаратуры контроля, автоматики и т. п.

Для исключения возможности проникновения посторонних лиц на объект необходимо проводить пропускной контроль согласно ГОСТ Р 51241-2008 «Средства и системы контроля и управления доступом» [15].

Контрольно-пропускной режим является одним из ключевых моментов в организации системы безопасности на предприятии. С этих позиций контрольно-пропускной режим представляет собой комплекс организационных мероприятий (административно-ограничительных), инженерно-технических решений и действий службы безопасности.

## **Перечень нормативно-технической документации, использованной при написании раздела**

1. СанПиН 2.2.4.3359-16. Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах.
2. Методические рекомендации МР 2.2.7.2129-06. Режимы труда и отдыха работающих в холодное время года на открытой территории или в неотапливаемых помещениях.
3. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
4. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний.
5. СП 52.13330.2011 Естественное и искусственное освещение.
6. СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03. Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы.
7. ГОСТ 12.1.038-82. Электробезопасность. Предельно допустимые значения напряжений прикосновения и токов.
8. Белов С.В., А.В. Ильницкая и др. Безопасность жизнедеятельности. Учебник для вузов, 1999. – 354 с.
9. ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
10. ГОСТ Р 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
11. ГОСТ 12.2.062-81 ССБТ. Оборудование производственное. Ограждения защитные.
12. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
13. ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
14. ГОСТ Р 51241-2008. Средства и системы контроля и управления доступом.
15. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной бакалаврской работе была рассмотрена установка электроцентробежного насоса с вентильным двигателем, который перед асинхронным имеет ряд преимуществ, таких как: высокий КПД, уменьшение нагрева, низкий ток холостого хода, меньшие габариты. Но потенциал данного двигателя в составе УЭЦН не удастся раскрыть полностью, так как сам ЭЦН имеет достаточно низкий КПД (50%). А также, чтобы обеспечить работу такого двигателя, необходима специальная станция управления.

В связи с вышеизложенным, целесообразность применения ВЭД в УЭЦН следует рассчитывать на том этапе, когда скважина еще не оборудована УЭЦН, так как в обратном случае при замене ПЭД на ВЭД будет необходимо заменить и станцию управления, что скорее всего окажется экономически неэффективным.

Были рассмотрены технические проблемы УЭЦН на Снежном месторождении, а так же проведен анализ отказов насосного оборудования из-за проблем электродвигателя и повреждений кабельной линии. Таким образом, при эксплуатации скважин на Снежном месторождении могут быть возможны следующие осложнения: отложения асфальто-смолопарафиновых веществ (АСПВ) в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях; гидратообразование в НКТ, в наземных коммуникациях; коррозия подземного оборудования и наземных коммуникаций; отложения солей; вынос механических примесей. Анализ отказавших узлов показал, что наибольшее число отказов (25%) происходит из-за заклинивания валов насоса, потом (23%) выход из строя кабеля, следующей причиной является отказ ПЭДа – 22 % не герметичность НКТ – 2%, на не поднятые приходится 4%.

Для анализа были использованы данные с 01.11.2019 по 31.10.2020, которые включали в себя более 1500 отказов различных элементов УЭЦН.

Также были изучены фотоматериалы и некоторые статистические данные по документу «Каталог. Виды и причины отказов деталей УЭЦН. Мероприятия по их устранению».

Наиболее уязвимой частью установки является электрическая часть, состоящая из электродвигателя и кабельной линии, отказы которых происходят преимущественно из-за критических нагрузок и повреждений при спуско-подъемных операциях.

В качестве модернизации был предложен протектор кабеля электродвигателя, достоинства которого заключаются в простой конструкции и высокой надежности.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Анурьев В.И. Справочник конструктора-машиностроителя.- В 3-х т.- Т.- 5-е изд. перераб и доп. - М.: Машиностроение, 1980. - 728 с.
2. Биргер И.А.и др.Расчёт на прочность деталей машин: Справочник. – М.: Машиностроение, 1993. – 640 с.
3. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы. - М.: Гостоптехиздат, 1957. – 375 с.
4. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти (расчет и конструкция). - М.: Недра, 1968. - 384 с.
5. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. - М.:Недра1983.– 398с.
6. Бухаленко Е.И. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Недра,1990. – 559 с.
7. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях//Нефтяное хозяйство.-2002.-№4.-С.62-64.
8. ГиматудиновШ.К.Справочная книга по добычи нефти.-М.:Недра 1974. – 703 с.
9. Дроздов А.Н. Влияние свободного газа на характеристики глубинных насосов//Нефтяное хозяйство. - 2003.-№1.-С.68-70.
- 10.Допуски и посадки: Справочник. – В 2-х ч./ В. Д. Мягков, М. А. Палей и др. – Л.: Машиностроение, 1982.
- 11.Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1973. – 232 с.
- 12.Кузьмин А.В., Макейчик Н.Н. Курсовое проектирование деталей машин: Справочное пособие. – Минск: Выш. школа, 1982. – 158 с.
- 13.Лукин А.В. «АЛНАС» новые разработки//Доклады на VI Всероссийской технической конференции «Производство и эксплуатация УЭЦН». - Альметьевск: Изд. 3-да «АЛНАС». - 2000. – 33 с.

14. Муравьев В.М. Справочник мастера по добычи нефти. - М.: Недра, 1975. - 64 с.
15. Муравьев В.М. Спутник нефтяника. - М.: Недра, 1977. - 302 с.
16. Пат. 2369718 Российская Федерация, МПК F04D 29/62, F04D 13/10, Узел крепления протектолайзера на насосных секциях установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) и протектолайзер накладной для крепления кабеля-удлинителя на насосных секциях [Текст] / Ищеряков С.В, Ищеряков Д.С, Сергеев И.М. : заявитель и правообладатель Акционерное общество "Новомет-Пермь". - № 2015117339/06 2009; заявл. 06.05.2015; опубл. 10.04.2016, Бюл. №28. - 6 с.
17. Алабужев П.М., Гритчин А.А. Виброзащитные системы с квазиулевым жесткостью. Л.: Машиностроение, 1986. 96 с.
18. Атнагулов А.Р. Прогнозирование технического состояния УЭЦН при эксплуатации с оценкой динамических нагрузок: дис. на соискание ученой степени кандидата технических наук. - Уфа 2008. - 171 с.
19. Беляев Н.М. Сопротивление материалов. - М.: Государственное издательство физико - математической литературы, 1959. - 856 с.
20. Биргер И.А. и др. Расчет на прочность деталей машин: Справочник. - М.: Машиностроение, 1993. - 640 с.
21. Богданов А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти (расчет и конструкция). - М.: Недра, 1968. - 384 с.
22. Бухаленко Е.И. Справочник по нефтепромысловому оборудованию. - М.: Недра 1983. - 398 с.
23. Валеев А.Р., Зотов А.Н. Защита от вибрации и ударов системами с квазиулевым жесткостью. Уфа: Нефтегазовое дело, 2013. 166 с.
24. Валеев А.Р., Коробков Г.Е., Саньков В.Я. Экспериментальное исследование виброизолятора малой жесткости для защиты нефте- и газоперекачивающих агрегатов // Нефтег. дело. 2011. Т. 9, №2. С. 29 - 33.
25. Габдуллин Р.Ф. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях // Нефтяное хозяйство. - 2002. - №4. - С. 62-64.

26. Гиматудинов Ш.К. Справочная книга по добычи нефти. - М.: Недра 1974. – 704 с.
27. Горшков А.Г. Тарлаковский Д.Г. Сборник задач по сопротивлению материалов с теорией и примерами. – М.: ФИЗМАТЛИТ, 2003. 632 с.
28. ГОСТ 12.2.020–76. Электрооборудование взрывозащищённое. Термины и определения. Классификация. Маркировка. – М.: Издательство стандартов 1976. – 12 с.
29. Жулаев В.П., Султанов Б.З. Винтовые насосные установки для добычи нефти: Учебное пособие. – Уфа: Изд-во УГНТУ, 1997. – 42 с.
30. Ивановский В.Н., Сазонов Ю.А., Сабиров А.А., Соколов Н.Н., Донской Ю.А. О некоторых перспективных путях развития УЭЦН// Территория Нефтегаз.– 2008.–№5. – С. 24–32
31. Казак А.С., Росин И.И., Чичеров Л.Г. Погружные бесштанговые насосы для добычи нефти. – М.: Недра, 1973.– 232 с.
32. Насос типа ЭЦН : паспорт. – Альметьевск: ОАО «АЛНАС», 1998 – 54 с.
33. Пат. Е21В17/02 Российская федерация, Компенсатор крутильных колебаний насосно-компрессорных труб /А.Р. Атнагулов, А.Н. Зотов, И.Е. Ишемгужин, Е.И. Ишемгужин, И.Р. Ахмадиев; заявитель и патентообладатель Уфимский государственный нефтяной технический университет.– №2008118703/11; заявл. 12.05.08; опубл. 10.12.09. – 2 с. :ил.
34. Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности. – М.: 1985. – 96.
35. Правила безопасности при эксплуатации УЭЦН. – М.: 1981.