

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
Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении Томская область

УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б73Т	Фатыхов Александр Юрьевич		

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 Михайлович	Д.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 г.

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
3-2Б73Т	Фатыхову Александру Юрьевичу

Тема работы:

«Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении Томская область»	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	110-30/с от 20.04.2021

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

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Общие сведения месторождения; анализ и обоснование оптимизации работы насосного оборудования для проектируемых скважин; расчетно-техническая часть; финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение, социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Характеристика месторождения	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Анализ и обоснование оптимизации работы насосного оборудования для проектируемых скважин	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Расчетно-техническая часть	Старший преподаватель Вершкова Елена Михайловна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, к.э.н. Клемашева Елена Игоревна
Социальная ответственность	Доцент, Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Field characteristics	
Analysis and justification of optimization of pumping equipment for projected wells	
Settlement and technical part	
Financial management, resource efficiency and resource conservation	
Social responsibility	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	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
3-2Б73Т	Фатыхов Александр Юрьевич		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	Характеристика месторождения	20
12.04.2021	Анализ и обоснование оптимизации работы насосного оборудования для проектируемых скважин	20
01.05.2021	Расчетно-техническая часть	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

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГФ – газовый фактор

МЗГС – многозабойная горизонтальная скважина

ГРП – гидравлический разрыв пласта

ПЗП – призабойная зона пласта

АСПВ – асфальтосмолопарафинистые вещества

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

АСПГО – асфальтопарафинистые гидратоотложения

ПЭД – погружной электродвигатель

ГИС – геодезические исследования скважин

НИЗ – начальные извлекаемые запасы

ГДИС – гидродинамические исследования скважин

ВНК – водонефтяной контакт

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ПАВ – поверхностно-активные вещества

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 103 страниц, в том числе 15 рисунков, 20 таблиц. Список литературы включает 33 источника.

Ключевые слова: геологические запасы нефти, коэффициент нефтеизвлечения, коллектор, пористость, проницаемость, водонасыщенность, скважина, добыча нефти, оптимизация, УЭЦН.

Объектом исследования является Снежное нефтегазоконденсатное месторождение.

Цель работы – изучить оптимизацию работы установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении.

В процессе работы были рассмотрены причины отказов в работе установок электроцентробежных насосов, выполнен статистический анализ отказов в работе скважин, оборудованных УЭЦН, показавший, что большая доля причин проведения подземных ремонтов (до 15%) связана с рассогласованием гидравлических характеристик центробежного насоса и пласта.

В результате исследования установлено, что наиболее слабым элементом в оборудовании УЭЦН является электрическая изоляция погружного электродвигателя и токоподводящего кабеля, на долю которых приходится 32% всех подземных ремонтов, и более 65.9% ремонтов, идентифицированных как отказы собственно УЭЦН.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	10
1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ.....	12
1.1 Общие сведения.....	12
1.2 История геологического изучения месторождения.....	15
1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза.....	17
1.4 Тектоническое строение.....	21
1.5 Нефтегазоносность разреза.....	22
2 АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ СКВАЖИН.....	25
2.1 Конструкция скважин.....	25
2.2 Анализ эксплуатации насосного оборудования.....	27
2.3 Анализ видов осложнений.....	29
3 РАСЧЕТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ.....	36
3.1 Основные элементы УЭЦН.....	36
3.2 Станция управления с частотным регулированием.....	41
3.3 Расчет и подбор оборудования УЭЦН.....	46
3.4 Расчет ступени ЭЦН.....	51
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	62
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.....	62
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования.....	62
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	63
4.1.3 Технология QuaD.....	65
4.1.4 SWOT – анализ.....	66
4.2 Планирование научно–исследовательских работ.....	68
4.2.1 Структура работ в рамках научного исследования.....	68
4.2.2 Определение трудоемкости выполняемых работ.....	69
4.2.3 Разработка графика проведения научного исследования.....	69
4.3 Бюджет научно–технической разработки.....	73
4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ.....	73
4.3.2 Основная заработная плата исполнителей работы.....	74
4.3.3 Дополнительная заработная плата исполнителей работы.....	75
4.3.4 Отчисления во внебюджетные фонды.....	76
4.3.5 Накладные расходы.....	76
4.3.6 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы.....	77
4.4 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования.....	77
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	83

5.1. Физические факторы. Метеоусловия на рабочих местах	83
5.1.2 Производственное освещение	85
5.1.3 Превышение уровней шума	85
5.1.4 Электромагнитные поля и излучения	86
5.1.5 Опасность поражения электрическим током	88
5.2 Обеспечение пожарной безопасности	89
5.3 Комплекс мер по охране окружающей среды	92
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	99
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	101

ВВЕДЕНИЕ

Состояние нефтяной промышленности России подошло к такому периоду, когда дальнейшая эксплуатация скважин возможна лишь при модернизации процесса добычи нефти, из-за существенного ухудшения эксплуатационных условий. Одним из перспективных методов при этом становится эксплуатация установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Большой проблемой при работе в осложненных скважинах является изменение ее технико-экономических показателей. Факторов, влияющих на работу УЭЦН очень много: начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальными разработки по повышению показателей работы насоса.

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. Увеличение вязкости негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН.

Одним из основных способов добычи нефти остается применение УЭЦН. Одной из проблем при эксплуатации скважин с УЭЦН является запуск установки после ремонта.

Цель выпускной квалификационной работы (ВКР) – оптимизация работы установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении.

Задачи ВКР:

- установление единых требований к запуску, выводу на режим и эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН;
- разработка мероприятий, направленных на повышение межремонтного периода работы скважин, оборудованных УЭЦН.
- расчет и подбор оборудования УЭЦН оптимального для данного месторождения;
- разработка мероприятий для безопасной эксплуатации установок УЭЦН;
- экономическая эффективность оптимизации УЭЦН.

1 ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ

1.1 Общие сведения

Снежное месторождение расположено в западной части Томской области в центре Каргасокского административного района, на территории 77 лицензионного участка. Расстояние по прямой до областного центра – г. Томска 410 км, до районного центра – с. Каргасок 73 км (рисунок 1). В с. Каргасок имеются речной порт, аэродром, узел связи.

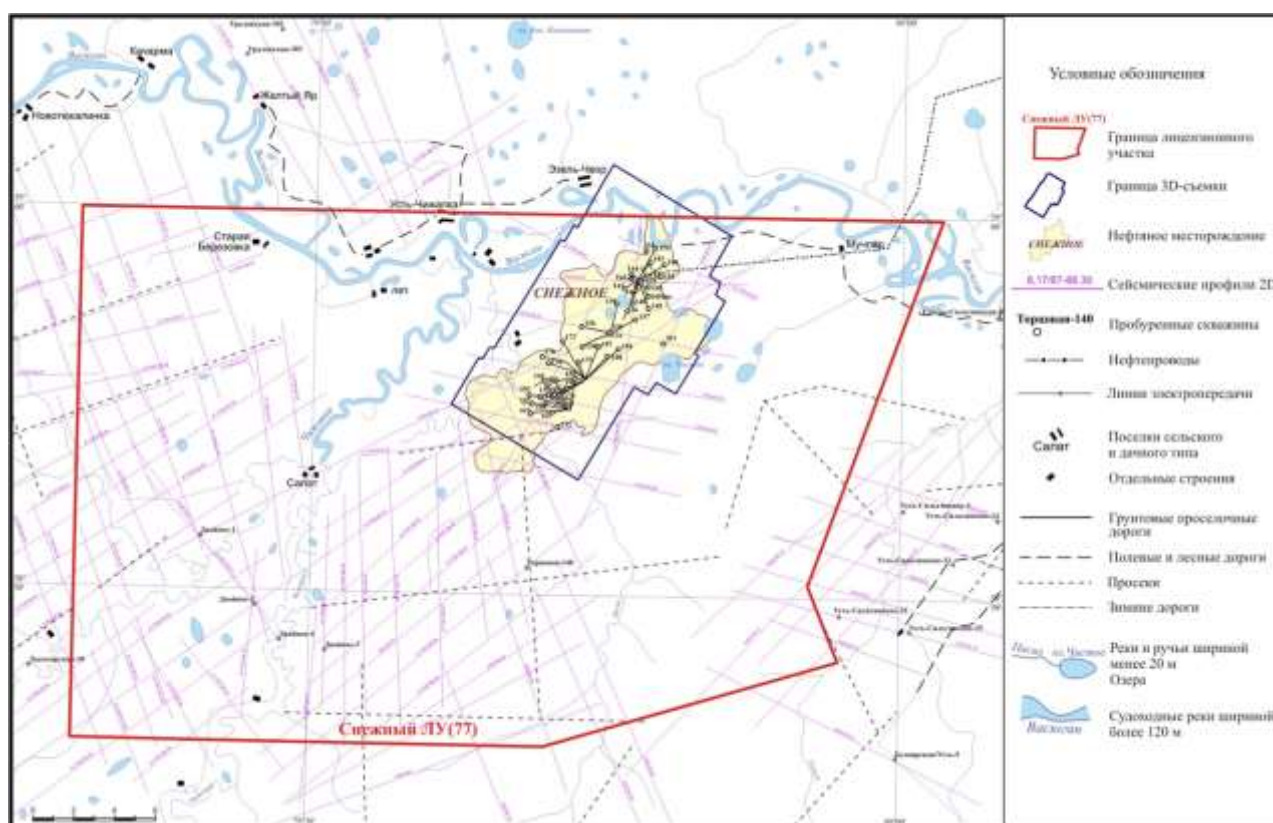


Рисунок 1 – Обзорная карта района. Снежное месторождение

Лицензия ТОМ 12945 НР на право пользования недрами с целью геологического изучения, разведки и добычи углеводородного сырья в пределах Снежного ЛУ выдана ООО «Норд империял» от 25.01.2005 г. Срок окончания действия лицензии 31.12.2029 г.

Природно-климатическая характеристика района

Инфраструктура. Населенные пункты непосредственно на площади месторождения отсутствуют. Ближайший населённый пункт п. Большая Грива (309 жителей – 2007 г), расположено в 25 км восточнее месторождения.

Население занято производством сельскохозяйственной продукции и традиционными промыслами, в меньшей степени привлекается к обслуживанию инфраструктуры нефтегазовой отрасли.

На расстоянии до 20-30 км расположены месторождения Сильгинской группы.

С районным центром с. Каргасок месторождение связано грунтовой автомобильной дорогой, с выходом на шоссе областного значения Каргасок-Томск. Транспортное сообщение возможно и по р. Васюган, судоходной в период навигации. Расстояние до ближайшего магистрального нефтепровода 60 км.

Гидрографическая сеть. Гидрографическая сеть района представлена р. Васюган и её притоком р. Чижайка (Обской водосборный бассейн), относящимися к Западно-Сибирскому типу равнинных рек с широкими долинами и поймами и с коэффициентом извилистости русла до 2,0-2,5. Берега рек пологие, с пляжами и береговыми валами. В случаях проявления речной боковой эрозии формируются крутые обрывистые берега высотой до 5-8 м и более. Реки имеют рыбохозяйственное значение. Для судов малого и среднего тоннажа они проходимы: Васюган весь навигационный период, Чижайка – в периоды большой воды. Кроме того, имеются мелкие ручьи, часто имеющие сезонный характер стока.

В пределах речных долин, особенно на поймах широко представлены озера различной морфологии и генетических типов. Их размеры, как правило, невелики.

Болота занимают до 40 % территории участка. Водозабор системы ППД расположен на водораздельной равнине, характеризующейся повышенной заболоченностью и относится к I-III типам по проходимости.

Климат района континентальный с перепадами температур в суточном цикле до 25-30°, при суровой длительной зиме и коротком жарком лете.

Вариации среднесуточных температур составляют: зимой от -15°C до -40°C, летом от +10°C до +35°C. Среднемноголетняя сумма осадков равна 500 мм. Распределение слоя осадков в годовом цикле неравномерное. Большая часть

выпадает летом в виде ливней. Снежный покров держится с октября – начала ноября до апреля – начала мая и достигает высоты 1-1,5 м. При средней плотности снега около 0,4 т/м³, к весне накапливается значительный запас влаги, обеспечивающий высокие весенние паводки и постоянное питание, при регулировании стока болотными массивами, рек района Ледостав на реках и озерах наблюдается в ноябре. Болота надежно промерзают ко второй половине декабря, часто в январе. Реки вскрываются в первой половине мая.

Почвы района бедные, представлены различными видами болотных глеевых и торфянистых, на поймах рек встречаются аллювиально-дерновые почвы, ограниченно пригодные для сельскохозяйственного использования.

Растительность. Преимущественно смешанные леса с густым подлеском, занимающие от 50 до 60 % территории, составлены лиственными (береза, осина) и хвойными (ель, сосна, пихта, кедр) породами.

Сочетание лесных, болотных, луговых, водных и других условий, обеспечивающих богатую кормовую базу, определяет сосуществование разнообразной фауны, характерной для Западно-Сибирской тайги. Многие виды являются охотничье-промысловыми, есть и представители охраняемых видов. Основу фаунистического разнообразия, по видовому составу и плотности, составляют птицы, для большей части которых район является местом гнездования

или жировки в цикле сезонных миграций (утки, гуси, лебеди, цапли и др.). Из постоянно присутствующих видов наиболее заметны глухарь, тетерев, куропатка, рябчик. Класс млекопитающих представлен различными грызунами, травоядными, хищниками. Опасность для человека могут представлять медведь, волк, рысь, лось. В теплое время года наблюдается обилие кровососущих летающих насекомых. Присутствие клеща делает район угрожаемым по клещевому энцефалиту и болезни Лайма.

Хозяйственная деятельность в районе связана, в основном с разработкой месторождений углеводородов, в меньшей степени население занято в производстве сельскохозяйственной продукции, на традиционных промыслах и в сфере обслуживания.

1.2 История геологического изучения 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/км².

В 2005–2006 гг. ЗАО «Томский геофизический трест» по соглашению с «Томской геофизической компанией» по заказу ООО «Норд Империял» проведены сейсморазведочные работы МОГТ-3Д сейсмической партией 17/05-06. Сейсморазведкой МОГТ-3Д покрыта площадь месторождения полностью, включая прилегающие периферийные участки (90,8 км²). 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 Ф₂.

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 м³/сут. Позднее, после дострела (интервал пласта Ю12) и интенсификации притока (ГРП), по промысловым данным получен приток нефти дебитом 14,6 м³/сут с водой дебитом 3,2 м³/сут.

1.3 Литолого-стратиграфическая характеристика разреза

Доюрский комплекс отложений фундамента

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.

Платформенный комплекс

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

Юрская система

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 Ю₁₆-Ю₂.

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 толщей 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 толщей континентальных и, частично, прибрежно-морских отложений, состоящих из серых песков и песчаников с прослоями серых алевролитистых и песчаных глин и алевролитов. Отмечены прослой 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. Мощности 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.

1.4 Тектоническое строение

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.

На рис. 2.2 приводится «Выкопировка из тектонической карты фундамента ЗСП», 1981, Сурков В.С., на которую вынесены границы лицензионного участка.

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 синклиорий, сложенный эффузивами основного состава, вероятно, относящимися к нижнему палеозою или даже верхнему докембрию. В течение континентального перерыва складчатые сооружения фундамента размывались и пенепленизировались. 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.

Снежное 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.

1.5 Нефтегазоносность разреза

Согласно нефтегазогеологическому районированию Снежное месторождение расположено в центральной части Парабельского НГО.

По результатам геолого-геофизического изучения и испытания скважин основным продуктивным объектом является пласт Ю₁¹⁻³ наунакской свиты.

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

Залежь пласта Ю₁¹⁻³ 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 2,3,4.

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 км², в том числе 3,4 км² газовой части. Высота залежи – 71 м. Объем газовой части залежи составляет 3 % от объема нефтегазонасыщенных пород.

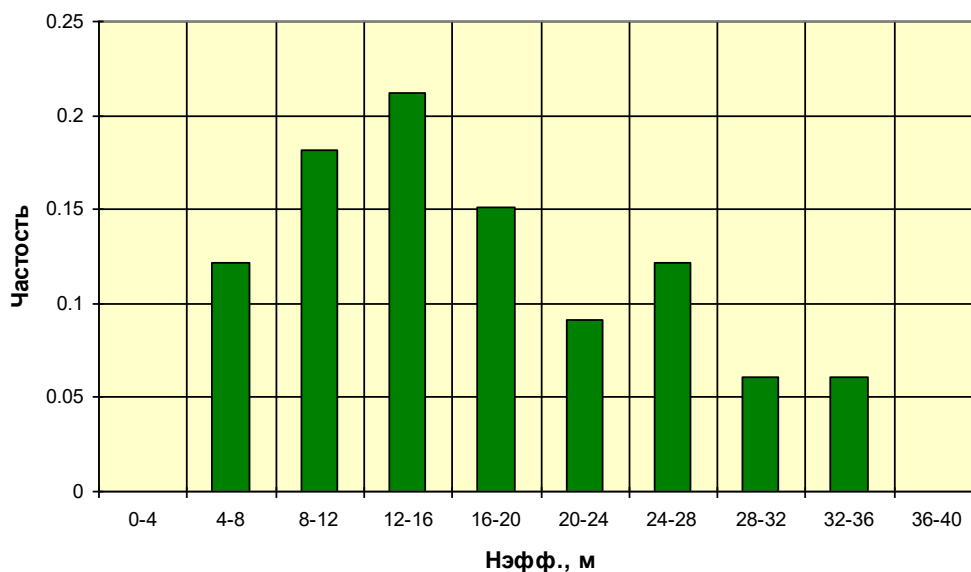


Рисунок 2 – Гистограмма распределения эффективной толщины пласта Ю₁¹⁻³

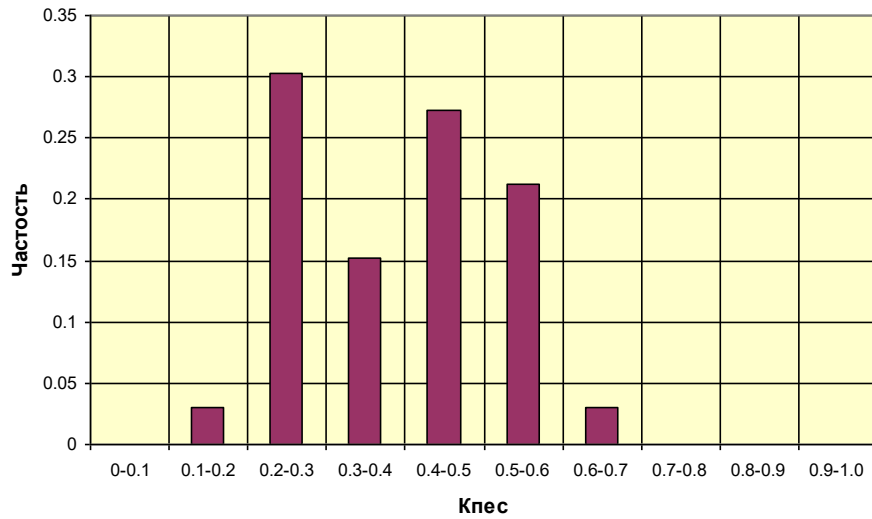


Рисунок 3 – Гистограмма распределения коэффициента песчаности пласта Ю₁¹⁻³

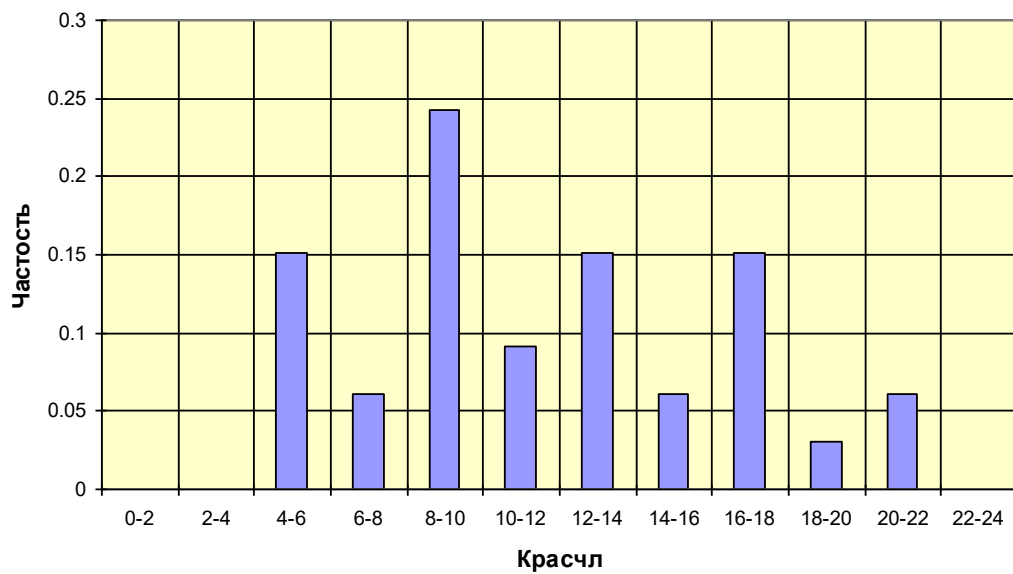


Рисунок 4 – Гистограмма распределения расчлененности пласта Ю₁¹⁻³

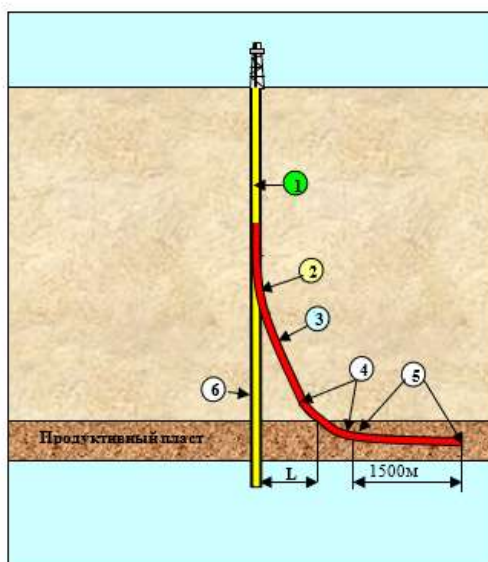
2 АНАЛИЗ И ОБОСНОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПРОЕКТИРУЕМЫХ СКВАЖИН

2.1 Конструкция скважин

На Снежном месторождении планируется бурение горизонтальных скважин.

Профиль каждой конкретной скважины (рисунок 5) [8], а также допустимая интенсивность пространственного искривления по интервалам определяется в соответствии с РД 39-0148070-6.027-86 «Инструкция по бурению наклонно-направленных скважин с кустовых площадок на месторождениях Западной Сибири» («СибНИИНП», Тюмень, 1990 г.).

Максимальная проектная глубина скважин с горизонтальным стволом составит до 3850-4000 м.



Условные обозначения:

- ① Вертикальный участок
- ② Участок набора кривизны.
- ③ Участок стабилизации азимута и зенитного угла.
- ④ Участок уменьшения зенитного угла (набора необходимых параметров зенитного угла, азимута и стабилизации при выходе на горизонтальную траекторию)
- ⑤ Условно горизонтальный участок
- ⑥ «Пилотный» ствол скважины

Рисунок 5 – Профиль скважин с горизонтальным стволом

В продуктивном объекте Ю₁¹⁻³ в толщинах более 20 м предусматривается бурение многозабойной горизонтальной скважины (МЗГС) № 456. Профиль МЗГС представляет собой три-четыре боковых горизонтальных ствола в виде ответвлений от основного ствола, пробуренных в горизонтальной плоскости. Длина каждого ответвления – 150 м, расстояния между ответвлениями – 500 м. Длина основного горизонтального ствола -1500 м. Принципиальная схема профиля МЗГС представлена на рисунке 6 [8].

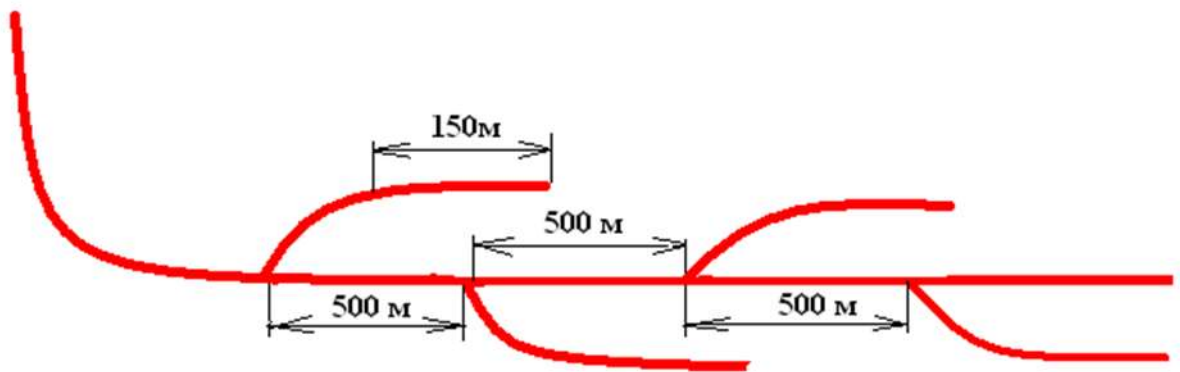


Рисунок 6 – Схема профиля МЗГС в продуктивном объекте Ю₁¹⁻³ Снежного месторождения

2.2 Анализ эксплуатации насосного оборудования

По состоянию на 01.01.2014 г. на Снежном месторождении пробурено 33 скважины [8], в т.ч. действующий фонд скважин содержит 14 единиц, бездействующий – 25, пьезометрический – 2, водозаборный – 1, ликвидированный – 3. Эксплуатационные скважины были пробурены на объект Ю₁¹⁻³.

Скважины эксплуатируются механизированным способом с помощью ЭЦН.

Анализ и расчеты технологических параметров режима эксплуатации скважины проведены на основе технологических режимов работы скважин на 01.01.2014 г. Для расчетов также были использованы геолого-геофизическая характеристика пластов, физико-химические свойства пластовых флюидов, приведенные в таблице 2.1 [8]. При анализе параметров режима эксплуатации скважин, проведены оценочные расчеты допустимых параметров, таких как максимальная допустимая депрессия на пласт, минимальные допустимые забойные давления, минимально допустимое давление на приеме насосов.

Подъем пластовой жидкости осуществляется с помощью электроцентробежных насосов, типоразмер которых находится в диапазоне номинальной производительности 30-60 м³/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 м³/сут, средний дебит жидкости – 35,5 м³/сут.

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

Таблица 2.1 – Геолого-физическая характеристика продуктивного пласта Ю₁¹⁻³ Снежного месторождения

Параметры	Объект разработки
	Ю ₁ ¹⁻³
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2337
Коэффициент пористости, доли ед.	0,120
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	0,8-8,6
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,4
Начальная пластовая температура, °С	103,3
Начальное пластовое давление, МПа	24,6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа·с	0,2
Плотность нефти в пластовых условиях, г/см ³	0,621
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/см ³	0,800
Абсолютная отметка ГНК, м	-2322,4
Абсолютная отметка ВНК, м	-2375,8
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1,6
Содержание серы в нефти, %	0,18
Содержание парафина в нефти, %	2,74
Содержание смол силикагелевых, %	3,56
Асфальтенов, %	0,16
Давление насыщения нефти газом, МПа	19,3
Газовый фактор, м ³ /т	227
Потенциальное содержание конденсата в пластовом газе, г/м ³	295,3
Молярная доля «сухого» газа, д.ед.	0,935
Давление максимальной конденсации, МПа	1,17
Коэффициент извлечения конденсата, д.ед.	0,73
Плотность воды в поверхностных условиях, г/см ³	1,025
Сжимаемость, 1/МПа·10 ⁻⁴	
Нефти	27,5
Воды	0,45
Породы	0,7
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,483

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 рис. 10.1.

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 $P_{\text{заб}} \geq 0,8 * P_{\text{насыщ}}$. С позиции рациональной разработки месторождения минимальное допустимое забойное давление также составляет 15,4 МПа.

2.3 Анализ видов осложнений

На месторождении планируется осуществлять добычу нефти, природного газа и конденсата.

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 Снежном 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, углекислоту, 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).

В процессе разработки месторождения установлено высокое содержание парафиновых соединений в добываемой нефти, а следовательно, высокую степень наличия АСПО в скважинах. Применение методов теплового воздействия на АСПО не привело к нужным результатам имеет высокую стоимость. Представлены причины отказов оборудования для удаления АСПО. Установлено что на данном месторождении требуется применения метода очистки скребком с последующим переоборудованием скважин под установки подачи растворителей в НКТ. А на новых скважинах установка подачи растворителей сразу перед началом эксплуатации с целью предупреждения образования АСПО.

На рисунке 7 [17] представлена капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ. По скважинному капиллярному трубопроводу 5, который закреплён на внешней поверхности НКТ, химический реагент поступает во вводную муфту 7. Перед муфтой устанавливается центратор 6, который защищает концевую заделку и

обратный клапан. С помощью наземной дозирочной установки 1 осуществляется регулирование подачи реагента. Устройство ввода 3 обеспечивает герметичность прохождения капиллярного трубопровода через устьевую арматуру.

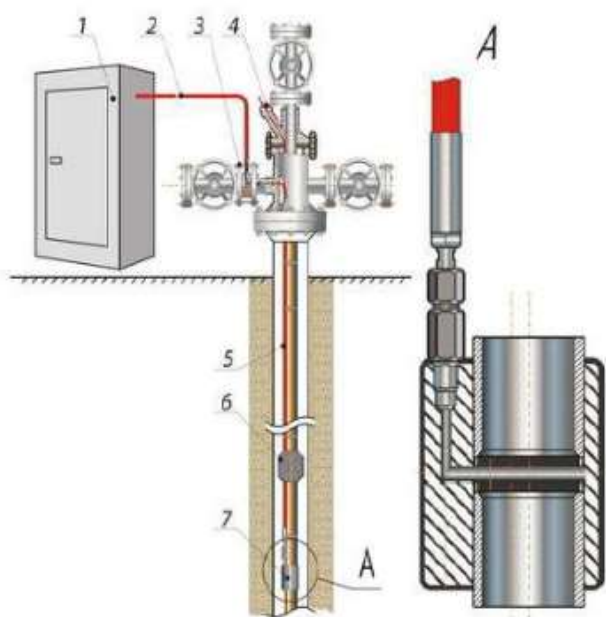


Рисунок 7 – Капиллярная система подачи реагентов в колонну НКТ

Растворитель-удалитель РАСПО предназначен для удаления асфальтено-Реагент РАСПО – это композиционная смесь веществ неогенного характера, ароматического растворителя и гексановой фракции. Такой растворитель предназначен для удаления АСПО. Растворитель РАСПО отлично справляется с удалением АСПО с поверхности нефтепромыслового оборудования [27].

Ниже в таблице 5 представлена физико-химическая характеристика растворителя РАСПО. Как правило, по своим физико-химическим характеристикам растворитель РАСПО должен соответствовать определенным техническим условиям [9] (таблица 5).

Таблица 5 – Физико-химическая характеристика реагента РАСПО

Наименование показателей	нормируемых	Требования технических условий	Методы испытаний
1 Внешний вид		Подвижная жидкость от светло-желтого до коричневого цвета	По 5.3 ТУ
2 Плотность при 20 ⁰ С, кг/м ³		Не нормируется	ГОСТ 3900
3 Температура начала кипения, ⁰ С		30	По ГОСТ 2177
4 Содержание мех. примесей, %		Отсутствие	ГОСТ 6370

Преимущества реагента РАСПО:

- данный реагент является универсальным реагентом, удаляющим АСПО с широким диапазоном соотношения смол, парафинов и асфальтенов;
- по эффективности удаления АСПО растворители РАСПО в 1,5 -1,8 раза превосходят широко применяемые в нефтепромысловой практике составы;
- отсутствие влияния на качество нефти и нефтепродуктов, а также на процессы добычи, транспорта и переработки подтверждено сертификатами системы ТЭКСЕРТ;
- эффективность растворителя РАСПО успешно доказана на нефтяных месторождениях Урало-Поволжья при ликвидации осложнений, связанных с образованием АСПО, для очистки наземного и подземного оборудования от АСПО;
- лабораторные исследования показали высокую эффективность особенно при воздействии на АСПО с повышенным содержанием асфальтено-смолистых веществ;
- растворители РАСПО И РТ-1У1 удовлетворяют всеобщим требованиям, предъявляемым к химреагентам;
- растворитель РАСПО относится к классу веществ умеренно-опасных, если рассматривать его с точки зрения степени риска влияния реагента на организм человека (ГОСТ 12.1.007);
- растворитель РАСПО в воде не растворяется. РАСПО распространяется в нефти [17].

Удаление АСПО при помощи растворителя РАСПО проводится лишь с составленным и утвержденным планом работ, в котором в обязательном порядке указываются определённые пункты. План проведения работ по закачке РАСПО представлен ниже:

- подготовительный процесс, включающий все необходимые для закачки мероприятия;

- необходимо определиться с дозировкой закачиваемого реагента;

- в плане также должен быть представлен список используемого технологического оборудования, выраженного в единицах;

- технологический процесс подразделяется на определенные этапы, чья последовательность должна быть подробно изложена в плане;

- выбрать и определиться с методами контроля, регулируемыми закачку РАСПО;

- необходимо также принять во внимание, что возможны аварии, именно поэтому необходимо заранее определить список мероприятий для того, чтобы ликвидировать их.

3 РАСЧЕТНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

3.1 Основные элементы УЭЦН

Установка погружного центробежного электронасоса (рисунок 8) состоит из:

1. Компенсатор

Компенсатор (рисунок 9) входит в состав гидрозащиты, предназначенной для защиты погружных маслозаполненных электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при работе электродвигателя и его остановках. Компенсатор имеет устройство для автоматического сообщения с полостью электродвигателя.

Компенсатор устанавливается в нижней части погружного электродвигателя.

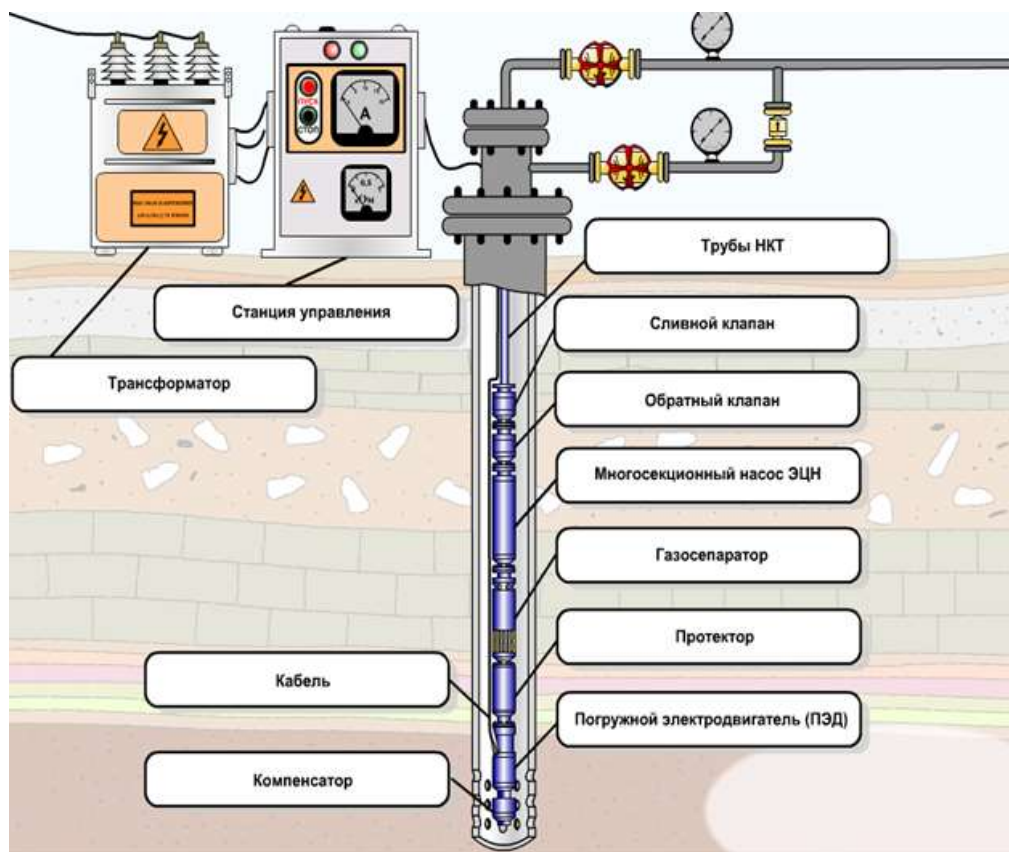


Рисунок 8 – Основные элементы УЭЦН



Рисунок 9 – Компенсатор

2. Погружной электродвигатель ПЭД

Погружной асинхронный электродвигатель (рисунок 10) служит для привода электроцентробежного насоса и состоит из ротора, статора, головки, основания и узла токоввода.

Внутренняя полость двигателя заполнена маслом. Фильтр для очистки масла расположен в нижней части двигателя.

Погружной электродвигатель комплектуется гидрозащитой (протектор, компенсатор) для предотвращения проникновения пластовой жидкости в двигатель и утечки масла из двигателя.

Для эффективного охлаждения двигателя необходимо постоянное наличие потока жидкости в кольцевом пространстве между его корпусом и внутренними стенками эксплуатационной колонны.

Погружные электродвигатели выпускаются различной мощности и поперечного габарита, что позволяет выбрать оптимальный двигатель для привода конкретного насоса.



Рисунок 10 – Погружной электродвигатель

3. Протектор

Протектор (рисунок 11) входит в состав гидрозащиты, предназначенной для защиты погружных маслянозаполненных электродвигателей от проникновения пластовой жидкости в их внутреннюю полость, компенсации утечки масла и тепловых изменений его объема при работе электродвигателя и его остановках.

Протектор имеет две упругие диафрагмы (верхнюю и нижнюю), за счет деформации которых компенсируются изменения объема масла в электродвигателе.

Протектор устанавливается в верхней части погружного электродвигателя между двигателем и газосепаратором (или приемным модулем насоса в случае отсутствия газосепаратора).



Рисунок 11 – Протектор

4. Центробежный газосепаратор

При эксплуатации скважин с высоким газосодержанием откачиваемой нефти для уменьшения вредного влияния свободного газа на работу ЭЦН в компоновку подземного оборудования включают дополнительный модуль – газосепаратор (рисунок 12).

При работе газосепаратора происходит разделение потока на жидкую и газовую фазу в сепарационных барабанах под действием центробежной силы. При этом отсепарированный газ направляется в затрубное пространство, а дегазированная жидкость подается на прием насоса.

Использование эффективного газосепаратора позволяет устойчиво эксплуатировать установки ПЭЦН в скважинах, где объемное содержание свободного газа на входе в насос существенно превышает 30%.

В скважинах, где входное объемное газосодержание менее 30% (например, в

высокообводненных скважинах) вредного влияния газа на работу насоса не отмечается и в использовании газосепаратора нет необходимости.

Газосепаратор устанавливается между протектором гидрозащиты и нижней секцией ЭЦН.



Рисунок 12 – Газосепаратор

5. Многосекционный многоступенчатый электроцентробежный насос

Погружной электроцентробежный насос ПЭЦН в общем случае состоит из нескольких модуль - секций, достигая в длину нескольких метров (рисунок 13).

Каждая секция включает в себя большое (до 100 и более) число ступеней. Рабочая ступень насоса состоит из рабочего колеса и направляющего аппарата и рассчитана на определенную подачу.

Требуемый напор насоса получают комбинированием необходимого числа ступеней. При работе насоса давление в нем плавно возрастает по его длине.

В случае отсутствия в компоновке погружного оборудования газосепаратора насос комплектуют входным модулем. При использовании газосепаратора во входном модуле нет необходимости.



Рисунок 13 – Электроцентробежный насос

6. Обратный клапан

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного (турбинного) вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения ею последующего запуска, используется для олрессовки колонны НКТ после спуска установки в скважину.

Обратный клапан состоит из корпуса обрезиненного седла, на которое опирается тарелка. Тарелка имеет возможность осевого перемещения в направляющей втулке.

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 и клапан закрывается. Обратный клапан устанавливается между верхней секцией насоса и сливным клапаном. На период транспортировки обратный клапан закрывают крышками.

7. Сливной клапан

Сливной клапан предназначен для слива жидкости из насоснокомпрессорных труб при подъеме насоса из скважины.

Сливной клапан состоит из корпуса с ввернутым в него штуцером, который уплотнен резиновым кольцом.

Перед подъемом насоса из скважины конец штуцера, находящийся во внутренней полости клапана, сбивается (обламывается) сбрасыванием в скважину специального инструмента и жидкость из колонны НКТ вытекает через отверстие в штуцере в за трубное пространство.

Сливной клапан устанавливается между обратным клапаном и колонной труб НКТ.

На период транспортировки сливной клапан закрывают крышками.

8. Кабельная линия

Кабельная линия предназначена для подачи электрического напряжения переменного тока с поверхности к погружному двигателю установки.

Кабельная линия состоит из основного кабеля (плоского или круглого) и соединенного с ним плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода.

Соединение основного кабеля с удлинителем производится неразъемной соединительной муфтой (сросткой). С помощью сростки также могут быть соединены участки основного кабеля для получения необходимой длины.

Кабель - удлинитель имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным кабелем.

Муфта кабельного ввода обеспечивает герметичное при соединении кабеля к ПЭД.

В зависимости от температуры и агрессивности откачиваемой среды выпускаются кабели с различной степенью изоляции. Современные кабели способны работать при температуре до 200 °С и напряжении до 4000 В.

9. Станция управления

Станция управления обеспечивает питание, управление работой погружной установки и защиту ее от аномальных режимов работы.

Современные станции управления могут быть оборудованы тиристорными преобразователями для бесступенчатого регулирования частоты вращения вала насоса, что позволяет плавно регулировать подачу и напор установки, обеспечивать мягкий (без рывков) пуск двигателя после отключения.

Станция управления обеспечивает контроль, индикацию и запись основных рабочих параметров установки, отключение электродвигателя при перегрузке/недогрузке, понижении сопротивления изоляции и др.

10. Трансформатор

Трансформатор предназначен для питания погружных электродвигателей от сети переменного тока напряжением 380 или 6000 В.

Трансформаторы выпускаются маслonaполненные и сухие (без охлаждающего масла) номинальной мощностью от 40 до 400 кВА.

3.2 Станция управления с частотным регулированием

Станция управления с частотным регулированием нового поколения REDAStar SCD для УЭЦН.

Область применения:

управление погружными центробежными насосами (УЭЦН), горизонтальными насосными системами и другими приводами для наружных установок.

Преимущества:

-высокая энергоэффективность.

-минимизация совокупных затрат в течение жизненного цикла за счет конструктивных решений и качества комплектующих.

-герметичный шкаф управления с высокоэффективным двухконтурным воздушным теплообменником.

-простота ремонта и сервисного обслуживания за счет модульной конструкции инвертора.

-высокий коэффициент мощности.

Станция управления с частотным регулированием (ЧР) REDAStar SCD соответствует требованиям российских нефтедобывающих компаний, стандартам безопасности Schlumberger и стандартам качества Toshiba. Производится на заводе ОАО «СПИК СЗМА» по лицензии Toshiba International Corporation.

Работоспособность в экстремальных условиях

REDAStar SCD предназначена для эксплуатации при температурах от -60°C до $+50^{\circ}\text{C}$, в зонах с низким качеством энергоснабжения, частыми грозами, тяжелыми климатическими условиями и повышенной загрязненностью воздуха.

Нормальное функционирование обеспечивается за счет:

- двухконтурного теплообменника, который в сочетании с эффективным уплотнением дверей обеспечивает идеальную защиту внутреннего электрооборудования от воздействия пыли, снега, насекомых и т.д.;

- вертикальной прямоточной системы наружного охлаждения радиаторов силовых транзисторов;

- системы мягкого, бесстрессового объемного разогрева шкафа при низких температурах;

- схемных решений, обеспечивающих устойчивую работу СУ при длительных

отклонениях напряжения сети $\pm 25\%$ и безостановочную работу при просадках сети до -50% в течение 2 минут, поддержание работы системы управления СУ при полном отсутствии входного напряжения до 2 секунд с последующим автоматическим подхватом на частоте вращения насоса при восстановлении сетевого напряжения.

Фильтры подавления гармоник

Высокоэффективный внешний входной фильтр обеспечивает подавление всего спектра гармоник от СУ, снижает потери от циркуляции реактивных токов и токов высших гармоник в питающем трансформаторе, генерируемых СУ и другими подключенными к трансформатору нелинейными нагрузками.

Специально разработан для работы в сетях с фоновыми гармониками по напряжению от других нелинейных нагрузок до 15%. Эффективно работает с автономными генераторами.

Собственные потери привода минимизированы за счет оптимальной схемотехники и комплектации. Поставляется опционально.

Внешний выходной синусный фильтр SineWave (SWF) минимизирует потери от пульсаций выходного тока и напряжений привода, исключает явление резонанса с внешними элементами сети, обеспечивает эффективное использование выходных трансформатора, кабеля и электродвигателя. Выходная синусоида имеет правильную форму, уменьшая тем самым градиент напряжения и увеличивая срок службы двигателя, кабелей и других компонентов системы. Поставляется опционально.

Характеристики и функции

Универсальный надежный промышленный контроллер является единым интерфейсом пользователя для управления работой насосного оборудования, контроля за работой скважины и сбора данных.

Отличительные особенности контроллера:

- Понятный и удобный интерфейс пользователя на русском и английском языках;
- Вывод на ЖК-дисплей пусковых рабочих параметров;
- Автономная система подогрева контроллера;
- Возможность редактирования списка текущих параметров и вывод их в

«Режим состояния» (постоянного отображения на дисплее);

- Контроллер может быть подключен к программе LiftWatcher* с целью оптимизации производительности установки;
- Считывание и запись архивной информации и пусковых графиков производится на обычную USB флэш карту;
- Возможно подключение привода к системе автоматизированного учета электроэнергии.

Основные функции привода:

- Управление частотой вращения в режиме контроля частоты, тока, любого из параметров погружной телеметрии;
- Запуск без ожидания прекращения «турбинного вращения» вала УЭЦН;
- Установка защит и параметров для автоматического перезапуска;
- Режим автоматического ограничения перегрузки погружного электродвигателя (ПЭД) путем снижения частоты вращения;
- Удаленный сбор данных, мониторинг и управление скважиной, в том числе через GSM модем;
- Автоматическая оптимизация напряжения ПЭД для снижения затрат электроэнергии и нагрева ПЭД и ТМПН;
- Разгон по программе для вывода на режим;
- Работа в циклическом режиме с задаваемыми временами работы и останова;
- Встроенная поддержка АСУ «Регион», «Телескоп», «Салым петролеум»;
- Возможность полностью автоматического подхвата «турбинного вращения» вала УЭЦН с торможением, сменой вращения и разгоном до заданной частоты;
- Векторное управление для поддержания постоянства нагрузки/давления
- Применение различных режимов пуска, таких как толчковый пуск, пуск с синхронизацией, три варианта пуска в раскачку
- Работа с системами погружной телеметрии различных производителей.

Функции защиты:

- Защита от перегрузки по току в цепи питания при включении;
- Защита от межфазных коротких замыканий в нагрузке;

- Защиты от повышенного и пониженного напряжения сети;
- Защита от пониженного сопротивления изоляции системы «вторичная обмотка ТМПН – кабель – ПЭД»;
- Защита от перегрева силовых модулей преобразователя;
- Автоматическое снижение частоты для предотвращения остановки по перегрузке ПЭД;
- Защита от перенапряжения и низкого напряжения шины DC;
- Защита преобразователя от аварийных режимов работы;
- Защиты по параметрам системы погружной телеметрии;
- Защита от длительной работы на частоте ниже минимально допустимой.

Дополнительные опции

- Внешний, пристраиваемый спутниковый приемопередатчик LiftWatcher;
- Входной фильтр RAUHF для подавления гармонических искажений, вносимых приводом в питающую сеть;
- Выходной сглаживающий фильтр SWF;
- Устройства подавления грозовых и импульсных перенапряжений Strikesorb класса I по ГОСТ Р 51992-2002;

- Встроенный счетчик коммерческого учета электроэнергии;
- GSM модем.

Контролируемые параметры:

- Активный и полный ток привода;
- Активный и полный ток двигателя, дисбаланс токов двигателя;
- Коэффициент мощности двигателя;
- Коэффициент загрузки насоса;
- Сопротивление изоляции;
- Выходная частота привода;
- Напряжение и ток в звене постоянного тока;
- Температура силовых модулей;

Параметры погружной телеметрии по цифровому интерфейсу или аналоговым каналам.

Базой для производства являются высокоинтеллектуальные частотные преобразователи G7 фирмы Toshiba, изготовленные на ее заводе в Хьюстоне.

3.3 Расчет и подбор оборудования УЭЦН

Произведем расчет и подбор оборудования для УЭЦН для скважины №165 Снежного месторождения.

Исходные данные по скважине [7]:

Наружный диаметр эксплуатационной колонны, Д, мм	168
Глубина скважины Н, м	2480
Дебит жидкости, Q ¹ , т/сут	70,4
Статический уровень, h _{ст} , м	720
Коэффициент продуктивности скважины, К, м ³ /сут*МПа	36
Кинематическая вязкость жидкости, ν, м ² /с	2,2*10 ⁻⁶
Газовый фактор, G, м ³ /м ³	147
Расстояние от устья скважины до сепаратора, l, м	100
Превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем, h _г , м	2
Избыточное давление в сепараторе, P _с , МПа	0,6
Плотность добываемой нефти, ρ _н , кг/м ³	835
Плотность попутной воды, ρ _в , кг/м ³	1070
Обводненность продукции, П _в	75

Цель расчета выполнить подбор оборудования установки УЭЦН для данной скважины.

Определяем плотность добываемой жидкости:

$$\rho_{см} = \rho_v * П_v + \rho_n * П_n \quad (3.1)$$

где П_н - доля нефти в продукции,

$$П_n = 1 - П_v \quad (3.2)$$

$$П_n = 1 - 0,75 = 0,25$$

$$\rho_{см} = 1070 * 0,75 + 835 * 0,25 = 900 \text{ кг/м}^3$$

1. Переводим дебит из т/сут в м³/сут:

$$Q = \frac{Q^1}{\rho_{см}} * 10^3 \quad (3.3)$$

$$Q = \frac{70,4 * 10^3}{900} = 77 \text{ м}^3 / \text{суу}$$

2. Производим выбор диаметра НКТ.

Диаметр насосных труб определяется их пропускной способностью и возможностью размещения труб в скважине (с учетом соединительных муфт) вместе с кабелем и агрегатом. Для наших условий рекомендуются трубы с наружным диаметром 60 мм и внутренним 50,3 мм.

3. Определяем необходимый напор ЭЦН.

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_{г} + h_c \quad (3.4)$$

где $h_{ст}$ - статический уровень, $h_{ст} = 720$ м;

Δh - депрессия при показателе степени уравнения притока равном единице,

$$\Delta h = Q/K \quad (3.5)$$

$$\Delta h = 77/36 = 2,14 \text{ МПа или } 214 \text{ м}$$

$h_{тр}$ - потери напора за счет трения и местных сопротивлений при движении жидкости в трубах от насоса до сепаратора; $h_{г}$ - разность геодезических отметок устья скважины и сепаратора, $h_{г} = 2$ м, h_c - избыточный напор в сепараторе, $h_c = 0,6$ МПа или 60 м.

$$h_{мп} = 1,08 * 10^{-11} * \lambda * \frac{(L+l) * Q^2}{d^5} \quad (3.6)$$

где L - глубина спуска насоса, м,

$$L = h_{д} + h \quad (3.7)$$

$h_{д}$ - расстояние от устья до динамического уровня,

$$h_{д} = h_{ст} + \Delta h \quad (3.8)$$

$$h_{д} = 720 + 214 = 934 \text{ м}$$

h - глубина погружения насоса под динамический уровень, которая зависит

от количества свободного газа на этой глубине и определяется приближенно расчетными способами различного рода. В данном случае при наличии большого газового фактора принимаем $h = 166$ м. Следовательно:

$$L = 934 + 166 = 1100 \text{ м.}$$

Коэффициент гидравлического сопротивления λ при движении в трубах жидкости определяется в зависимости от числа Рейнольдса Re .

$$Re = 14,7 * 10^{-6} * \frac{Q}{d * \nu} \quad (3.9)$$

$$Re = 14,7 * 10^{-6} * \frac{77}{0,0503 * 2,2 * 10^{-6}} = 10150$$

Так как режим движения получился турбулентный, то коэффициент гидравлического сопротивления определяем по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (3.10)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{10150^{0,25}} = 0,032$$

Определяем потери на трение и местные сопротивления:

$$h_{mp} = 1,08 * 10^{-11} * 0,032 * \frac{(1100+100) * 77^2}{0,0503^5} = 7 \text{ м.}$$

Необходимый напор насоса в заданных условиях будет равен:

$$H_c = 720 + 214 + 7 + 2 + 60 = 1001 \text{ м.}$$

4. Подбор насоса.

Насос для скважин подбирается в соответствии с характеристикой скважины, ее дебитом, необходимым напором и диаметром эксплуатационной колонны на основании характеристики ЭЦН.

Для получения дебита $Q = 77 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора 1001 м наиболее подходит насос УЭЦН5-80-1200 с числом ступеней $z = 274$.

Согласно кривым рабочей характеристики этот насос в пределах устойчивой зоны его работы может развивать подачу $Q = 60 - 115 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напор соответственно $H_H = 1265 - 655$ м. При получении заданного дебита $Q = 77 \text{ м}^3/\text{сут}$ насос будет создавать напор $H_H = 1120$ м.

Характеристику насоса можно приблизить к условной характеристике скважины путем уменьшения подачи насоса при помощи штуцера или задвижки, установленных на выкидной линии, и за счет уменьшения числа ступеней насоса.

При первом способе дебит и напор изменяются по кривой рабочей характеристики насоса. При этом уменьшается η_n . Поэтому выгоднее применять второй способ, при котором η_n практически не изменяется.

Число ступеней, которое надо снять с насоса для получения необходимого напора, равно:

$$\Delta z = \left(1 - \frac{H_c}{H_H}\right) * z \quad (3.11)$$

$$z = \left(1 - \frac{1001}{1120}\right) * 274 = 29$$

Следовательно, насос ЭЦН5-80-1200 должен иметь $274 - 29 = 245$ ступеней. Вместо снятых ступеней внутри корпуса устанавливаются проставки.

5. Выбор кабеля.

Выбираем трехжильный круглый кабель КПБК 3х10 с площадью сечения 10 мм^2 и диаметром 29 мм. На длине насоса и протектора (около 6 м) берем трехжильный плоский кабель КПБП 3х6 с площадью сечения 6 мм^2 и толщиной 10,2 мм. От сечения и длины кабеля зависят потери электроэнергии в нем и к.п.д. установки.

Потери электроэнергии в кабеле КПБК 3х10 длиной 100 м определяются по формуле:

$$\Delta P_k = 3 * 10^{-3} * I^2 * R \quad (3.12)$$

где I - сила тока в статоре электродвигателя ПЭД-45-117, $I = 25,5 \text{ А}$,

R - сопротивление в кабеле, Ом.

Сопротивление в кабеле длиной 100 м определяем по формуле:

$$R = 100 * \rho_t / q \quad (3.13)$$

где ρ_t - удельное сопротивление кабеля при температуре T_k , Ом*мм²/м,

q - площадь сечения жилы кабеля, $q = 10 \text{ мм}^2$.

Удельное сопротивление кабеля при температуре $T_k = 323 \text{ К}$:

$$\rho_t = \rho * [1 + \alpha(T_k - T_{293})] \quad (3.14)$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ удельное сопротивление меди при $T = 293\text{К}$,

$\alpha = 0,004$ - температурный коэффициент для меди.

$$\rho_t = 0,0175 * [1 + 0,004 * (323 - 293)] = 0,0196 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$$

Следовательно, сопротивление R по формуле (2.13):

$$R = 100 * 0,0196 / 10 = 0,196 \text{ Ом}$$

Потери электроэнергии в кабеле составляют:

$$\Delta P_k = 3 * 25,5^2 * 0,196 * 10^{-3} = 0,38 \text{ кВт}$$

Общая длина кабеля равна сумме глубины спуска насоса $L = 1100 \text{ м}$ и расстояния от скважины до станции управления (10 м).

Примем с запасом на увеличение погружения насоса длину кабеля 1200 м. В этом кабеле с площадью сечения 25 мм^2 потери мощности составят $N_k = 0,38 * 1200 / 100 = 4,56 \text{ кВт}$.

Плоский кабель длиной 6 м для уменьшения основного диаметра агрегата берем на один типоразмер меньше круглого, т. е. с площадью сечения 6 мм^2 .

6. Выбор двигателя.

Мощность электродвигателя, необходимую для работы насоса, определим по формуле:

$$N_p = \frac{Q * \rho_{жс} * H_n}{86400 * 102 * \eta_n} \quad (3.15)$$

где η_n - к.п.д. насоса по его рабочей характеристике, $\eta_n = 0,84$.

$$N_p = \frac{77 * 900 * 1120}{86400 * 102 * 0,84} = 10,5 \text{ кВт}$$

Потребная мощность двигателя составит:

$$N_{\Pi} = N_p + N_k \quad (3.16)$$

$$N_{\Pi} = 10,5 + 4,56 = 15,06 \text{ кВт}$$

По рекомендательным таблицам принимаем электродвигатель ПЭД-45-117 мощностью 45 кВт и диаметром 117 мм, длиной 4911 мм и протектор диаметром 110 мм длиной 1152 мм.

3.4 Расчет ступени ЭЦН

Расчет рабочего колеса

При расчете ступени погружного центробежного насоса всегда известны подача и напор насоса, скорость вращения вала и диаметр обсадной колонны скважины для работы в которой предназначен насос [9].

Внутренний диаметр корпуса насоса, $d - 82$ мм.

Внутренний диаметр корпуса ступени, $d - 76,5$ мм.

После того, как установлен внутренний диаметр ступени, можно приступать непосредственно к расчету проточной части рабочего колеса и других размеров.

Для этого необходимо выполнить следующее:

а) Определить наибольший внешний диаметр рабочего колеса D_{\max} :

$$D_{2\max} = D_{\text{вн.}} - 2S = 76,5 - 2 \cdot 2 = 72,5 \text{ мм.}, \quad (3.17)$$

где S – радиальный зазор между внутренней стеной корпуса ступени $D_{\text{вн.}}$ и наибольшим диаметром рабочего колеса D_{\max} . Этот зазор выбираем в пределах $S = 2 \dots 3$ мм

б) Определим приведенную подачу рассчитываемой ступени:

$$Q_{\text{прив}} = 2800 \frac{D_{\max}^3 Q}{n D_{2\max}} = 2800 \frac{90^3 \cdot 0.347}{3000 \cdot 72.5} = 0.6196 \text{ л/с}, \quad (3.17)$$

где 2800 – приведенная скорость вращения единичного насоса в об/мин [3];

D_{\max} – наибольший внешний диаметр рабочего колеса единичного насоса, мм;

n – число оборотов вала, об/мин;

Q – рассчитываемая подача, л/с.

в) Определяем диаметр втулки при входе в рабочее колесо:

$$d_{\text{вт.}} = K_{\text{двт}} \cdot D_{2\max} = 0,31 \cdot 72,5 = 22,475 \text{ мм}, \quad (3.18)$$

где $K_{\text{двт}}$ – коэффициент, соответствующий полученному значению

$Q_{\text{прив.}} K_{\text{двт}} = 0,31$.

После определения диаметра втулки необходимо проверить возможность размещения вала насоса.

При этом должно быть соблюдено условие:

$$d_{\text{вт}} = d_{\text{в}} + 2 \delta_{\text{вт}} = 17 + 2 * 2/5 = 22 \text{ мм}, \quad (3.19)$$

где $D_{\text{вт}}$ – диаметр втулки, мм;

$D_{\text{в}}$ – диаметр вала насоса, мм;

$\delta_{\text{вт}}$ – толщина ступени втулки (для погружных центробежных насосов с диаметром корпуса 92-150, можно принять $S_{\text{вт}}=2 \dots 4$ мм) [3].

г) Определяем наибольший диаметр входных кромок лопастей $D_{1 \text{ max}}$ по уравнению:

$$D_{1 \text{ max}} = \frac{D_{2 \text{ max}}}{K_{D1 \text{ max}}} = \frac{72.5}{2.3} = 31.52 \text{ мм}, \quad (3.20)$$

где $K_{D1 \text{ max}}$ – коэффициент, определенный для $Q_{\text{прив}}$. $K_{D1 \text{ max}}=2,3$.

д) Определяем диаметр входа D в рабочее колесо:

$$D_0 = K_{D0} * D_{1 \text{ max}} = 0,96 * 31,52 = 30,26 \text{ мм}, \quad (3.21)$$

где K_{D0} – коэффициент диаметра входа в рабочее колесо для данного $Q_{\text{прив}}$. $K_{D0}=0,96$.

е) Определяем наименьший диаметр входных кромок лопастей рабочего колеса $D_{2 \text{ min}}$:

$$D_{2 \text{ min}} = \sqrt{D_{\text{вн.ст.}}^2 - \frac{1}{0,785} \frac{D_{2 \text{ max}}^2}{D_{\text{max}}} F_{\text{прив}}} = \sqrt{76,5^2 - \frac{1}{0,785} \frac{72,5}{90} \times 1600} = 67,3 \text{ мм}, \quad (3.22)$$

где $F_{\text{прив}}$ – приведенная площадь без лопаточного кольца между стенкой корпуса ступени $D_{\text{вн.ст.}}$ и ободом верхнего диска рабочего колеса $D_{2 \text{ min}}$. Находят для Q $F_{\text{прив}} = 1600$ мм [3].

ж) Определяем наименьший диаметр входных кромок лопастей $D_{1 \text{ min}}$:

$$D_{1 \text{ min}} = \frac{D_{2 \text{ max}}}{K_{D1 \text{ min}}} = \frac{72.5}{2.2} = 32,95 \text{ мм}, \quad (3.23)$$

где $K_{D1 \text{ min}}$ – коэффициент определяемый для $Q_{\text{прив}}$.

з) Определяем высоту канала b на выходе из рабочего колеса:

$$b = K_{b2} * D_{2 \text{ max}} = 0,016 * 72,5 = 1,16 \text{ мм}, \quad (3.24)$$

где K_{b2} – коэффициент, определяемый для Q . $K_{b2} = 0,016$.

и) Определяем высоту канала b_1 на входе в рабочее колесо:

$$b_1 = K_{b1} * D_{2 \text{ max}} = 0,036 * 7,25 = 2,61 \text{ мм},$$

где K_{b1} – коэффициент, определяемый для Q . $K_{b1} = 0,036$;

к) Напор ступени определяют по коэффициенту окружной скорости $K_{v2окр.}$, пользуясь уравнением:

$$H = \frac{(\pi \times D_{cp} \times n)^2}{60 \times K_{v2окр.}} \frac{1}{2g} = \frac{(3.14 \times 0.0725 \times 3000)^2}{60 \times 1.33} \frac{1}{2 \times 9.81} = 3,73 м, \quad (3.25)$$

где $K_{v2окр.}$ – коэффициент окружной скорости. $K_{v2окр.} = 1,33$;

$D_{2ср.}$ – внешний диаметр рабочего колеса, мм;

n – число оборотов вала, об/мин;

g – ускорение свободного падения, м/с.

Расчет направляющего аппарата

Осевой направляющий аппарат ступени погружного центробежного насоса рассчитывают следующим образом [3],[9]:

а) определяем приведенную подачу и по ней определим приведенную, а затем действительную высоту рассчитываемой ступени [2]:

$l_{прив} = 22_{мм}$;

$$l = \frac{l_{прив.} \times D_{2max}}{D_{max}} = \frac{22 \times 72.5}{90} = 17,7 мм. \quad (3.26)$$

б) определяем высоту междулопаточных каналов:

$$b_3 = \frac{D_{2max} \times b_{3пр.}}{D_{max}} = \frac{72,5 \times 3.3}{90} = 2,66 мм, \quad (3.27)$$

где $b_{3пр.}$ - приведенная высота от приведенной подачи. $b_{3пр.} = 3,3 мм$.

в) Находим диаметр диафрагмы D направляющего аппарата:

$$D_3 = \sqrt{D_{вн.ст.}^2 - \frac{F''_{прив.}}{0,785} \frac{D_{2max}^2}{D_{max}}} = \sqrt{76,5^2 - \frac{800}{0,785} \frac{72,5^2}{90}} = 72,04 мм, \quad (3.28)$$

где $F''_{прив}$ - приведенная площадь кольца внутренней стенкой корпуса ступени и диаметром ступени. $F''_{прив} = 800$.

Проверочный расчет шпоночного соединения

Расчет шпонки на смятие производится по формуле:

$$\sigma = \frac{2M_{p.k.}}{D(h-t) \times l} = \frac{2 \times 1.17}{0.017(0.0016 - 0.0008) \times 0.01} = 17.2 МПа, \quad (3.29)$$

$M_{p.k.} = 1,17 \text{ ВТ};$

$D = 17 \text{ мм} = 0,017 \text{ м};$

$l = 10 \text{ мм} = 0,01 \text{ м};$

$h = 1,6 \text{ мм} = 0,0016 \text{ м};$

$t = 0,8 \text{ мм} = 0,0008 \text{ м}.$

Шпонка представляет собой кружок твердый, вытянутый, изготовленный из латуни марки П63. Сопротивление латуни этой марки разрыву:

$\sigma_{в} = 75-95 \text{ кгс/мм}^2,$

$\sigma_{в} = 750-950 \text{ МПа}.$

Сопротивление смятию находится в пределах $0,5\sigma_{в}$, запас прочности на смятие нас удовлетворяет.

Проверочный расчет шлицевого соединения

Шлицевое соединение проверяется на смятие по формуле [9]:

$$\sigma_{см.} = \frac{T}{0,75z A_{см} R_{ср}}, \quad (3.30)$$

где T – передаваемый вращаемый момент, $\text{Н} \cdot \text{м};$

z - число шлицев;

$A_{см}$ – расчетная поверхность смятия, $\text{м}^2;$

$R_{ср.}$ – средний радиус шлицевого соединения, $\text{мм}.$

Средний радиус шлицевого соединения определяется как:

$$R_{ср.} = 0,25 (D+d) = 0,25 (0,017+0,137) = 0,007675 \text{ м},$$

где d -диаметр впадин шлицев. $d = 0,0137 \text{ м};$

D -максимальный диаметр шлицев. $D = 0,017 \text{ м}.$

Расчетная поверхность смятия равна:

$$A_{см.} = (D-d-2f) \cdot l / 2 = (0,017-0,0137-2 \cdot 0,0003) \cdot 0,04 / 2 = 0,000042 \text{ м}^2, \quad (3.31)$$

где f -фаска на шлицах. $f = 0,003 \text{ м};$

l -длина контактирующей поверхности шлицевого соединения. $l = 0,04 \text{ м}.$

Передаваемый вращаемый момент рассчитывается:

$$T = \frac{N_{дв.}}{n} = \frac{32000}{47.33} = 676.1 \text{ Н} \cdot \text{м}, \quad (3.32)$$

где $N_{дв.}$ - мощность двигателя. $N_{дв.} = 32 \text{ кВт} = 32000 \text{ Вт}$ [7];

n - число оборотов вала. $n=2840 \text{ об/мин}=47,33 \text{ об/сек.}$

Подставляем найденные значения в формулу (4.23):

$$\sigma_{\text{см}} = 676,1/0,75*6*0,000042*0,007675=466 \text{ МПа.}$$

Вал насоса изготовлен из высоколегированной стали [7].

$[\sigma_{\text{см}}]_{\text{вала}}=500-1100 \text{ МПа.}$

Следовательно, шлицевое соединение, рассчитанное нами и проверенное на смятие удовлетворяет нашему насосу.

Расчет вала ЭЦН

Различают валы прямые, коленчатые и гибкие. Наибольшее распространение имеют прямые валы. Коленчатые валы применяют в поршневых машинах. Гибкие валы допускают передачу вращения при больших перегибах. По конструкции различают валы и оси гладкие, фланговые или ступенчатые, а так же сплошные и полые. Образование ступеней на валу связано с закреплением деталей или самого вала в осевом направлении, а также с возможностью монтажа детали при посадках с натягом. Полые валы изготавливают для уменьшения массы или в тех случаях, когда через вал пропускают другую деталь, подводят масло и пр. Прямые валы изготавливают преимущественно из углеродных и легированных сталей [9].

Валы рассчитывают на прочность.

Во время работы вал насоса подвергается воздействию крутящего момента, осевой сжимающей нагрузки на верхний торец вала и радиальной нагрузки. Радиальная нагрузка на вал вызывается насосным расположением валов секций насоса и протектора и возможность неточного изготовления шлицевого соединения[11].

Предварительно оценивают средний диаметр вала по внутреннему диаметру шлицев d концентрационных напряжений и изгиба вала:

$$\tau_{\text{кр}} = M_{\text{кр. max}} = M_{\text{кр. max}}; \quad (3.33)$$

$$W_p = 0,2 * d^3 \text{ вн}; \quad (3.34)$$

$$d_{\text{вн.}} = \frac{M_{\text{кр. max}}}{0,2 * \tau_{\text{кр.}}} \quad (3.35)$$

Максимальный крутящий момент:

$$M = N_{\max} / \omega, \quad (3.36)$$

$$\omega = \pi \times n / 30 \quad (3.37)$$

где N_{\max} – приводная мощность двигателя, л.с.;

ω – угловая скорость, сек⁻¹;

n – частота вращения электродвигателя, об/мин.

Напряжение на кручение определяем по пределу текучести материала σ_T .

Допустимое касательное напряжение при кручении принимаем с коэффициентом запаса прочности $\eta = 1,5$ [11];

$$\tau = [\tau] = \frac{\tau_T}{\eta} = \frac{\sigma_T}{2\eta} \quad (3.38)$$

Для вала насоса ЭЦН берем сталь 40ХН с пределом текучести $\tau = 750$ МПа

Насосное соединение валов и некомпенсированные зазоры создают радиальную нагрузку в 60-130 кгс, действующую на шлицевой конец вала насоса.

Радиальная нагрузка P , находится по формуле:

$$P_1 = \frac{K[3E \times J \times \Delta y]}{C^3}, \quad (3.39)$$

где K – коэффициент, учитывающий компенсирующее влияние зазоров и равный 0,45-0,85;

E – модуль упругости материала вала, Па;

J – момент инерции вала, принимаемый с учетом тела втулки. М⁴;

Δy – стрела прогиба шлицевого конца вала, вызванная неспособностью в сочленении насоса и протектора, принимается равным 25×10^{-6} м;

C – расстояние от центра подшипника до середины муфты, м.

Момент инерции вала:

$$J = \frac{\pi \times d_{\text{вн.}}^4 \times a \times (D - d_{\text{вн.}}) \times (D + d_{\text{вн.}})^2 \times z}{64}, \quad (3.40)$$

где a – ширина шлицы, м;

D – наружный диаметр шлицев, м;

z – число шлицев.

Радиальная нагрузка на вал P_1 , зависящая от неравномерной передачи крутящего момента шлицами малы и ею можно пренебречь.

Пять работающих шлицев дают нагрузку,

$$P_2 = 0,2 * P_{\text{окр.}} \quad (3.41)$$

$$P_{\text{окр.}} = 2 * M_{\text{кр. max}} / d_{\text{ср}}$$

где d – средний диаметр шлицев, мм.

Изгибающий момент на шлицевом конце вала:

$$M_{\text{изгб. max}} = (P_1 + P_2) * b, \quad (3.42)$$

где b – расстояние от середины муфты или от точки приложения силы P до проточки под стопорное кольцо, м.

$$M_{\text{изг. min}} = (P_1 - P_2) * b. \quad (3.43)$$

Зная момент изгиба и момент кручения, можно определить напряжение изгиба и кручения в опасном сечении вала (под проточку на стопорное кольцо).

$$\sigma_{\text{изг. max}} = \frac{M_{\text{изг. max}}}{W_x}; \quad (3.44)$$

$$W_x = \frac{\pi \times d_{\text{кр}}^4}{32D}, \quad (3.45)$$

где W_x – момент сопротивления в месте проточки под стопорное кольцо, м³;

$d_{\text{кр.}}$ – диаметр вала в месте проточки под стопорное кольцо, м.

$$\sigma_{\text{изг. min}} = \frac{M_{\text{изг. min}}}{W_x}; \quad (3.46)$$

Напряжение кручения:

$$\tau_{\text{кр.}} = \frac{M_{\text{кр. max}}}{W_p}, \quad (3.47)$$

где W_p – полярный момент сопротивления вала в месте проточки под стопорное кольцо.

$$W_p = 2 * W_x. \quad (3.48)$$

Эквивалентное напряжение находим по четвертной прочности:

$$\sigma_{\text{экв.}} = \sqrt{\sigma_{\text{изг. max}}^2 + 3\tau^2} \quad (3.49)$$

По этой величине и пределу текучести материала вала устанавливается запас прочности с учетом статистических нагрузок:

$$n = \frac{\sigma_t}{\sigma_{\text{экв}}} \geq 1,3. \quad (3.50)$$

Исходные данные:

Приводная мощность двигателя $N = 2000\text{Вт}$. Частота оборотов двигателя $n_{\text{дв}}=2840$ об/мин. Предел текучести материала вала $\sigma=750$ МПа. Модуль упругости материала вала $E=20 \cdot 10^{11}$ МПа. По данной методике произведем расчет с цифровыми значениями:

Момент инерции вала рассчитываем по формуле (3.40):

$$J = \frac{3.14 \times 0.012^4 + 0.0035(0.017 - 0.012) \times (0.017 + 0.012)^2 \times z}{64} = 2.3 \times 10^{-10} \text{ м}^4.$$

Нагрузка, создаваемая работающими шлицами, находят по формуле (3.41):

$$P_2 = 0.2 \frac{2 \times 67.28}{0.0155} = 1736.26 \text{ Н}.$$

Максимальный изгибающий момент в месте проточки под стопорное кольцо по формуле(3.42):

$$M_{\text{изг. max}} = (258.95 + 1736.26) \times 0,035 = 69.83 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Минимальный изгибающий момент в этом сечении по формуле (3.43):

$$M_{\text{изг. min}} = (258,95 - 1736,26) \times 0,035 = 51,74 \text{ Н} \cdot \text{м}.$$

Напряжение изгиба в опасном сечении найдем с помощью формуле

$$\sigma_{\text{изг. max}} = \frac{69.83}{3.51 \times 10^{-7}} = 198,95 \text{ МПа},$$

$$W_x = \frac{3.14 \times 0.0157^4}{32 \times 0.017} = 3.51 \times 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Минимальное напряжение изгиба рассчитываем по формуле

$$\sigma_{\text{изг. min}} = \frac{51.71}{3.51 \times 10^{-7}} = 147.32 \text{ МПа}.$$

Напряжение кручения рассчитываем исходя из формул:

$$\tau_{\text{кр.}} = \frac{67.28}{7.02 \times 10^{-7}} = 96.11 \text{ МПа},$$

$$W_p = 2 \times 3,51 \times 10^{-7} = 7,02 \times 10^{-7} \text{ м}^3.$$

Эквивалентное напряжение находится по формуле:

$$\sigma_{\text{экв.}} = \sqrt{198.95^2 + 3 \times 96.11^3} = 259.41 \text{ МПа}.$$

Запас прочности по пределу текучести по формуле :

$$n = \frac{750}{259.41} = 2.8$$

Из результатов расчетов видно, что вал из стали 40 ХН диаметром 17 мм со шлицем и с проточкой под стопорное кольцо выдерживает заданные нагрузки с коэффициентом запаса прочности $n=2,8$, который удовлетворяет условию (20) $2,8 > 1,3$

Прочностной расчет корпуса насоса

Корпусы погружных центробежных насосов изготавливают из трубных заготовок точением или из холодных комбинированных труб повышенной точности длиной 2100, 3600 и 5000 мм [11].

Корпус насоса будет рассчитываться в следующей последовательности.

1. Выбираем наружный диаметр и внутренний корпуса насоса.

$$D_{нар.} = 0,092 \text{ м}, \quad D_{вн} = 0,080 \text{ м}$$

2. Определяем предварительную затяжку пакета ступеней с учетом коэффициента запаса плотности верхнего стыка по формуле [1]:

$$T = \pi K \rho g H_{гвн} [1 - E_k - F_k / 2 (E_k F_k + E_{на} F_{на})] , \quad (3.51)$$

где K – коэффициент запаса плотности стыка. $K = 1,4$;

ρ - плотность воды. $\rho = 1000 \text{ м}^3/\text{кг}$;

g – ускорение свободного падения. $g = 9,8 \text{ м/с}$;

H - максимальный напор насоса. $H = 1300 \text{ м}$;

r - внутренний радиус расточки корпуса насоса. $r = 0,04 \text{ м}$;

E_k - модуль упругости материала корпуса насоса. $E_k = 0,1 \times 10^6 \text{ МПа}$;

F_k – площадь поперечного сечения корпуса насоса. $F_k = 1,62 \times 10^{-3} \text{ м}^2$;

$E_{на}$ - модуль упругости материала направляющего аппарата насоса.
 $E_{на} = 1,45 \times 10^5 \text{ МПа}$;

$F_{на}$ – площадь поперечного сечения направляющего аппарата насоса. $F_{на} = 6,08 \times 10^{-4} \text{ м}^2$.

Подставим значения в формулу (3.51):

$$T=3,14*1,4*1000*9,81*1160*0,04^2[1-2,1*10^6*1,62[10^{-3}/2(2,1*10^6*1,62*10^{-3}+1,45*10^5*6,08*10^{-4})]]=48256Н.$$

Находим общее усилие, действующее вдоль оси корпуса по выражению:

$$Q=T+\rho g H_{гвн}^2 E_k F_k / 2(E_k F_k + E_{на} F_{на}) + G + \pi K \rho g H_{гвн}, \quad (3.52)$$

где T – предварительная затяжка пакета ступеней, Н;

G – масса погружного агрегата. $G=20505$ Н;

$H_{мах}$ - максимальный напор насоса. $H_{мах}=3500$ м;

Подставив значения в формулу (3.52), получим:

$$Q=48256+1000 \times 9,8 \times 1300 \times 0,04^2 \times 0,1 \times 10^6 \times 1,62 \times 10^3 / 2(0,1 \times 10^6 \times 1,62 \times 10^3 + 1,45 \times 10^5 \times 6,08 \times 10^{-4}) + 20505 + 3,14 \times 1,4 \times 1000 \times 9,8 \times 1300 \times 0,04 = 268519Н.$$

4. Вычисляем осевое напряжение в опасных сечениях корпуса:

$$\sigma_z = Q / F_k, \quad (3.53)$$

где Q – общее усилие, действующее вдоль корпуса насоса, Н;

F_k – площадь ослабленного сечения корпуса по наружному диаметру трубы.

$$F_k = 1,24 \times 10^{-3} \text{ м}^2.$$

Подставляем значения в формулу:

$$\sigma_z = 268519 / 1,24 \times 10^{-3} = 220 \text{ МПа}. \quad (3.54)$$

Для заданных исходных данных мною был произведён выбор и расчёт электромеханического оборудования. Расчёты на прочность и долговечность основных элементов центробежного насоса подтвердили правильность выбора.

Вывод. На основании проведённых расчетов для скважины № 8 подобран насос УЭЦН5-80-1200. Для работы данной насосной установки рекомендуются трубы с наружным диаметром 60 мм и внутренним 50,3 мм. Для работы данной установки подобран трехжильный круглый кабель КПБК 3x10 с площадью сечения 10 мм² и диаметром 29 мм. Принят электродвигатель ПЭД–45 – 117 мощностью 45 кВт и диаметром 117 мм, длиной 4911 мм и протектор диаметром 110 мм длиной 1152 мм. Выполнен механический расчет оборудования, все необходимые условия прочности соблюдаются.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Фатыхову Александру Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
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	Бюджет проекта – не более 769457 руб., в т.ч. затраты по оплате труда – не более 129 099 руб.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Значение показателя интегральной ресурсоэффективности – не менее 1,88 баллов из 5
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

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

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	Фатыхов Александр Юрьевич		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Основными потребителями электроэнергии при перекачке нефти по трубопроводам являются электроприводы магистральных насосов. Мощность приводов достигает 2 МВт. При этом расход электроэнергии на привод насосов составляет до 85 % от общего расхода электроэнергии установки. Поэтому наибольший эффект мероприятий по энергосбережению при трубопроводном транспорте нефти всегда стремились получить именно за счет повышения эффективности работы магистральных насосов.

В ходе научно-исследовательской работы требуется рассмотреть методы и соответствующее оборудование для оптимизации работы электроцентробежных насосов.

Целью данного раздела выпускной квалификационной работы является оптимизировать работу установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область).

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

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Цель оптимизации электроцентробежных установок на нефтяных месторождениях – снижение энергозатрат. Для снижения энергозатрат требуется замена существующих насосов на более производительные.

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.




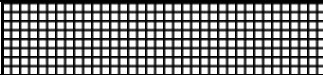
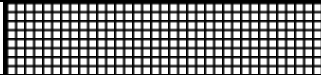
		Вид установок электроцентробежных насосных (УЭЦН)		
		Насосы с «плавающим типом» рабочих колес	Компрессионный насос	Насос «пакетной сборки»
	Крупные			
	Средние			
	Мелкие			

Рисунок 14 – Карта сегментирования рынка услуг по коррозионной защите трубопроводов:



По результатам сегментирования можем сказать, что основным типом используемых УЭЦН это насосы с «плавающим типом» рабочих колес. При анализе литературы по УЭЦН наиболее эффективным является УЭЦН это насосы с «плавающим типом» рабочих колес. Насосы «пакетной сборки» являются дорогостоящими и показали низкую эффективность.

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 6 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

		Баллы			Конкурентоспособность		
		B_{ϕ}	B_{K1}	B_{K2}	K_{ϕ}	K_{K1}	K_{K2}
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1. Повышение КПД УЭЦН	0,12	5	3	2	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	5	3	4	0,25	0,15	0,2
4. Экономичность УЭЦН	0,06	3	4	4	0,18	0,24	0,24
5. Надежность УЭЦН	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 УЭЦН	0,07	4	5	5	0,28	0,35	0,35
9. Простота эксплуатации УЭЦН	0,12	4	2	5	0,48	0,24	0,6
Экономические критерии оценки эффективности							
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	1	54	57	4,2	3,45	3,76

B_{ϕ} – Насосы с «плавающим типом» рабочих колес;

B_{K1} – Компрессионный насос;

B_{K2} – Насос «пакетной сборки».

4.1.3 Технология QuaD

Технология QuaD (Quality ADvisor) 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 7 – 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
Показатели оценки качества разработки					
1. Повышение КПД УЭЦН	0,12	90	100	0,80	0,063
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	85	100	0,60	0,034
4. Экономичность УЭЦН	0,06	95	100	0,95	0,076
5. Надежность УЭЦН	0,1	55	100	0,55	0,011
7. Безопасность в эксплуатации	0,08	90	100	0,90	0,027
8. Уровень шума УЭЦН	0,07	90	100	0,90	0,036
9. Простота эксплуатации УЭЦН	0,12	90	100	0,90	0,036
Показатели оценки коммерческого потенциала разработки					
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:

$$P_{cp} = \sum V_i \cdot B_i = 67,1,$$

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 8 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 8 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-технологического решения: С1. Сбор информации с датчиков контроля параметров в режиме реального времени; С2. Существование большого количества компаний, способных установить УЭЦН под ключ; С3. Доступность оборудования; С4. Экологичность УЭЦН; С5. Заявленная экономичность и энергоэффективность насосной установки.	Слабые стороны технологического решения: Сл1. Необходимость обучения обслуживающего персонала обслуживания УЭЦН; Сл2. Трудности внедрения технического решения на объектах; Сл3. Необходимость привлечения инженеринговой компании для установки УЭЦН
Возможности: В1. Наилучшая степень перекачки нефти; В2. Лучшее решение для снижения энергозатрат; В3. Уменьшение экологического ущерба; В4. Повышение надежности оборудования; В5. Дистанционное регулирование параметров.	– Энергосбережение и повышенная безопасность; – Система автоматизирует применение технологии.	– Принятие на работу квалифицированного персонала; – Обучение действующего персонала работе с новым оборудованием.
Угрозы: У1. Низкий спрос на данное техническое решение; У2. Развитая конкуренция на рынке; У3. Существование большого количества альтернатив разработки.	– Отсутствие спроса на новые технологии – Сложность реализации проекта.	– Вести постоянный мониторинг технических решений в области УЭЦН.

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 9 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб.	Содержание работ	Должность исполнителя
	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
	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 $T_{рi}$, учитывающая параллельность выполнения работ несколькими исполнителями по формуле:

$$T_{рi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i},$$

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

$t_{ожі}$ – 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:

$$T_{ki} = T_{рi} \cdot k_{кал},$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по формуле:

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

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

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

$T_{\text{пр}}$ – 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).

В качестве примера расчета рассмотрим руководителя (6 дневная рабочая неделя) – составление и утверждение технического задания:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

$T_{\text{кал}} = 365$ дней, $T_{\text{вых}} = 118$ дней,

Подставим численные значения в формулу:

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

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

Инженер (5 дневная рабочая неделя) – подбор и изучение материалов:

$$t_{\text{ож}} = \frac{3 \cdot t_{\text{min}_i} + 2 \cdot t_{\text{max}_i}}{5} = \frac{3 \cdot 1 + 2 \cdot 2}{5} = 1,4 \approx 2 \text{ чел} - \text{дней}$$

$$T_p = \frac{t_{\text{ож}}}{\text{Ч}} = \frac{2}{1} = 2 \text{ дня}$$

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

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

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

Таблица 10 – Временные показатели проведения научной разработки

	Трудоемкость работ			Исполнители		
	t_{min} , человека дни	t_{max} , человека дни	$t_{ож}$, человека дни			
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,3	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление и утверждение тех. задания	1	3	1,8	Руководитель	2	3
Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	Исполнитель	12	16
Согласование материалов по теме	5	8	6,2	Руководитель	6	8
Проведение теоретического анализа существующих технических решений	6	18	110	Исполнитель	10	13
Проведение теоретических расчетов и обоснование	3	12	6,6	Исполнитель	7	9
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Руководитель, Исполнитель	2	3
Составление пояснительной записки	7	16	11,4	Руководитель, Исполнитель	6	8

На основе таблицы 4.5 строим план график, представленный в таблице 4.6.

Таблица 11 – Календарный план график проведения НИР по теме

№	Вид работ	Исполните ли	T_{ki} , кал. дни	Продолжительность выполнения работ													
				Фев.		Март			Апрель			Май					
1	Составление и утверждение тех. задания	Р	3	■													
2	Подбор и изучение материалов по теме	И	18	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■
3	Согласование материалов по теме	Р	9							■	■	■	■	■	■	■	■
4	Календарное планирование работ по теме	Р, И	3														
5	Проведение теоретического анализа существующих технических решений	И	15														
6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	И	10														
7	Оценка результатов исследования	Р, И	8,9														
8	Составление пояснительной записки	Р, И	20														



- руководитель



- исполнитель

4.3 Бюджет научно–технической разработки

4.3.1 Расчет материальных затрат НТИ

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

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле:

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

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.;

$N_{расх\ i}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.).

Таблица 12 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество			Цена за ед., руб.			Затраты на материалы, З ^м , руб.		
		Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
Электроэнергия	кВт·ч	71	68	78	3,5	3,5	3,5	248,5	238	273
Итого:								248,5	238	273

4.1.1 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 13 – 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	УЭЦН М(К)	УЭЦН М(К)	УЭЦН М(К)	1	1	1	309	390	350
2	Штуцер, диаметром 650 мм	Стабилизатор напряжения	Трубы, диаметром 780 мм				41	35	50
3	Компьютер	Компьютер	Компьютер	1	1	1	65	70	71
Итого:							415	495	471

4.3.2 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, 5 – 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 14 – 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	8,6	18060
Исполнитель	25000	30	20	30	45000	1500	62,8	94200
Итого, $Z_{осн}$:								112260

4.3.3 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 15 – Расчет дополнительной заработной платы

Исполнитель	$k_{доп}$	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Руководитель проекта	0,15	18060	2709
Исполнитель	0,15	94200	14130
Итого:		112260	16839

4.3.4 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:

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

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

Таблица 16 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата, руб.	Дополнительная заработная плата, руб.
Исполнитель	18060	2709
Руководитель проекта	94200	14130
Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды	30.2%	
Итого:	38988	

4.3.5 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:

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

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

$$З_{накл1} = (248,5 + 415000 + 112260 + 16839 + 38988) \cdot 0,16 = 93\,333,68 \text{ руб.}$$

$$З_{накл2} = (238 + 495000 + 112260 + 16839 + 38988) \cdot 0,16 = 100\,532 \text{ руб.}$$

$$Z_{\text{наклз}} = (273 + 471\,000 + 112260 + 16839 + 38988) \cdot 0,16 = 102\,297,6 \text{ руб.}$$

4.3.6 Формирование бюджета затрат научно–исследовательской работы

Таблица 17 – Расчет бюджета затрат НИИ

Наименование статьи	Сумма, руб.			Примечание
	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3	
1. Материальные затраты НИИ	248,5	238	273	Пункт 4.3.1
2. Затрат на специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ	415 000	495 000	471 000	Пункт 4.3.2
3. Затраты по основной заработной плате исполнителей темы	112260	112260	112260	Пункт 4.3.3
4. Затраты по дополнительной заработной плате исполнителей темы	16839	16839	16839	Пункт 4.3.4
5. Отчисления во внебюджетные фонды	38988	38988	38988	Пункт 4.3.5
6. Накладные расходы	93 333,68	106132	102 297,6	Пункт 4.3.6
7. Бюджет затрат НИИ	676 669,18	769457	741 657,6	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 соотносятся 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;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно–исследовательского проекта (в т.ч. аналоги).

Для 1-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}1} = \frac{676\,669,18}{741\,657,6} = 0,912$$

Для 2-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}2} = \frac{728\,857}{769\,457} = 0,95$$

Для 3-го варианта исполнения:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп}3} = \frac{741\,657,6}{741\,657,6} = 1$$

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 18 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Объект исследования Критерии	Весовой коэффициент параметра	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1. Повышение КПД УЭЦН	0,12	0,6	0,36	0,24
2. Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,05	0,25	0,15	0,2
4. Экономичность УЭЦН	0,06	0,18	0,24	0,24
5. Надежность УЭЦН	0,1	0,5	0,3	0,4
7. Безопасность в эксплуатации	0,08	0,4	0,24	0,24
8. Уровень шума УЭЦН	0,07	0,28	0,35	0,35
9. Простота эксплуатации УЭЦН	0,12	0,48	0,24	0,6
Итого:		2,69	1,88	2,27

$$I_{p-исп1} = \sum a_i \cdot b_{p-исп1} = 2,69$$

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

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

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

$$I_{исп1} = \frac{I_{p-исп1}}{I_{финр}^{исп1}} = \frac{2,69}{0,912} = 2,95;$$

$$I_{исп2} = \frac{I_{p-исп2}}{I_{финр}^{исп2}} = \frac{1,88}{0,95} = 1,98;$$

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

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 19 – Сравнительная эффективность разработки

№ п/п	Показатели	Исп. 1	Исп. 2	Исп. 3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,912	0,95	1
2	Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	2,69	1,88	2,27
3	Интегральный показатель эффективности	2,95	1,98	2,27
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1,49	1	1,9

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 штуцера с увеличенным диаметром показал не только наивысшую техническую эффективность, но и отличился лучшими экономическими показателями.

Использование стабилизатора напряжения и замена труб сравнительно эффективны в техническом плане, но рассчитанные в данной главе показатели говорят об экономической нецелесообразности применения данных методов.

**ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА
«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»**

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б73Т	Фатыхову Александру Юрьевичу

Школа	ИШИТР	Отделение (НОЦ)	Отделение автоматизации и робототехники
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»: Тема дипломной работы: «Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении»			
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения		Объект исследования: кустовая площадка Снежного нефтегазоконденсатного месторождения	
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:			
1. Производственная безопасность 1.1. Анализ выявленных вредных факторов <ul style="list-style-type: none"> • Природа воздействия • Действие на организм человека • Нормы воздействия и нормативные документы (для вредных факторов) • СИЗ коллективные и индивидуальные 1.2. Анализ выявленных опасных факторов: <ul style="list-style-type: none"> • Термические источники опасности • Электробезопасность • Пожаробезопасности 		Вредные факторы: Недостаточная освещенность; Нарушения микроклимата, оптимальные и допустимые параметры; Шум, ПДУ, СКЗ, СИЗ; Повышенный уровень электромагнитного излучения, ПДУ, СКЗ, СИЗ; Опасные факторы: Электроопасность; класс электроопасности помещения, безопасные номиналы I, U, R _{заземления} , СКЗ, СИЗ; Пожароопасность, категория пожароопасности помещения, марки огнетушителей, их назначение и ограничение применения.	
2. Экологическая безопасность: <ul style="list-style-type: none"> • Выбросы в окружающую среду • Решения по обеспечению экологической безопасности 		Наличие промышленных отходов (бумага-черновики, вторцвет- и чермет, пластмасса, перегоревшие люминесцентные лампы, оргтехника, обрезки монтажных проводов, бракованная строительная продукция) и способы их утилизации;	

<p>3. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:</p> <p>1. перечень возможных ЧС при разработке и эксплуатации проектируемого решения;</p> <p>2. разработка превентивных мер по предупреждению ЧС;</p> <p>3. разработка действий в результате возникшей ЧС и мер по ликвидации её последствий.</p>	<p>Рассмотрены 2 ситуации ЧС:</p> <p>1) природная – сильные морозы зимой, (аварии на электро-, тепло-коммуникациях, водоканале, транспорте);</p> <p>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.</p>
<p>4. Перечень нормативно-технической документации.</p>	<p>– ГОСТы, СанПиНы, СНиПы</p>

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

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	Фатыхов Александр Юрьевич		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Целью работы является Оптимизация работы установок электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти на Снежном нефтегазоконденсатном месторождении. 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, 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. 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.

Основные параметры климата в районе эксплуатации установки (Снежное месторождение) приведены в таблице 20.

Таблица 20 - 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 42м², объем составляет 147м³. По СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 санитарные нормы составляют 6,5 м² и 20 м³ 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 40 м³ [1]. В нашем случае объем воздуха на одного человека составляет 42 м³, 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].

5.1.2 Производственное освещение

1. Согласно СНиП 23-05-95 в лаборатории, где происходит периодическое наблюдение за ходом производственного процесса при постоянном нахождении людей в помещении освещенность при системе общего освещения не должна быть ниже 300 Лк.

2. Правильно спроектированное и выполненное освещение обеспечивает высокий уровень работоспособности, оказывает положительное психологическое действие на человека и способствует повышению производительности труда.

3. На рабочей поверхности должны отсутствовать резкие тени, которые создают неравномерное распределение поверхностей с различной яркостью в поле зрения, искажает размеры и формы объектов различия, в результате повышается утомляемость и снижается производительность труда.

4. Для защиты от слепящей яркости видимого излучения (факел плазмы в камере с катализатором) применяют защитные очки, щитки, шлемы. Очки на должны ограничивать поле зрения, должны быть легкими, не раздражать кожу, хорошо прилегать к лицу и не покрываться влагой.

5.1.3 Превышение уровней шума

Одним из наиболее распространенных в производстве вредных факторов является шум. Он создается рабочим оборудованием, преобразователями напряжения, рабочими лампами дневного света, а также проникает снаружи. Шум вызывает головную боль, усталость, бессонницу или сонливость, ослабляет внимание, память ухудшается, реакция уменьшается.

Основным источником шума в комнате являются компьютерные охлаждающие вентиляторы и. Уровень шума варьируется от 35 до 42 дБА. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03, при выполнении основных работ на ПЭВМ уровень шума на рабочем месте не должен превышать 82 дБА [4].

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

Источником электромагнитных излучений в нашем случае являются дисплеи ПЭВМ. Монитор компьютера включает в себя излучения рентгеновской, ультрафиолетовой и инфракрасной области, а также широкий диапазон электромагнитных волн других частот. Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 напряженность электромагнитного поля по электрической составляющей на расстоянии 50 см вокруг ВДТ не должна превышать 25В/м в диапазоне от 5Гц до 2кГц, 2,5В/м в диапазоне от 2 до 400кГц [1]. Плотность магнитного потока не должна превышать в диапазоне от 5 Гц до 2 кГц 250нТл, и 25нТл в диапазоне от 2 до 400кГц. Поверхностный электростатический потенциал не должен превышать 500В [1]. В ходе работы использовалась ПЭВМ типа Acer VN7-791 со следующими характеристиками: напряженность электромагнитного поля 2,5В/м; поверхностный

потенциал составляет 450 В (основы противопожарной защиты предприятий ГОСТ 12.1.004 и ГОСТ 12.1.010 – 76.) [5].

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./см², время работы (8 часов);
- б) от 10 до 100 мкВт/см², время работы не более 2 часов;
- в) от 100 до 1000 мкВт/см², время работы не более 20 мин. при условии пользования защитными очками;
- г) для населения в целом ППИМ не должен превышать 1 мкВт/см².

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_2).

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 50 Гц. По опасности электропоражения комната относится к помещениям без повышенной опасности, так как отсутствует повышенная влажность, высокая температура, токопроводящая пыль и возможность одновременного прикосновения токоведущих элементов с заземленными металлическими корпусами оборудования [6].

Лаборатория относится к помещению без повышенной опасности поражения электрическим током. Безопасными номиналами являются: $I < 0,1$ А; $U < (2-36)$ В; $R_{\text{зазем}} < 4$ 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 довзрывных концентраций горючих паров растворителей и их смесей.

Лаборатория полностью соответствует требованиям пожарной безопасности, а именно, наличие охранно-пожарной сигнализации, плана эвакуации, изображенного на рисунке 15, порошковых огнетушителей с поверенным клеймом, табличек с указанием направления к запасному (эвакуационному) выходу.

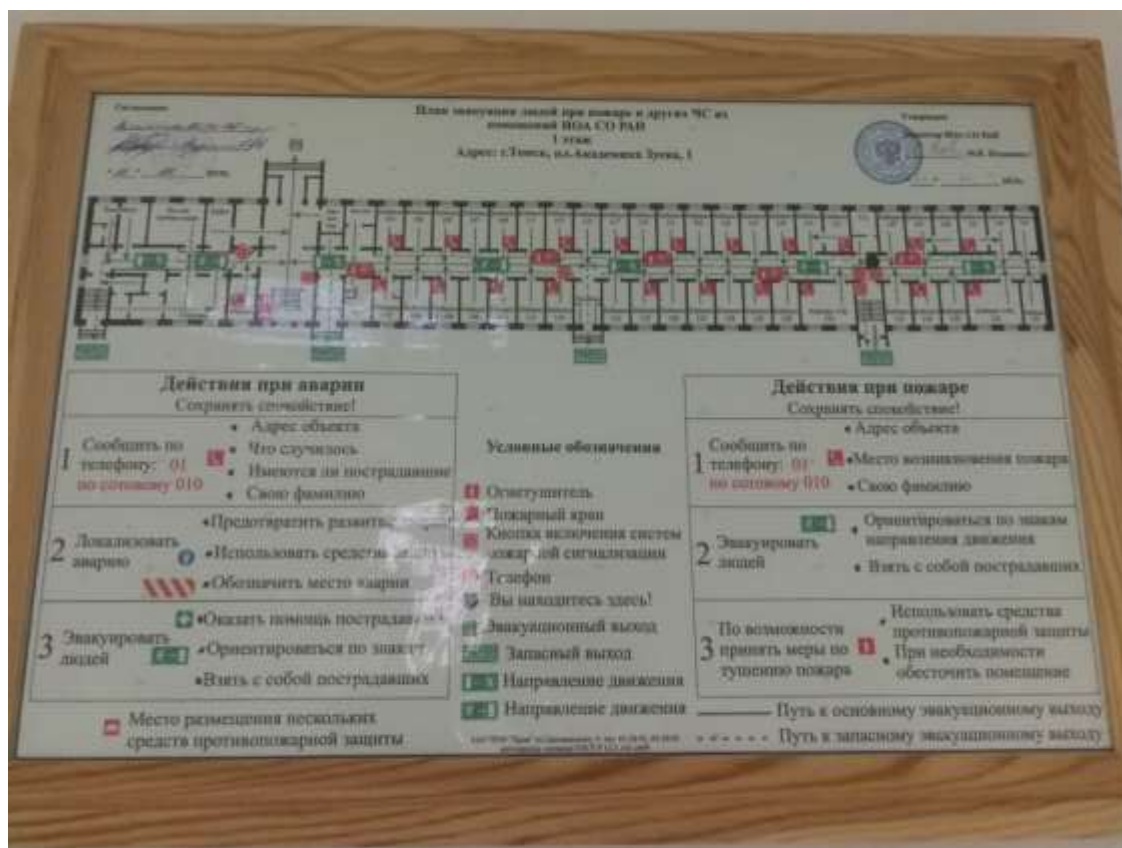


Рисунок 15 – План эвакуации

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.

Переработку макулатуры в бумагу, картон и другую продукцию производят в несколько этапов:

- 1 этап: сортировка; измельчение; первичный роспуск; очистка от примесей.
- 2 этап: вторичный роспуск; тонкая очистка; дополнительная обработка.

После завершения второго этапа получается очищенный водный раствор, из которого делают бумагу различных сортов. Иногда этот водный раствор смешивают с непереработанной целлюлозой. Во время этой операции из любой макулатуры делают сырье, пригодное для изготовления качественной бумаги.

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-, теплокоммуникациях, водоканале, транспорте);
- 2) техногенная – несанкционированное проникновение посторонних на рабочее место (возможны проявления вандализма, диверсии, промышленного шпионажа).

Природная ЧС

К природным чрезвычайным ситуациям на кустовых площадках месторождений можно отнести сильные морозы, которые могут вызвать аварии на электро-, водо- и теплокоммуникациях, а также при транспортировании людей и добываемой нефти.

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. Плотнo 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.

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.

5.5 Перечень нормативно-технической документации

1. ГОСТ 54 30013-83 Электромагнитные излучения СВЧ. Предельно допустимые уровни облучения. Требования безопасности
2. ГОСТ 12.4.154-85 “ССБТ. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты”
3. ГН 2.2.5.1313-03 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны
4. СанПиН 2.2.4/2.1.8.055-96 "Электромагнитные излучения радиочастотного диапазона (ЭМИ РЧ)".
5. СанПиН 2.2.4.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.
6. СН 2.2.4/2.1.8.562-96. Шум на рабочих местах, в помещениях жилых, общественных зданий и на территории жилой застройки.
7. ГОСТ 12.4.123-83. Средства коллективной защиты от инфракрасных излучений. Общие технические требования.
8. ГОСТ Р 12.1.019-2009. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
9. ГОСТ 12.1.030-81. Электробезопасность. Защитное заземление. Зануление.
10. ГОСТ 12.1.004-91. Пожарная безопасность. Общие требования.
11. ГОСТ 12.2.037-78. Техника пожарная. Требования безопасности 11. СанПиН 2.1.6.1032-01. Гигиенические требования к качеству атмосферного воздуха
12. ГОСТ 30775-2001 Ресурсосбережение. Обращение с отходами. Классификация, идентификация и кодирование отходов.
13. СНиП 21-01-97. Противопожарные нормы.
14. ГОСТ 12.4.154. Система стандартов безопасности труда. Устройства, экранирующие для защиты от электрических полей промышленной частоты. Общие технические требования, основные параметры и размеры.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи.

1. Рассмотрены причины отказов в работе установок электроцентробежных насосов.

Выполнен статистический анализ отказов в работе скважин, оборудованных УЭЦН, показавший, что большая доля причин проведения подземных ремонтов (до 15%) связана с рассогласованием гидравлических характеристик центробежного насоса и пласта. А наиболее слабым элементом в оборудовании УЭЦН является электрическая изоляция погружного электродвигателя и токоподводящего кабеля, на долю которых приходится 32% всех подземных ремонтов, и более 65.9% ремонтов, идентифицированных как отказы собственно УЭЦН.

Доказано, что технологической операцией, провоцирующей отказ в наиболее уязвимом месте - изоляции электрической цепи «токоподводящий кабель - погружной электродвигатель» - является процесс освоения скважины.

2. Рассмотрен температурный режим работы скважины, оборудованной УЭЦН.

Доказано, что основным источником тепла в подземном оборудовании УЭЦН является погружной электродвигатель, который согласно статистическим данным, наиболее подвержен температурному разрушению. Эти обстоятельства накладывают определенные ограничения на эксплуатацию электродвигателя.

В качестве основного температурного критерия работоспособности ПЭД, справедливого при любом режиме работы скважины, предлагается условие сохранения электрической прочности изоляции обмотки статора.

Установлено, что время работы погружного электродвигателя без охлаждения потоком жидкости лимитировано и определяется в основном удельной тепловой мощностью ПЭД и температурой горных пород на глубине спуска УЭЦН. А характер изменения во времени средней температуры заданного типа ПЭД при его работе с охлаждением потоком жидкости определяется в основном теплоотдачей (a) и разностью между начальной температурой электродвигателя (T_n) и температурой

набегающего потока (T_0). При этом возможны следующие варианты работы: нагрев, поддержание температуры электродвигателя постоянной или его охлаждение.

3. Скважина, оборудованная установкой электроцентробежного насоса, рассмотрена единая гидродинамическая система, состоящая из трех объектов: «Пласт», «Скважина» и «УЭЦН».

4. Разработан способ определения фильтрационных и упругоэластических характеристик призабойной зоны по результатам промысловых исследований восстановления давления в скважине. Данный способ дает возможность адаптировать гидродинамическую модель «Пласт - Скважина - УЭЦН» к геолого-техническим условиям конкретной скважины.

5. Разработана система управления процессом освоения скважины, заключающаяся в регулировании параметров работы центробежного насоса.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абубакиров В.Ф., Архангельский В.А., Буримов Ю.Г., Малкин И.Б. "Буровое оборудование". Справочник в 2-х томах. Том I. 2000 г.
2. Андреев В.В., Уразаков К.Р., Далимов В.У. Справочник по добыче нефти. М.: ООО «Недра - Бизнесцентр», 2000. -374 с.
3. Гавур В.Е. «Геология и разработка крупных месторождений России» 1996г.
4. Гаттенбергер К.П., Блох С.С. Геологическое строение и анализ разработки Талинского и других месторождений Красноленинского свода. Отчет по теме 532. ВНИИнефть. М.,1987, 113 с.
5. Горбачевич А.Ф., Шкред В.А. Курсовое проектирование по технологии машиностроения. - Минск: Высшая школа, 1983. - 255 с.
6. Гузеев В.В., Белеет Г. К. Отчет по теме «Дополнительная записка к технологической схеме разработки Талинской площади Красноленинского месторождения», СибНИИ НП, Тюмень, 1987, 120 с.
7. Динамика показателей текущего состояния разработки месторождения Межное за 2019 год ООО «Норд Империял».
8. Дополнение к технологической схеме разработки Межного нефтегазоконденсатного месторождения ЗАО «ТИНГ» 2015г.
9. Долломатов М.Ю., Телин А.Г. Физико-химические основы направленного подбора растворителей асфальтосмолистых веществ // Отчет центрального научно-исследовательского института ЦНИИТЭнефтехим, 1990 г.- 35 с.
10. Дунаев П.Ф., Леликов О.П. Конструирование узлов и деталей машин. Москва, Высшая школа, 2001, 447 с.
11. Желтов Ю.П. «Разработка нефтяных месторождений» 1984г.
12. Ивановский В.Н., Дардищев В.И., Каштанов В.С. и др. Оборудование для добычи нефти и газа. Москва; Нефть и газ, 2002, 769 с.
13. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Скважинные насосные установки для добычи нефти. - М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002. -824 с.

14. Каталог оборудования. Часть 1. РТМ61-63. М., Борец, 2004, с. 108.
15. Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. РД 39-01/06-000-89, Москва, 1989 год.
16. Методическое указание к выполнению курсового проекта по дисциплине «Расчет и конструирование машин и оборудования для добычи и подготовки нефти и газа на суше», Сысоев Н.И., Мирный С.Г.: Новочеркасск 2006. -10с.
17. Методическое указание «Эксплуатация и ремонт нефтегазопромысловых машин и оборудования» С.Г. Мирный, Г.Д. Добровольский 2007 г.
18. Нагимов Н.М., Ишкаев Р.К., Шарифуллин А.В., Козин В.Г. Эффективность воздействия на асфальтосмолопарафиновые отложения различных углеводородных композитов // Нефть России. Техника и технология добычи нефти. - 2002. - № 2 - С. 68-70.
19. Нефтепромысловое оборудование: Справочник / Под ред. Е.И. Бухаленко. – 2-е изд. – М.: Недра, 1990. – 559 с.
20. Отраслевой стандарт 39.022-76 «Опасные и вредные факторы в нефтегазовой промышленности».
21. Оценка добычи нефти ПО ОАО «ТНК – Нягань» на период 2003 – 2007 годы, Нягань, 2002.
22. Протасов В.Н., Султанов Б.З., Кривенков С.В. Эксплуатация оборудования для бурения скважин и нефтегазодобычи. Учебник для вузов. Москва; ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004, 691 с.
23. РД 08-200-98 «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», Москва, НПО ОБТ, 1998 .
24. РД 153-39. 0-088-01 «Классификатор ремонтных работ на скважинах», Москва, ОАО «ВНИИОЭНГ», 2001 .
25. РД 39-1-1190-84 «Технология промыслово-геофизических исследований при капитальном ремонте скважин».
26. РД 39-3934356-007-98 «Технологический регламент по увеличению коэффициента нефтеизвлечения физико-химическими методами, составами на

- основе щелочных стоков производства капролактана, водорастворимых полимеров и солей поливалентных металлов», Тюмень, 1998 .
27. Ревенко В.М. Гузеев В.В. и др. «Технико - экономическое обоснование разработки Красноленинского месторождения ОАО «ТНК – Нягань» на условиях соглашения о разделе продукции», Тюмень, 1999 .
28. Справочник по добыче нефти/В.В. Андреев, К.Р. Уразаков, В.У. Далимов и др.; Под ред. К.Р. Уразакова. 2000. - 374 с.:
29. Справочник инженера-механика по ремонту нефтяного оборудования. К.И. Архипов, В.И. Попов, Альметьевск 1996 г.
30. Справочник металлиста. В 5-ти т. Т-1. Изд. 3-перераб. Под. ред. С.А. Чернавского и В.Ф. Рещикова. М., «Машиностроение», 1976 г., 768с.
31. Чичеров Л.Г., Молчанов Г.В., Рабинович А.М. и др. Расчет и конструирование нефтегазопромыслового оборудования. Москва; Недра, 1987, 422 с.
32. Хавкин А.Я. Новые направления и технологии разработки низкопроницаемых пластов. М., «Нефтяное хозяйство», 1993, № 3
33. Экономика и планирование производства в нефтяной и газовой промышленности (том-1,3).