

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
ПОДБОР РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

УДК 622.276.53:621.67-83

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	К.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП, должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г-М.Н		

Томск – 2023г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ
21.03.01 Нефтегазовое дело
ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе возникновения чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии

ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами
Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович

Тема работы:

ПОДБОР РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	
<i>Утверждена приказом директора (дата, номер)</i>	28.04.2023 №118-20/с

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.	
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Анализ факторов, влияющих на работу УЭЦН. Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН в осложненных условиях. Мероприятия по подбору УЭЦН. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение. Социальная ответственность.	
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы		
Раздел	Консультант	Должность
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Маланина Вероника Анатольевна	Доцент
Социальная ответственность	Гуляев Милий Всеволодович	Старший преподаватель
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:		

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2023
---	------------

Задание выдал руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович		29.04.2023

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 21.03.01 Нефтегазовое дело
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

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

Обучающийся:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович

Тема работы:

ПОДБОР РЕЖИМОВ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
--

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	19.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
08.05.2023	Анализ факторов, влияющих на работу УЭЦН	20
26.05.2023	Эксплуатация скважин оборудованных УЭЦН в осложненных условиях	20
01.06.2023	Мероприятия по подбору системы «пласт- скважина- установка электроцентробежного насоса»	20
26.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	20
29.05.2023	Социальная ответственность	20

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Пулькина Наталья Эдуардовна			29.04.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		29.04.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович		29.04.2023

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа состоит из 109 страниц, 15 рисунков, 18 таблиц, 57 источников.

Ключевые слова: оптимизация, установка электроцентробежного насоса, нефтедобыча, энергоэффективность, технологические решения.

Объектом исследования является: установка электроцентробежного насоса.

Цель работы: повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

В процессе работы был выбран критерий оптимизации, в качестве которого выступает коэффициент рентабельности. Повышению коэффициента рентабельности способствуют сокращение затрат на ремонт оборудования, сокращение потребляемой электроэнергии при требуемых объемах добычи.

Во второй главе рассмотрены технологические решения, повышающие ресурс работы установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях, а также конструктивные изменения оборудования, направленные на уменьшение электропотребления.

В третьей главе произведен энергоэффективный подбор установки электроцентробежного насоса для заданных условий эксплуатации.

СОДЕРЖАНИЕ

ВЕДЕНИЕ.....	10
1 АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАБОТУ УЭЦН.....	13
1.1 Принцип действия УЭЦН.....	13
1.2. Факторы, влияющие на работу УЭЦН.....	17
1.3 Факторы, осложняющие работу УЭЦН.....	22
2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ОБУРОДОВАННЫХ УЭЦН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	28
2.1 Структурная схема системы «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса».....	28
2.2 Технологические решения при эксплуатации скважин с установкой электроцентробежного насоса, направленные на оптимизацию процесса.....	33
2.2.1 Осложненные условия.....	33
2.2.2 Технологии повышающие эксплуатационные характеристики УЭЦН.....	38
2.2.3 Энергоэффективность установки электроцентробежного насоса.....	47
3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДБОРУ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА- УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА».....	56
3.1. Характеристики программных комплексов для проведения расчетов подбора насоса.....	56
3.1.1 Подбор системы «пласт-скважина-УЭЦН» в программном комплексе NovometSel-Pro.....	60
«ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ».....	74
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	75
4.1 Организация проведения работ по спуску УЭЦН на примере Приобского нефтегазоконденсатного месторождения.....	75
4.1.2 Расчет параметров экономической эффективности.....	76
4.1.3 Расчёт прироста добытой нефти.....	76
4.2. Расчёт затрат на проведение организационно-технического мероприятия.....	78
4.2.1 Расчёт основной заработной платы.....	78

4.2.2. Расчёт дополнительной заработной платы.....	80
4.2.3 Расчёт отчислений на социальные нужды.....	80
4.2.4 Расчёт стоимости материалов	80
4.2.5 Расчёт дополнительной заработной платы.....	81
4.2.6 Расчёт отчислений на социальные нужды.....	81
4.2.7 Расчёт стоимости электроэнергии.....	81
4.2.8 Расчёт амортизации основных производственных фондов	81
4.2.9 Расчёт стоимости услуг.....	82
4.2.10. Расчёт прочих расходов.....	82
4.2.11 Расчёт цеховых расходов	82
4.2.12 Смета затрат на применение мероприятия	83
4.3 Расчёт годового экономического эффекта.....	83
4.4 Расчёт прироста прибыли	83
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	88
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности...	88
5.2 Производственная безопасность.....	90
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов	91
Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	91
5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	96
5.3 Экологическая безопасность.....	97
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	101
СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ	102

ВЕДЕНИЕ

Актуальность работы продиктована современным этапом развития нефтяной промышленности Российской Федерации, характеризующейся осложненными условиями разработки месторождений. На нефтяных месторождениях в осложненных условиях работает в среднем 43% эксплуатационного фонда скважин.

Основными причинами преждевременных отказов глубинно-насосного оборудования являются: механические примеси, солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), и коррозия погружного оборудования.

На данный момент наиболее актуальна эксплуатация месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, добыча которых осложнена отложением неорганических солей, парафинов, образованием эмульсий, механическими примесями и повышенной коррозионной активностью. Отложения солей, парафинов и коррозионная активность в погружном оборудовании, встречаются во всех регионах добычи нефти и газа и значительно увеличивают отказ погружного оборудования.

Использование современных методов борьбы с осложненными условиями позволяет в значительной степени добиться повышения долговечности оборудования и снизить затраты на его ремонт.

Целью данной работы является – повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов.

В работе поставлены следующие задачи:

1. Сформулировать задачу оптимизации режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭНЦ, с обоснованием критерия и параметров оптимизации.
2. Рассмотреть технологические решения, повышающие эффективность эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН в

осложненных условиях.

3. Провести анализ выбора оптимального режима работы УЭЦН.

Объектом исследования является: установка электроцентробежного насоса.

Методы исследования: теоретический анализ, сравнение и практические (наблюдение, сравнение, описание).

Практическая значимость результатов ВКР: выполнен анализ и подбор современных технологий для решения определенных эксплуатационных причин, которые ведут к неисправности погружного оборудования, для обеспечения надежной работы оборудования и снижения затрат на извлечение углеводородного сырья, так как недостаток и несвоевременная подача информации и несовершенная система контроля за эксплуатацией работы УЭЦН ведет к преждевременному отказу установок.

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

УЭЦН–установка электрического центробежного насоса;

ЭЦН – электрический центробежный насос;

АСПО–асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПЭД – погружные асинхронные двигатели;

НКТ– насосно-компрессорные трубы;

ПЗП–призабойная зона пласта;

ГНО–глубинно-насосное оборудование;

ГРП–гидроразрыв пласта;

ММП–многолетнемерзлые породы;

ГЖС–газожидкостная смесь;

КВЧ–количество взвешенных частиц;

ТРС – текущий ремонт скважин;

КРС–капитальный ремонт скважин;

СПО – спуско-подъемные операции;

ПАВ–поверхностно-активные вещества;

ТЭН – теплоэлектронагреватель;

АДПМ – агрегат для депарафинизации;

ППУ–передвижная парогенераторная установка;

ЗСП–защита срыва подачи;

ЗП–защита перегруза;

1 АНАЛИЗ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА РАБОТУ УЭЦН

1.1 Принцип действия УЭЦН

Установка электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) относится к погружным бесштанговым насосным установкам. Оборудование УЭЦН состоит из погружной части, спускаемой в скважину вертикально на колонне НКТ, и наземной части соединённые между собой погружным силовым кабелем.

Электроцентробежный насос предназначен для добычи скважиной жидкости либо её нагнетания в пласт. Принцип работы насоса состоит в нагнетании жидкости из колес в аппараты за счет центробежной силы, возникающей при вращении ротора с закрепленными на нем колесами. Проходные сечения рабочих органов определяют пропускную способность (подачу) насоса, а их количество - напор.

Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления (комплектного устройства). Трансформаторная подстанция преобразует напряжение промышленной сети до оптимальной величины на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле. Станция управления обеспечивает управление работой насосных агрегатов и его защиту при оптимальных режимах.

Погружной электроцентробежный насос ПЭЦН в общем случае состоит из нескольких модуль - секций, достигая в длину нескольких метров.
[11]

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 посредством комбинирования необходимого числа ступеней. При работе насоса давление в нем плавно возрастает по его длине.

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

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.

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.

Протектор 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.

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).

Погружной асинхронный электродвигатель 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.

Компенсатор 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.

Работа насоса основана на взаимодействии лопаток вращающегося рабочего колеса и перекачиваемой жидкости. Вращаясь, рабочее колесо сообщает круговое движение жидкости, находящейся между лопатками. Вследствие возникающей центробежной силы жидкость от центра колеса перемещается к внешнему выходу, а освободившееся пространство вновь заполняется жидкостью, поступающей под действием создаваемого разрежения. Из рабочего колеса жидкость забрасывается в направляющий аппарат, который по своим каналам направляет жидкость к центральной части следующего колеса. Вследствие такого принудительного отклонения потока жидкости, на внутренних стенках направляющего аппарата создается

давление. Таким образом, скоростная энергия преобразуется в энергию давления [26].

Насосные секции могут быть различной длины, что обеспечивает оптимальный подбор насоса к любой скважине. По всей длине каждой секции установлены промежуточные радиальные подшипники. Надежная и продолжительная работа насосов в различных условиях эксплуатации обеспечивается оптимальным расстоянием между радиальными опорами. Насос может быть укомплектован горизонтальным входным модулем, фильтром любой конструкции.

Выше насоса установлен обратный шаровой клапан, облегчающий пуск установки после ее простоя, а над обратным клапаном – спускной клапан для слива жидкости из НКТ при их подъеме. Гидрозащита включает в себя компенсатор и протектор. Погружной насос, электродвигатель и гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса, двигателя и гидрозащиты имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами. Насос погружают под уровень жидкости в зависимости от количества свободного газа на глубину до 250-300 м, а иногда и до 600 м. Установки ЭЦН выпускают для эксплуатации высокодебитных, обводненных, глубоких и наклонных скважин с дебитом 25-1300 м³/сут и высотой подъема жидкости 500-2000 м. В зависимости от поперечного размера погружного агрегата УЭЦН подразделяют на три условные группы 5, 5А и 6 с диаметрами соответственно 92, 103 и 114 мм. Они предназначены для эксплуатации скважин с внутренними диаметрами эксплуатационных колонн соответственно не менее 121,7; 130; 144,3 мм, а установки УЭЦН 6-500-1100 и УЭН 6-700-800 – для скважин диаметром эксплуатационной колонны 148,3 мм. В качестве примера приведем три шифра установок: УЗЭЦН 5-130-1200, У2ЭЦНИ 6-350-110 и УЭЦН 5-180-1200, где кроме УЭЦН приняты следующие обозначения: 3 – модификация; 5 – группа насоса; 130 – подача, м³/сут; 1200 – развиваемый напор, м; И –

износостойкое исполнение; К – коррозионностойкое исполнение (остальные обозначения аналогичны).

1.2. Факторы, влияющие на работу УЭЦН

Градация фонда скважин, эксплуатируемых УЭЦН, по степени влияния осложняющих факторов на надежность работы погружного оборудования производится по следующим категориям осложнения:

- коррозионная агрессивность пластовой жидкости;
- влияние мехпримесей/абразивных частиц;
- отложения солей;
- газосодержание в зоне подвески УЭЦН;
- температура в зоне подвески УЭЦН;
- АСПО;
- образование высоковязких эмульсий;
- повышение вязкости нефти;
- коррозионная агрессивность пластовой жидкости.

Коррозионную агрессивность пластовой жидкости характеризуют факторы, такие как, количество растворенных солей, концентрация водородных ионов рН, жесткость воды, содержание кислых газов, наличие органических веществ. Степень влияния этих факторов зависит от температуры, давления, скорости движения потока, природы и количественного соотношения воды и углеводорода в двухфазной среде.

Большое влияние на коррозионный процесс оказывает сероводород, увеличивая скорость коррозии металла. При росте в пластовой жидкости содержания сероводорода скорость коррозии увеличивается линейно.

Учитывая большое количество факторов, влияющих на скорость коррозии, разделение скважин на категории производится исходя из интенсивности коррозионного разрушения подземного оборудования.

Отнесение скважин к категориям 1, 2, 3 производить при наличии (обнаружении) на скважине одного из ниже перечисленных условий.

Категория скважин 1 (низкая коррозионная агрессивность):

1. Скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования (УЭЦН, НКТ, кабель) по причине коррозии;
2. Не производится отбраковка подземного оборудования (УЭЦН, НКТ, кабель) по причине коррозии после работы в скважине;
3. В составе добываемой жидкости не содержатся агрессивные компоненты (в скважине не требуется применение оборудования в коррозионностойком исполнении и/или проведение ингибиторной защиты).

Категория скважин 2 (высокая коррозионная агрессивность).

- 1) Скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования (УЭЦН, НКТ, кабель) по причине коррозии;
- 2) производится отбраковка подземного оборудования (УЭЦН, НКТ, кабель) по причине коррозии после работы в скважине;
- 3) по составу агрессивных компонентов в добываемой жидкости (в скважине применяется оборудование в коррозионностойком исполнении и/или производится ингибиторная защита).

Категория скважин 3 (очень высокая коррозионная агрессивность).

- 1) Скважины находятся в ЧРФ из-за коррозионного разрушения подземного оборудования по результатам работы ПДК (количество отказов по причине коррозии НКТ, УЭЦН, кабеля - 3 и более отказов в год);
- 2) срок эксплуатации подземного оборудования (УЭЦН, НКТ, кабель) в скважине до отбраковки по причине коррозии - менее 1 года;
- 3) по составу агрессивных компонентов в добываемой жидкости (в скважине применяется оборудование в коррозионностойком исполнении и/или производится ингибиторная защита).

Определение степени влияния механических примесей/абразивных частиц на работу насоса является сложной задачей. Отказы насосов

происходят как по причинам износа, так и по причинам засорения рабочих органов УЭЦН.

Износ деталей насосов (рабочих органов, подшипников) зависит от степени абразивности продукции скважины, которая определяется по следующим параметрам: количество выносимых частиц, их твердость, гранулометрический состав, содержание (%) кварца, геометрия песка (угловатость).

В существующей практике лабораторными исследованиями в основном определяется только один параметр - концентрация взвешенных частиц (КВЧ). Поэтому наиболее ценной является информация о состоянии оборудования, применявшегося на данной скважине ранее.

Отнесение скважин по степени влияния мехпримесей/абразивных частиц по категориям 1, 2, 3, 4 производится при наличии (обнаружении) на скважине ниже перечисленных условий.

Категория 1 (низкое влияние мехпримесей).

- 1) Скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа или засорения насосных секций (по данным дефектации);
- 2) в составе добываемой жидкости не содержатся абразивные частицы (не требуется применение износостойкого оборудования);
- 3) массовая концентрация взвешенных частиц - до 0,2 г/л.

Категория скважин 2 (низкая абразивность).

- 1) Скважины, в которых отмечаются отказы по причинам засорения насосных секций (данные дефектации), износ рабочих органов отсутствует;
- 2) в составе добываемой жидкости не содержатся абразивные частицы (не требуется применение износостойкого оборудования);
- 3) массовая концентрация взвешенных частиц - более 0,2 г/л.

Категория скважин 3 (высокая абразивность).

- 1) Скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения насосных секций (данные дефектации);

2) в составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (до 7 баллов по шкале Мооса);

3) массовая концентрация твердых частиц - до 0,5 г/л.

Категория скважин 4 (очень высокая абразивность).

1) Скважины, в которых отмечаются отказы по причинам износа и/или засорения насосных секций (данные дефектации). Оборудование в неизносостойком исполнении в данной скважине имеет 3 и более отказа в год (ЧРФ);

2) в составе добываемой жидкости содержатся абразивные частицы (до 7 баллов по шкале Мооса);

3) массовая концентрация твердых частиц - более 0,5 г/л.

Отложение солей происходит в случаях, если нарушено равновесное состояние растворенных примесей в результате изменений температуры, давления и турбулентности, которым подвержена вода, например: при поступлении в ствол скважины, на приеме насоса и т.д. Следует учитывать, что состав и тенденции солеобразования могут меняться на разных стадиях разработки месторождения в результате закачки воды, а также зависит от изменений режима работы УЭЦН в скважине и конструкции ступеней насоса [29].

Отнесение скважин к категориям 1, 2 производить при наличии (обнаружении) на скважине одного из ниже перечисленных условий.

Категория скважин 1 (отсутствие солевых отложений).

1) Скважины, в которых не отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений;

2) Скважины, в которых не наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъема, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации).

Категория скважин 2 (наличие солевых отложений).

1) Скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по причине солевых отложений;

2) скважины, в которых наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании (по данным подъема, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации).

3) скважины, в которых не наблюдаются отложения солей на подземном оборудовании в результате проведения мероприятий по ингибиторной защите.

АСПО, образование высоковязких эмульсий, повышенная вязкость нефти

Отнесение скважин к категориям осложнений: АСПО, образование высоковязких эмульсий и повышенная вязкость нефти, производить при наличии (обнаружении) на скважине одного из ниже перечисленных условий.

Категория скважин 1 (отсутствие осложнений).

1) скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по данной причине;

2) скважины, в которых не наблюдаются отложения АСПО на подземном оборудовании (по данным подъема, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации).

Категория скважин 2 (наличие осложнений).

Скважины, в которых отмечаются отказы любого вида подземного оборудования по данной причине;

1) Скважины, в которых наблюдаются отложения АСПО на подземном оборудовании (по данным подъема, демонтажа УЭЦН на устье, по результатам дефектации);

2) скважины, в которых не наблюдаются данные осложнения в результате проведения мероприятий по ингибиторной защите;

3) по результатам лабораторных исследований проб добываемых жидкостей (высокое содержание парафина в нефти - более 5%, высокая динамическая вязкость нефти и эмульсий - более 10 мПа*с (сПуаз) в стандартных условиях.

Температура в зоне подвески УЭЦН определяется расчетным путем на основании общих данных итоговой таблицы (данные по параметрам и характеристикам пластовых жидкостей, параметрам работы УЭЦН, характеристикам оборудования и т.д.)

Отнесение скважин к категориям 1, 2, 3 производится Системой ТНКВР-GAMS в автоматическом режиме согласно нижеследующим критериям.

Категория скважин 1 (невысокая температура) - температура на выходе насоса менее 90 С;

Категория скважин 2 (высокая температура) - температура на выходе насоса 90-120 С;

Категория скважин 3 (очень высокая температура) - температура на выходе насоса более 120 С.

1.3 Факторы, осложняющие работу УЭЦН

К сложным геологическим условиям относятся следующие факторы:

1. Разрушение пород и вынос механических частиц из пласта.

Разрушение твердого скелета пород ПЗП происходит по двум причинам. При использовании в качестве агента систем ППД слабоминерализованных или пресных вод приводит к выщелачиванию растворимых в водах породообразующих минералов.

Второй причиной является создание на забое скважин аномально низких давлений. Глубокие депрессии приводят к механическому разрушению твердого скелета горной породы и выносу ее частиц в ствол скважин. По подобным причинам происходит и разрушение пробок

расклинивающего материала при проведении на скважинах гидравлического разрыва пласта.

Повышенное содержание КВЧ в скважине в десятки раз снижает ресурс рабочих органов УЭЦН. При этом увеличивается вибрация УЭЦН и нередки случаи полетов. При увеличении вибрации возникает высокая вероятность пропуска торцовых уплотнений, что приводит к замыканию обмотки и отказу ПЭД.

2. Работа насоса в условиях повышенного свободного газосодержания жидкости.

Над динамическим уровнем в стволе скважины при работе ЭЦН всегда имеется большой слой пены. Пена не позволяет точно определить положение динамического уровня жидкости, а, следовательно, забойного давления. В связи с чем чрезвычайно крайне сложно провести согласование режимов работы насоса и пласта. Следствием несогласованности режимов работы пласта и насоса является сокращение давления на приеме насоса, увеличение количества свободного газа, попадание больших объемов свободного газа в насос и срыв подачи, который вызывает перегрев рабочих органов ПЭД, открытие торцовых уплотнений или течь удлинителья. Если перепускной клапан устьевой арматуры неисправен, повышенное давление в затрубном пространстве искусственно отжимает динамический уровень, что создает дополнительную нагрузку на ПЭД и, в конечном итоге, может привести к преждевременному отказу УЭЦН.

3. Малый приток из пласта.

В скважине низкий динамический уровень. Крайне важно качественно настроить ЗСП (желательно на закрытую задвижку). Малый приток пластовой жидкости не обеспечивает качественного охлаждения ПЭД, что может привести к перегреву и отказу ПЭД.

4. Эксплуатация УЭЦН при высоких температурах в скважине.

При подборе УЭЦН следует обратить внимание на глубину спуска УЭЦН. При низких динамических уровнях в скважинах с малым притоком иногда стараются заглубить УЭЦН. Чем больше глубина спуска, тем больше температура пластовой жидкости. Максимальную глубину спуска УЭЦН ограничивает температурная граница. При 75-80 °С начинается размягчение полиэтиленовой изоляции кабеля, при 80-90 °С возможна ее течь, при температурах свыше 120 градусов-выходит из строя ПЭД.

5. Большая кривизна скважины в зоне подвески УЭЦН.

Неравномерное распределение нагрузки на опоры УЭЦН приводит к их неравномерному радиальному износу, переходящему в односторонний износ. Результатом такого действия является увеличение уровня вибрации ЭЦН. Вибрация передается от вала ЭЦН на вал гидрозащиты. Торцовые уплотнения гидрозащиты от вибрации начинают пропускать пластовую жидкость в полость ПЭД, что приводит к пробоем обмотки ПЭД.

6. Большое содержание парафиносодержащих фракций в пластовой жидкости [14].

В процессе движения пластовой жидкости по НКТ происходит ее охлаждение. В температурной зоне загустевания парафина происходит его отложение на стенках НКТ. Накапливаясь парафин образует пробку. Необходимы периодические обработки скважины для удаления парафиноотложений. Отложения парафина приводят к уменьшению проходного сечения в НКТ, что влечет за собой снижение производительности и медленному возрастанию рабочего тока. Когда пробка перекроет проход пластовой жидкости рабочий ток УЭЦН упадет до величины тока холостого хода. В этот момент должна сработать ЗСП и отключить УЭЦН, в противном случае произойдет перегрев и отказ ПЭД.

Газ является спутником нефти и его количество в нефти изменяется в широких пределах. Количество газа, выделяющегося из жидкости в процессе ее движения по стволу скважины, является величиной переменной и зависит

от термодинамических условий и характеристики ГЖС. В области приема ЭЦН нарушение термогидродинамического равновесия системы усиливается.

Влияние присутствия свободного газа на характеристику насоса проявляется в ухудшении процесса энергообмена между рабочим колесом и жидкостью и создании условий для интенсивного выделения газа из жидкости. Это приводит к коалесценции пузырьков газа в каналах рабочего колеса, образованию газовых каверн, что ухудшает параметры работы насоса. Особенно ярко эти процессы происходят в насосах, эксплуатирующихся в скважинах с наклонно-направленными стволами. Скопление свободного газа в повышенных частях рабочей ступени насоса кроме уменьшения его производительности способствует интенсификации проявления вибрационных нагрузок.

Существуют определенные методы борьбы с вредным влиянием свободного газа на работу ЭЦН:

- спуск насоса в зону, где давление на его приеме обеспечивает оптимальную подачу жидкости и устойчивую работу насоса;
- применение сепараторов различных конструкций;
- монтаж на приеме насоса диспергирующих устройств;
- принудительный сброс газа в затрубное пространство;
- применение комбинированных насосов.

Увеличение глубины погружения насоса под динамический уровень жидкости приводит к уменьшению газосодержания смеси у входа в насос за счет возрастания давления. При отсутствии каких-либо ограничений (высокая температура, большой темп набора кривизны ствола скважины и др.), за счет увеличения погружения во многих случаях можно сводить входное газосодержание смеси до вполне допустимой для ЭЦН величины - 10-15 %.

При сравнительно невысокой газонасыщенности нефти (до » 50 , 60 м³/м³) и не очень высоких значениях давления насыщения (до » 10 МПа)

обычно так и поступают. В том случае если давление насыщения нефти и газонасыщенность достигают высоких показателей ($G = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $P_{\text{нас}} = 12 \text{ МПа}$), для достижения упомянутых значений входного газосодержания смеси требуется весьма большое заглубление насоса. [26]

В газосепараторах происходит отделение свободного газа от жидкости перед входом в насос, отсепарированный газ направляется в кольцевое (затрубное) пространство скважины. Газосепараторы обеспечивают эффективную работу насоса при откачке газожидкостных смесей при больших входных газосодержаниях, достигающих 75% и более. Отрицательной стороной применения газосепаратора является уменьшение использования работы газа в НКТ, поскольку основная часть свободного газа, отделенная на приеме насоса газосепаратором, уходит в затрубное пространство скважины.

Диспергаторы позволяют увеличить допускаемое значение объемного расходного газосодержания на приеме от 0,10 до 0,25 за счет образования тонкодисперсной структуры газожидкостной смеси. Конструкции диспергаторов разнообразны и они должны отвечать главному условию-создавать на приеме ЭЦН эффективную турбулизацию потока. Диспергаторы могут устанавливаться как вне, так и внутри насоса взамен нескольких первых рабочих ступеней. Диспергаторы эффективны в обводненных скважинах, образующих вязкую эмульсию, так как способствуют разрушению ее структуры.

В процессе эксплуатации скважины часть газа сепарируется из жидкости в области приема насоса в затрубное пространство. Накапливаясь в нем, газ может оттеснить жидкость до приема насоса и, попадая в насос, снизить его подачу или вызвать аварийную работу в режиме сухого трения. Также газ создает противодействие на пласт, уменьшая приток жидкости. Известны способы сброса газа из затрубного пространства путем применения

автоматически работающих обратных клапанов или эжекторов, отсасывающих газ принудительно.

Вредное влияние свободного газа на работу насоса уменьшается, если на приеме серийного насоса некоторое число ступеней заменит ступенями большей подачи. Обладая большим объемом каналов, эти ступени обеспечивают большой объем поступающей в насос ГЖС. При попадании в серийные ступени объем смеси уменьшается за счет сжатия и растворения газа в жидкости, чем и достигается оптимальная подача насоса [6].

2 ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН ОБУРОДОВАННЫХ УЭЦН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

2.1 Структурная схема системы «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса»

Систему «пласт-скважина-установка электроцентробежного насоса» следует рассматривать в виде двух различных подсистем: электромеханической и гидромеханической. Данный подход позволяет систематизировать входные и выходные данные, а также он является удобным для проведения анализа сложной системы. Структурная схема модели системы «пласт-скважина-УЭЦН» представлена на рисунке 1.



Рисунок 1 – Структурная схема модели системы «пласт-скважина-УЭЦН»

Характеристиками гидромеханической подсистемы являются расход(Q), напор(H), гидравлическая мощность(P_4), КПД насоса(η_H).

Характеристиками электромеханической подсистемы выступают потребляемый установкой ток (I), активная (P_1), реактивная (P_p) и полная мощность системы (S), КПД - h , коэффициент мощности.

Связь гидромеханической системы и электромеханической осуществляется через такие показатели, как частота вращения ротора ПЭД (ω) и момент нагрузки (M). Мощность, которая подводится электроцентробежному насосу (P_3 - мощность на валу насоса) для подъема

жидкости равна мощности, которой обладает двигатель на выходе (P_2 -мощность на валу электродвигателя).

Со стороны промышленной сети поступает мощность, со стороны гидромеханической системы момент нагрузки, в результате выходными параметрами электромеханической подсистемы будут такие энергетические показатели, как полезная мощность и частота вращения. Иными словами, модель двигателя в гидромеханической подсистеме в характеристиках насоса выражена в виде частоты вращения ротора, а модель насоса в электромеханической системе представлена моментом нагрузки. Связь между моделью скважины и моделью двигателя учитывается при расчете параметров двигателя в виде температуры окружающей среды.

Модель гидромеханической подсистемы является основой для проведения расчета основных рабочих показателей системы «пласт-скважина-УЭЦН» в зависимости от параметров скважины, насоса, НКТ, пласта и жидкости.

В общем виде математическое описание гидромеханических процессов представляет собой систему уравнений, которые описывают:

- приток флюида в скважину;
- поток жидкости в трубе;
- работу скважины в выбранной точке;
- работу насоса.

Модель притока нефти в скважину определяет связь между дебитом и депрессией, а также коэффициент продуктивности. Входными данными являются параметры пласта, параметры жидкости и параметры скважины.

Для построения кривой притока используют либо линейную модель, подчиняющуюся закону Дарси или уравнение Вогеля.

Уравнение Вогеля применимо при забойном давлении меньшим давления насыщения, когда характеристика скважины не соответствует линейной зависимости. Результатом модели притока является индикаторная

диаграмма, показывающая потенциальный дебит скважины. Входными данными расчета притока служат параметры пласта, жидкости и скважины. Закон Дарси и уравнение Вогеля представлены формулами 3,4 соответственно [8].

$$Q_{ж} = \left\{ \begin{array}{l} K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{заб}), P_{заб} \geq P_{нас}, (3) \\ K_{прод} \cdot (P_{пл} - P_{нас}) + \frac{K_{прод} \cdot P_{нас}}{1,8} \cdot (1 - 0,2 \frac{P_{заб}}{P_{нас}} - 0,8 (\frac{P_{заб}}{P_{нас}})^2), P_{заб} < P_{нас}, (4) \end{array} \right\}$$

Где $K_{прод}$ -коэффициент продуктивности м³/сут/Па;

$P_{пл}$, $P_{заб}$, $P_{нас}$ - пластовое, забойное, насыщения давления соответственно, Па

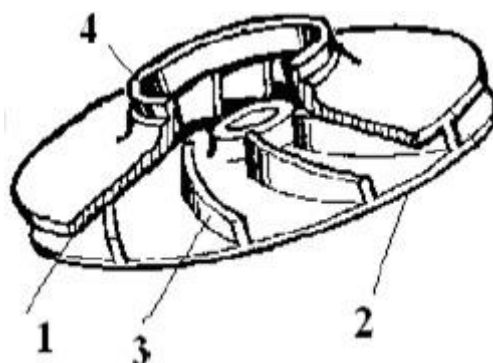
Модель потока жидкости в трубе определяет потери давления флюида по стволу скважины на трение, изменение потенциальной и кинетической энергии потока. Входными данными являются параметры флюида, конструкция и инклинометрия скважины.

Модель работы скважины в выбранной точке позволяет описать разделение потока жидкости на компоненты притока и оттока. Результатом моделирования является определение давления, которое должен развивать насос, чтобы обеспечить планируемый дебит. Исходными данными являются буферное давление, затрубное давление, глубина спуска насоса, коэффициент сепарации, а также конструкция обсадной колонны и конструкция колонны НКТ.

Модель насоса описывает его паспортные характеристики: подачу, напор, мощность и КПД. Зависимость напора насоса от его подачи называется напорной характеристикой насоса, зависимость потребляемой мощности и коэффициента полезного действия от подачи является энергетической характеристикой насоса. Согласно напорной характеристики насоса, по мере снижения напора насоса количество жидкости, которую он может перекачивать увеличивается. Совокупность напорной характеристики

и энергетических характеристик на одном графике образуют комплексную характеристику насоса.

Центробежный насос состоит из вала насоса, на который насажены центробежные колеса, которые устанавливаются поочередно с направляющими аппаратами, закрепляемыми неподвижно в корпусе насоса. Центробежное колесо и направляющий аппарат в совокупности представляют собой ступень насоса. Конструкция рабочего колеса представлена на рисунке 4.



1- передний диск; 2- задний диск; 3- лопасти; 4- входное отверстие

Рисунок 4 – Конструкция рабочего колеса

Рабочее колесо насоса состоит из двух дисков между которыми находятся лопасти.

Принцип действия насоса заключается в следующем: вал передает вращение рабочему колесу, которое оказывает давление на жидкость. За счет возникающей центробежной силы жидкость направляется от центра рабочего колеса к периферии и, попадая в направляющий аппарат, подводится к следующему колесу и так далее, в результате в центре создается пониженное давление, а в периферийной части повышенное.

Погружной электродвигатель является приводом электроцентробежного насоса. Состав электродвигателя: ротор, статор, муфта токоввода, корпус. Двигатели выпускаются с различными габаритами, с различной мощностью и конструкцией, что позволяет подобрать наиболее оптимальное сочетание системы «электроцентробежный насос - погружной

электродвигатель» для достижения максимальной энергоэффективности [21].

Станция управления питает погружной электродвигатель с поверхности электроэнергией по силовому кабелю через трансформатор, повышающий напряжение промышленной сети до величины рабочего напряжения погружного электродвигателя. Также станция управления включает в себя контрольно-измерительную аппаратуру, осуществляющую полный контроль работы двигателя и автоматику, которая отключает электродвигатель при аварийных режимах его работы. Например, в случае резкого возрастания силы тока, в частности, при заклинивании валапогружного насосного агрегата, срабатывает защита по перегрузке и отключает установку. В случае падения силы тока, например, вследствие срыва подачи из-за вредного влияния свободного газа, срабатывает защита от срыва подачи и также отключает установку электроцентробежного насоса.

В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы. В ручном режиме после остановки УЭЦН (например, из-за аварийного отключения электроэнергии) повторно запустить насос в работу можно только вручную. В автоматическом же режиме предусмотрен запуск установки через некоторое время после возобновления подачи электроэнергии. Это удобно тем, что для запуска установок нет необходимости объезжать все скважины фонда. Стоит отметить, что при работе установки в суровых климатических условиях при низких температурах возникает риск замерзания устьевого арматуры, а также выкидной линии скважины при остановке работы насоса, в следствии чего использование автоматического запуска нежелательно [30].

Современные станции управления позволяют также, при наличии соответствующих датчиков, установленных в погружном оборудовании, контролировать давление и температуру на приёме ЭЦН, а также уровень вибрации.

2.2 Технологические решения при эксплуатации скважин с установкой электроцентробежного насоса, направленные на оптимизацию процесса

2.2.1 Осложненные условия

Большое количество установок электроцентробежных насосов работает в осложненных условиях, что приводит к сокращению такого параметра, как наработка на отказ. Например, в скважинах с высоким содержанием песка межремонтный период ниже в 5-10 раз, в коррозионно-активных в 3-6 раз, с высоким газо- содержанием в 1,5-4 раза чем в скважинах, в которых отсутствуют данные осложнения. К основным осложняющим факторам относятся:

- солеотложения на рабочих органах насоса;
- механические примеси в откачиваемой жидкости;
- асфальтосмолопарафиновые отложения;
- коррозия оборудования;
- наличие свободного газа;

1) Солеотложения. Под солеобразованием понимают процесс выпадения солей из добываемого флюида, осаждением его в порах пласта, на поверхности фильтра, эксплуатационной колонне, НКТ и оборудовании, спущенном в скважину.

Причины выпадения солей:

- изменение термобарических условий в скважине при эксплуатации;
- смешивание вод различного состава, несовместимых друг с другом;
- высокая обводненность скважины;
- шероховатость поверхности рабочих органов насоса (повышенные адгезионные свойства);
- свободное газо- содержание на приеме насоса (выделение углекислого газа).

Вода является важным элементов в процессе солеобразования,

поскольку содержит большое количество солеобразующих ионов в карбонатных породах содержит в себе избыток катионов кальция и магния, в терригенных породах вода насыщена ионами бария и стронция, также в пластовой воде присутствуют растворенные газообразные вещества, такие как углеводородные газы и углекислый газ. Точный ионный состав воды имеет сложную зависимость от процессов, происходящих при движении флюида.

При смешивании несовместимых вод между собой каждая имеет определенный химический состав, в результате может произойти перенасыщение тем или иным компонентом, который начинает выпадать в осадок [6].

Изменения термобарических условий также приводит к увеличению солеотложений. Растворимость солей сокращается при повышении температуры, что приводит к повышению скорости кристаллизации в насосе. При снижении давления газ начинает выделяться из жидкости, что существенно влияет на растворимость карбоната кальция, увеличивая процесс осаждения частиц. Самым интенсивным местом солеобразования принято считать электроцентробежный насос, поскольку высокая скорость движения жидкости в проточных деталях ЭЦН приводит к уменьшению давления и выделению свободного газа.

При наличии шероховатости поверхности оборудования солеобразование также увеличивается, поскольку работа, требуемая для образования зародыша кристаллизации на гладкой поверхности больше, чем на поверхности, имеющей углубления.

В результате процесс образования солеотложений приводит к ускоренному износу оборудования. Увеличивается процент вероятности заклинивания установки электроцентробежного насоса при СПО в скважине, ухудшается теплообмен. При отложениях на рабочих органах насоса увеличивается износ, повышается вибрация, которая влечёт за собой

попадание пластовой жидкости в полость погружного электродвигателя и замыкание обмотки. В момент короткого замыкания обмотки ПЭД, где резко повышается давление во внутренней полости и гидрозащиты, что может вызвать разрыв диафрагмы гидрозащиты.

2) Механические примеси могут являться продуктом разрушения пласта, частиц коррозии погружного оборудования, солеобразования. Вынос песка из пласта приводит к нарушению устойчивости пород в призабойной зоне, к обвалу пород, что может привести к деформации эксплуатационной колонны. Также наличие механических примесей способствует либо заклиниванию секций насоса, либо прекращению подачи в результате перекрытия проходных каналов рабочих органов насосов. При повышении депрессии на пласт количество выносимых из пласта в скважину механических примесей увеличивается. В результате увеличивается коэффициент трения, появляется вибрация в насосе, ухудшается охлаждение электродвигателя, что приводит к росту температуры в зоне установки насоса. Рост температуры увеличивает вероятность выпадения солей из пластовой воды [22].

На вероятность отказа установки электроцентробежного насоса за счет засорения механическими примесями влияют следующие факторы:

- Содержание механических примесей в жидкости (КВЧ);
- Объем проходных сечений рабочих органов насоса;
- Дебит жидкости;

Механизм отказа УЭЦН при наличии механических примесей делится на два вида заклинивание при абразивном износе и заклинивание насоса от механических примесей. В первом случае механические примеси попадая в насос изнашивают рабочие элементы насоса, вследствие чего происходит заклинивание, во втором случае происходит рост трения из-за находящихся в насосе механических примесей, в данном случае промывка способствует восстановлению его работоспособности. Под изнашиванием понимают

процесс разрушения и отделения материала с поверхности твердого тела при трении, проявляющийся в виде изменения размеров тела.

3) Асфальтосмолопарафиновые отложения представляют собой сложную углеводородную физико- химическую смесь, обладающей высокой вязкостью. В состав АСПО входят смолы, парафины, асфальтены, сера, также отложения содержат небольшое количество механических примесей. Основные причины образования асфальтосмолопарафинистых отложений:

- снижение температуры. Охлаждения газонефтяного потока ниже температуры насыщения нефти парафином вследствие теплообмена через стенки труб и эксплуатационной колонны приводит к образованию твердой фазы;

- снижение давления ниже давления насыщения увеличивает объем выделяющегося газа, в результате понижается температура потока жидкости, что приводит к увеличению выпадения парафина;

- при изменении скорости течения наблюдается две зависимости: а) увеличение интенсивности накопления отложений за счет увеличения массопереноса; б) уменьшение интенсивности отложений при достижении скорости потока определенных значений за счет удерживания кристаллов парафина во взвешенном состоянии;

- шероховатость рабочих поверхностей;

- при повышенной обводненности продукции интенсивность образования АСПО снижается, так как теплоемкость воды выше теплоемкости нефти, что приводит к повышению температуры потока.

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках НКТ увеличивает сопротивление движению добываемого флюида, увеличивая противодействие в насосе. Это приведет к уменьшению коэффициента полезного действия (КПД) установки, увеличению энергетических затрат, возможны перегревы электродвигателя электроцентробежного насоса и выходу его из строя.

4) Коррозия. Под коррозией понимают самопроизвольное разрушение металлов в результате химического и электрохимического взаимодействия с окружающей средой. Основными факторами, увеличивающими коррозионное разрушение оборудования, являются обводненность и состав пластовой жидкости (рН, минерализация пластовой воды, высокое содержание кислорода (O_2), сероводорода (H_2S), углекислого газа (CO_2), хлорид ионов, ионов железа). Также скорость распространения увеличивается при повышении силы тока и напряжения в кабельных линиях и погружных электродвигателях, а также при росте скорости газожидкостной смеси.

Результатом коррозии является разрушение обсадных колонн, колонны НКТ, их резьбовых соединений, неработоспособное состояние деталей ПЭД и ЭЦН, что приводит к затратам на их ремонт.

Наличие свободного газа снижает КПД насоса. Часть энергии, которая подводится от погружного электродвигателя к электроцентробежному насосу тратится на сжатие газовых пузырьков и полное растворение в нефти. В следствии уменьшение подачи возможны перегревы погружного электродвигателя и выход его из строя. Возможны срывы подачи, так как при попадании в центробежный насос газа уменьшается плотность смеси, нарушается кинематика потока в каналах рабочего колеса, за счет образования и заполнения газом каверн.

При увеличении давления газа между НКТ и обсадной колонны, происходит увеличение динамического уровня в скважине, при достижении критического значения которого происходит срыв подачи и выход из строя установки. При увеличении динамического уровня необходимо увеличивать глубину подвески насоса, что приводит к дополнительным затратам на насосно- компрессорные трубы, электрический кабель, также увеличивается время СПО, повышается вероятность обрывов установки [11].

2.2.2 Технологии повышающие эксплуатационные характеристики УЭЦН

Рассмотренные в пункте 2.2.1 осложнения приводят увеличению прямых и косвенных экономических затрат.

К данным затратам можно отнести следующие:

- Преждевременный выход из строя ЭЦН.
- Затраты на ремонт или закупку нового оборудования.
- Затраты на ПРС.
- Косвенные потери не добытой нефти из-за простоя скважины вовремя ремонта.
- Снижение проницаемости ПЗП и прямые потери нефти.

Рассмотрим разработанные технологии, позволяющие повысить эффективность работы УЭЦН.

Механические примеси. В основном для борьбы с механическими примесями используют различные входные щелевые и скважинные фильтры. Входной щелевой фильтр предназначен для предотвращения попадания в рабочие органы электроцентробежного насоса механических частиц, которые содержит пластовая жидкость, устанавливается между гидрозащитой и нижней секцией насоса. Принцип действия основан на задержке частиц на фильтрующих элементах, за счет вибрации насоса в процессе его работы происходит их дальнейшее осаждение в зумпф скважины. Применение данных фильтров наиболее эффективно при среднем диаметре выносимых частиц более 300 мкм. Недостатками применения фильтра является увеличение длины УЭЦН, применение возможно только с газосепаратором без входного модуля. При наличии в добываемой жидкости глины возможно засорение поверхности фильтра.

Применение модульных шламоуловителей, также позволяет осуществить защиту от механических примесей. Установка модульных шламоуловителей осуществляется между входным модулем и нижней

секцией насоса, работа осуществляется в составе погружной установки. Под действием центробежных сил механические примеси отбрасываются к периферии и собираются в аппараты-накопители. Данный фильтр рекомендовано использовать в скважинах с КВЧ более 100 мг/л для УЭЦН обычного исполнения и с КВЧ более 500 мг/л для УЭЦН износостойкого исполнения. Недостаток можно отнести то, что механические примеси остаются в фильтре, применение возможно только с газосепаратором без входного модуля, увеличение общей длины УЭЦН.

Следующим вариантом защиты погружного оборудования от механических примесей является использование погружного сепаратора механических примесей, который устанавливается к верхней части гидрозащиты, верхняя часть которой присоединяется к двигателю с двухсторонним выходом вала. Флюид поступает из пласта в скважину и попадает в погружной сепаратор, где за счет центробежных сил происходит отделение твердых частиц. Твердые частицы накапливаются в контейнере, при наполнении которого дальнейшее оседание частиц происходит в полость скважины. Погружной сепаратор осуществляет эффективную очистку флюида от частиц с размером 100 мкм и менее. Основным недостатком данного оборудования- высокая сложность конструкции.

При эксплуатации УЭЦН эрозионный износ происходит под воздействием абразивных частиц (механических примесей), движущихся с потоком пластовой жидкости. Механические примеси и пыль, состоящая из кварцевых и других твердых частиц, по твердости превосходящих металл рабочих поверхностей ступени, вызывают истирание элементов проточной части. Разрушению подвергаются детали и их поверхности, не входящие в механический контакт с другими деталями («промывы»). Физическая природа «промыва» заключается в воздействии на поверхность детали вихреобразного потока жидкости.

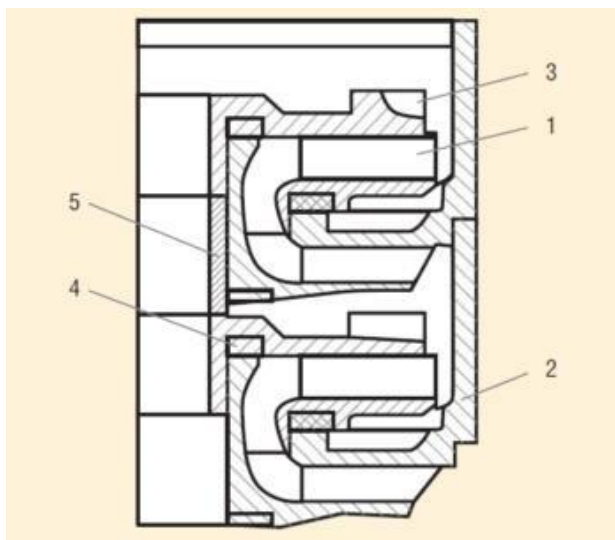
Помимо дополнительного оборудования, которое включается в

компоновку установки электроцентробежного насоса защитой от механических примесей служит применение ступеней в износостойком исполнении [7].

Для защиты от механических примесей используется двухопорная ступень насоса. Ступень двухопорной конструкции представлена на рисунке 5. Двухопорная конструкция электроцентробежного насоса отлично зарекомендовала себя при работе в сложных условиях работы, в первую очередь при повышенных значениях механических примесей. Применение данной конструкции позволяет увеличить наработку на отказ установки электроцентробежного насоса за счет увеличения ресурса работы ступеней в среднем на 30%.

При работе данных ступеней наблюдается:

- уменьшение вибрации, за счет устойчивости рабочего колеса, в следствии увеличенной длины посадки колеса на вал;
- вал насоса сильнее защищен от гидроабразивного воздействия;
- увеличена длина шпоночного паза, что минимизирует нагрузку на шпонку и исключает проворачивание ступени.



1- рабочее колесо; 2- направляющий аппарат; 3- проточка; 4-дополнительная опора; 5- уплотнительная втулка.

Рисунок 5 –Ступень двух опорной конструкции из серого чугуна.

По опыту внедрения двухопорных ступеней на Самотлорском месторождении наработка на отказ по сравнению с одноопорными ступенями увеличилась в 1,5 раза.

Рабочие колеса FLEXPump. При изготовлении рабочих колес FLEXPump компания BakerHughes использует карбид-вольфрамовые опорные узлы, что позволяет повысить износостойкость конструкции УЭЦН. Данная технология позволяет повысить эффективность и надежность работы оборудования, увеличить межремонтный период, наработку на отказ, снизить операционные затраты.

Использование рабочих колес FLEXPump обеспечивает улучшенную работу УЭЦН в расширенном рабочем диапазоне за счет приближения осевой нагрузки к нулю, а также в средах с высоким содержанием газа и мехпримесей [20].

Еще одним способом защиты УЭЦН от влияния механических примесей является применение конструкции открытого рабочего колеса. Рабочее колесо открытого типа представлено на рисунке 4.

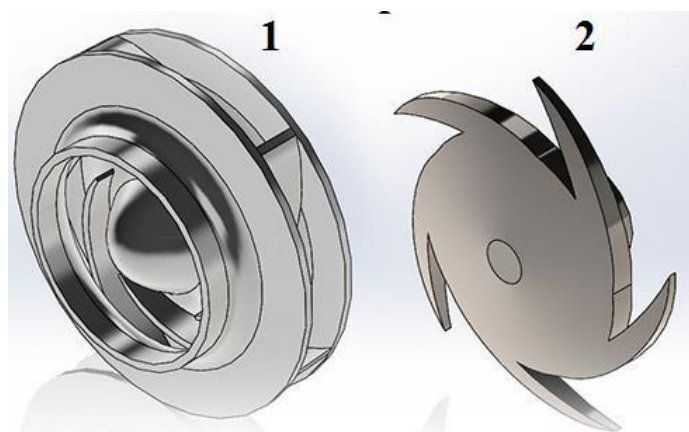


Рисунок 4– Конструкция рабочего колеса закрытого (1) и открытого типа (2)

Конструкция данного рабочего колеса предусматривает отсутствие верхнего и нижнего диска, что позволяет их использование в условиях высокого содержания КВЧ, высоких скоростей осаждения солей и парафинов, высокого газосодержания, так как в конструкции данного рабочего колеса отсутствуют стенки проточных каналов, также данная

конструкция обладает меньшим весом и габаритом по сравнению с колесами ЭЦН и ВНН.

Помимо преимуществ данная конструкция имеет ряд недостатков, таких как более низкий КПД из-за утечек жидкости вследствие отсутствия дисков, также проблемой является сложность установки осевых опор. Высокоточное изготовление по соблюдению минимальных зазоров для получения энергетических характеристик, сходных с характеристиками обычных ступеней, увеличивает стоимость данной конструкции.

Коррозия. Для защиты от коррозии зачастую используют коррозионно-стойкие материалы, протекторную защиту и ингибиторы коррозии. Введение ингибитора в коррозионную среду позволяет снизить риск возникновения коррозии погружного оборудования. Принцип действия ингибитора заключается в его осаждении на поверхности металла и образовании в результате химической реакции пленки, которая покрывает всю защищаемую поверхность.

Подбор ингибитора и его оптимальной дозировке производится в лабораторных испытаниях на типовой модели химического состава воды месторождения. При этом учитывается себестоимость использования конкретных ингибиторов. Универсальной программы для лабораторных испытаний не существует, она определяется программой испытаний (ПИ).

В настоящее время на многих скважинах во многих компаниях внедрена система протекторной защиты оборудования от коррозии. Чаще всего протектор представляет собой алюминиево-магниевую смесь. Наиболее подверженными участками коррозии погружного оборудования являются следующие элементы: корпус погружного электродвигателя, газосепараторы, корпус электроцентробежного насоса.

Принцип действия протекторной защиты заключается в поляризации материала установки электроцентробежного насоса до безопасного потенциала за счет самоокисления (растворения), что в конечном счете

снижает активность коррозии основного насосного оборудования.

Схема размещения протекторной защиты, основанной на применении алюминиево-магниевых протекторов для УЭЦН, показана на рисунке 5.

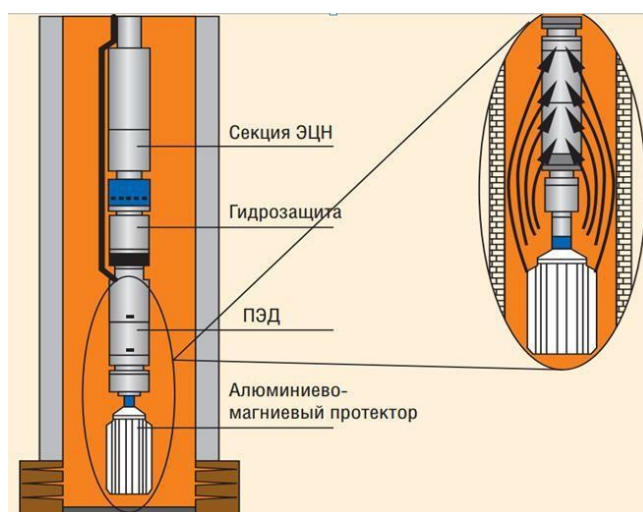


Рисунок 5 –Схема протекторной защиты УЭЦН

Покрытие Majorpack представляет собой многофакторную защитную систему, которая сочетает в себе как протекторные, так и барьерные свойства. Система применяется для защиты нефтепромыслового оборудования, эксплуатируемого в агрессивных средах.

Majorpack представляет собой дулексное покрытие, которое состоит из двух слоев защиты:

- 1) интерметаллидный слой, обеспечивающий протекторную защиту;
- 2) слой многокомпонентного полимера, обеспечивающий барьерную защиту.

Состав многокомпонентного полимера подбирается под конкретные скважинные условия и обеспечивает защиту от химической и кислотной коррозии, а также потоковых явлений. Такой состав обладает высокими гидрофобными свойствами и снижает вероятность образования АСПО на стенках НКТ. Интерметаллидный (протекторный) слой защищает НКТ от электрохимической, подпленочной и питтинговой коррозии, обеспечивая катодную защиту поверхности и тела трубы в случае повреждения барьерного слоя. В том числе он является основой для барьерного слоя [34].

Протекторный слой отличает высокая адгезия к телу НКТ (более 30 МПа) и микротвердость, в 2,5 раза превышающая показатели стали N80, а также повышенная стойкость к механическому воздействию. За время эксплуатации средняя наработка на отказ оборудования по данным объектам выросла в четыре и более раз.

Асфальтосмолопарафиновые отложения. Для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями возможно применение ингибиторов, путем дозирования ингибитора как с устья, так и установкой в скважину контейнера, наполненного химическим реагентом.

Также эффективным способом является применение специальных нагревательных кабелей в составе установок нагрева нефти. С помощью нагревательного кабеля по всей глубине скважины поддерживается определенная температура, выше той, при которой происходит выпадение парафина. Установка состоит из специального нагревательного кабеля, станции управления нагревом. Установка кабеля производится непосредственно в НКТ. Результатом работы данной установки является увеличение межремонтного периода работы подземного оборудования, отсутствует необходимость очистки НКТ механическими скребками, сокращаются потери нефти, затраченные на тепловые обработки скважины.

Солеотложения. Одним из основных способов борьбы с солеотложениями является дозирование ингибитора в затрубное пространство с помощью наземных дозирующих устройств, ингибитор движется по затрубному пространству до динамического уровня, смешивается с жидкостью и поступает на прием УЭЦН. Также возможно использование скважинных контейнеров, наполненных химическим реагентом, прикрепляемых к основанию ПЭД.

Конструктивным решением борьбы с солеотложениями являются УЭЦН с полимерными рабочими органами.

Техническая эффективность УЭЦН данного типа основана на том, что

скорость отложения кальцитов и других солей на полимерах значительно ниже, чем на нирезисте или чугуне. За счет меньшего веса рабочих низкоадгезионных органов достигается снижение энергопотребления при работе насоса на 30%, что было доказано в процессе стендовых испытаний. Полимерные материалы, применяемые для производства колес ЭЦН, не подвержены влиянию агрессивных сред.

Внедрение УЭЦН с полимерными рабочими органами позволит снизить энергопотребление, увеличить среднюю наработку на отказ на фонде скважин, осложненных коррозией и отложениями солей, а также сократить затраты на химизацию процессов добычи нефти.

Наличие свободного газа. Для устранения вредного влияния свободного газа ЭЦН, в основном, применяют различные сепараторы и диспергаторы. Сепаратор предназначен для уменьшения объемного содержания свободного газа, путем центробежного отделения газа от жидкости и дальнейшего сброса его в затрубное пространство. Диспергатор повышает степень измельченности газовых частиц, повышая однородность системы, благодаря чему улучшается работа центробежного насоса. За насосом в насосно-компрессорной трубе из перекачиваемой жидкости выделяется свободный газ, который расширяясь, совершает дополнительную работу по подъему жидкости из скважины. При использовании газосепаратора содержание свободного газа в откачиваемом флюиде может составлять до 55%, при использовании диспергатора до 30-40%, газосепаратора+диспергатора до 65%.

Так в настоящее время большинство скважин являются наклонно-направленными в условиях высокого газосодержания необходимо различать, что структура потока газожидкостной смеси зависит от профиля скважины. Если в вертикальных трубах газ распределен равномерно по сечению трубы, то в наклонных из-за более низкой плотности он скапливается в верхней части трубы. В этих условиях целесообразно применение видоизмененных

входных модулей, позволяющих блокировать верхние входные отверстия. Для этого был разработан барьерный приемный модуль газосепаратора [25].

Принцип работы газосепаратора с барьерным приемным модулем следующий: при спуске оборудования в наклонный участок скважины происходит смещение гравитационных манжет и блокирование верхних входных отверстий, тогда как нижние отверстия остаются открытыми. Данная конструкция обеспечивает стабильность работы УЭЦН в наклонных скважинах за счет увеличения коэффициента сепарации газа, снижает вероятность возникновения газовых пробок, уменьшает деградацию напорной и расходной характеристик насоса и обеспечивает эффективную работу в наклонных скважинах.

Еще одним конструктивным решением борьбы с высоким газосодержанием была разработка центробежно-вихревого колеса. Данное колесо сочетает в себе центробежное и вихревое. На ведущем диске устанавливается вихревой венец, который создает дополнительный поток жидкости, попадающей на лопатки направляющего аппарата. Кинетическая энергия этого потока преобразуется в напор, который складывается с давлением, создаваемым центробежной частью рабочего колеса. Напор данной ступени увеличился на 15–25% , при этом снижено трение и износ в осевом подшипнике, за счет уменьшения вихревыми лопатками осевой силы, действующей на колесо.

При работе в скважинах с высоким газовым фактором пузырьки газа, попадая в область вихревого венца, интенсивно диспергируются, что повышает устойчивость работы насоса при перекачке нефтегазовых смесей. Так, согласно результатам стендовых испытаний предельная объемная концентрация свободного газа на входе в центробежно-вихревой насос может быть в 1,5–2 раза больше, чем у центробежных насосов. Рабочие колеса ступеней электроцентробежного насоса представлены на рисунке 6.

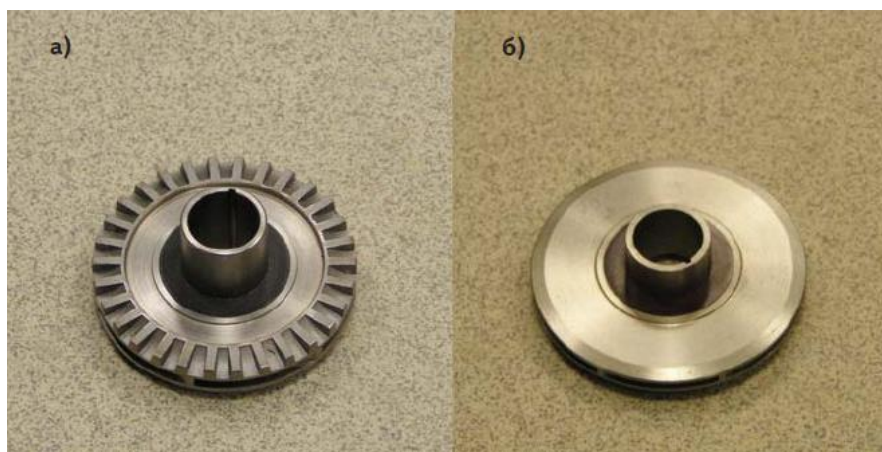


Рисунок 6 – Рабочие колеса ступеней электроцентробежного насоса а) центробежно-вихревые б) центробежные

2.2.3 Энергоэффективность установки электроцентробежного насоса

Процессы механизированной добычи являются наиболее энергоемкими. На подъем жидкости из скважины расход электроэнергии составляет около 55–60% от общего потребления. Распределение потерь электроэнергии узлов УЭЦН представлена на рисунке 7.

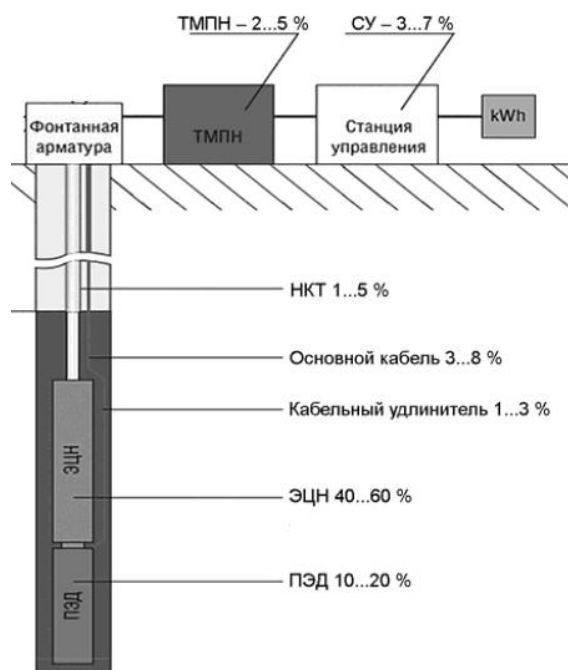


Рисунок 7 – Основные узлы УЭЦН и основные потери в них
Основные потери энергии поступающей от промышленной сети

приходится на центробежный насос (40–60%), погружной электродвигатель (10–20%), кабельную линию (3–8%), трансформатор (2–5%) и станцию управления (3–7%).

Под энергоэффективностью понимают рациональное использование энергетических ресурсов, то есть при том же уровне нагрузочной мощности уменьшение потребления энергии. Наибольшими потерями электроэнергии обладают центробежный насос и погружной электродвигатель, следовательно, в первую очередь необходимо повышать энергоэффективность этих элементов.

Как уже отмечалось ранее между мощностью, которую двигатель потребляет из сети (P_1), мощностью на валу двигателя (P_2) и гидравлической мощностью насоса (P_4) существует прямая связь.

Энергопотери погружного электродвигателя.

Эффективность погружного электродвигателя оценивается несколькими показателями:

а) Коэффициент полезного действия, под которым понимают отношение полезной мощности на валу двигателя (P_2) к мощности потребляемой двигателем из сети (P_1). Рассчитать коэффициент полезного действия можно по формуле 5:

$$\eta = P_2 / P_1 * 100 \quad 5$$

где P_2 - мощность на валу двигателя (кВт), P_1 - активная потребляемая мощность (кВт).

Следует отметить, что мощность выходная на валу двигателя равна мощности подводимой к валу электроцентробежным насосом. Потребляемая активная мощность двигателя (P_1) больше выходной мощности на валу двигателя на величину тепловых потерь.

Высокий коэффициент полезного действия ПЭД уменьшает потребление мощности из сети для создания той же самой мощности P_2 , также сокращает выделение энергии в виде тепла, следовательно повышает

срок службы электродвигателя.

б) Коэффициент мощности, определяется как отношение активной потребляемой мощности из сети к полной мощности, иными словами показывает долю активной мощности в полной, поступающей в электродвигатель. Рассчитать данный коэффициент можно по формуле 6:

$$\cos \varphi = \frac{P_1}{S} \quad (6)$$

где S – полная мощность (кВА)

Полная мощность состоит из активной и реактивной, полезная работа, затрачиваемая для передачи вращения вала насоса осуществляется за счет активной мощности. Чем выше значение реактивной мощности, тем выше потери активной. По настоящему энергоэффективной может считаться система с высоким значением как КПД, так и коэффициента мощности.

в) Коэффициент загрузки погружного электродвигателя, показывает отношение мощности на валу двигателя к номинальной мощности. Расчет коэффициента загрузки производится по формуле:

$$\beta = \frac{P_2}{P_{норм}} \quad (7),$$

Где $P_{норм}$ – номинальное значение мощности (кВт).

Типовые кривые зависимости КПД и коэффициента мощности асинхронного двигателя от коэффициента нагрузки представлены на рисунке 8.

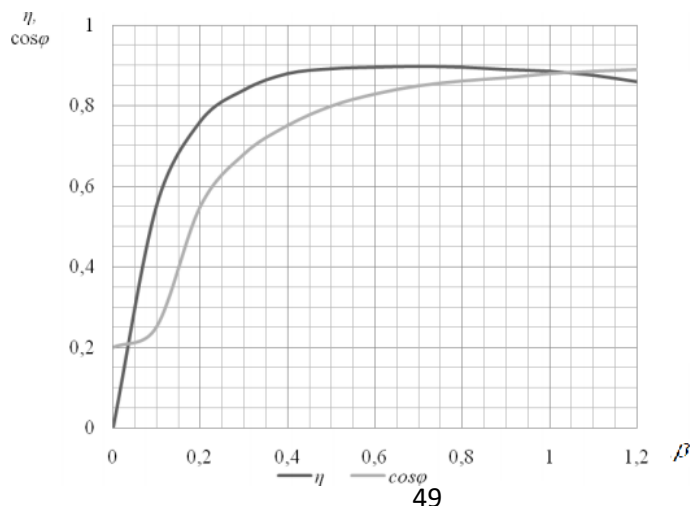


Рисунок 8 – Типовые кривые зависимости КПД и $\cos\varphi$ от коэффициента нагрузки

Согласно исследованиям для достижения максимальной энергоэффективности погружные электродвигатели должны эксплуатироваться в интервале 70-90% от номинальной выходной мощности ПЭД (мощность на валу). Снижение нагрузки ПЭД до 50% приводит к снижению КПД на 3-5% и к росту удельных затрат мощности. Также низкое значение коэффициента загрузки ПЭД приводит к падению коэффициента мощности ПЭД, что увеличивает реактивные потери в системе электропитания ЭЦН.

При использовании частотных преобразователей увеличение частоты вращения насоса приводит к увеличению потребляемой мощности в кубической зависимости, а мощность на валу ПЭД при этом возрастает только линейно. Следовательно, для того, чтобы иметь возможность увеличить частоту вращения вала ЭЦН необходим недогруз на валу ПЭД при стандартной частоте питающего тока.

Энергопотери в погружном электродвигателе можно уменьшить, используя в работе вентильные электродвигатели.

Вентильный электродвигатель работает в комплекте с насосами, кабельными линиями и трансформаторами, используемыми в составе обычных УЭЦН с асинхронными погружными электродвигателями.

ВЭД является очень востребованным нефтедобывающим оборудованием, обладают повышенным ресурсом работы и потребляют на 15-20% меньше электроэнергии чем асинхронные двигатели.

Конструктивным отличием ВЭД от асинхронного наличие постоянных магнитов вместо медных стержней. Конструкция ВЭД представлена на рисунке 9.

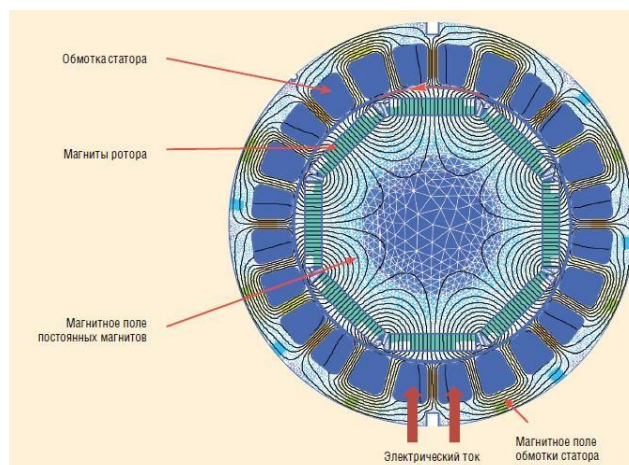


Рисунок 9 – Конструкция вентильного электродвигателя

На обмотку статора ВЭД подается напряжение и под действием электрического тока вокруг проводников обмотки статора возникает электромагнитное поле, постоянные магниты также создают собственное магнитное поле. Взаимодействие двух данных полей приводит ротор в движение. Применение магнитов позволяет не тратить электроэнергию на создание электродвижущей силы в роторе. ВЭД обладает более высоким КПД и меньшим энергопотреблением в сравнении с асинхронным двигателем. Для сравнения 117 габарита синхронного электродвигателя обладает КПД 85% и $\cos\varphi$ 0,84, вентильный же электродвигатель обладает КПД 95% и $\cos\varphi$ 0,95. Конструкция ВЭД позволяет регулировать частоту вращения двигателя, позволяя компенсировать неточность подбора оборудования или для оптимизации работы системы «пласт-скважина-УЭЦН». Также секция ротора ВЭД обладает меньшими размерами, что позволяет изготавливать двигатели меньших габаритов, что является преимуществом при использовании УЭЦН в наклонных скважинах. Стоит отметить, что при использовании вентильных электродвигателей снижение потерь энергии также наблюдается в кабеле, станции управления и трансформаторах частоту вращения вентильного электродвигателя можно изменять за счет изменения силы тока, в то время как частота вращения асинхронного двигателя может изменяться за счет изменения частоты тока с

помощью частотных преобразователей.

Высокий КПД позволяет снизить энергопотребление, уменьшить перегрев обмотки двигателя, в асинхронных электродвигателях в виде тепла выделяется около 15-30%. Уменьшение перегрева электродвигателя увеличивает ресурс работы, снижает вероятность появления солевых отложений, снижает интенсивность коррозии. Уменьшенный габарит вентильного двигателя уменьшает проблемы при спусках и подъемах в искривленных скважинах. Возможность широкого регулирования частоты вращения позволяет работать программе «Интеллектуальная скважина».

Стоимость вентильных электродвигателей достаточно высокая, поэтому многие скважины продолжают работать с асинхронными погружными электродвигателями.

Также для повышения энергоэффективности УЭЦН возможно применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности (ВКРМ), который позволяет компенсировать реактивную мощность в скважине, тем самым уменьшая ток, протекающий по кабелю, увеличивая энергоэффективность работы установки. ВКРМ устанавливаются ниже погружного электродвигателя, во время работы ПЭД потребляет активную и индуктивную мощность, а ВКРМ вырабатывает емкостную. Индуктивная и емкостная мощности компенсируют друг друга, тем самым уменьшается ток, протекающий по электрическому кабелю. В результате уменьшаются потери активной мощности и повышается энергоэффективность работы УЭЦН.

1) Энергопотери в электроцентробежном насосе.

Коэффициент полезного действия электроцентробежного насоса называют отношением гидравлической мощности к мощности, подводимой к валу ЭЦН. Ни один насос не способен всю мощность, которую получает от двигателя преобразовывать в полезную мощность, затрачиваемую на подъем флюида. КПД насоса зависит от подачи, подача насоса при которой КПД максимален называется оптимальной.

Наличие потерь различного характера приводят к снижению КПД насоса. Главной задачей при проектировании является минимизация таких потерь, путем разработки такой конструкции ЭЦН, в которой данные потери сведены к минимуму.

Основными потерями ЭЦН являются гидравлические, механические и объемные. Объемные потери учитывают различные утечки и перетоки жидкости из области с высоким давлением в область низкого давления, через пространство между рабочим колесом и корпусом.

Гидравлические потери делят на потери возникающие за счет силы трения в вихрях и трение жидкости о твердые элементы насоса. Потери на трение связаны с конструктивными особенностями насоса (размеры проточной части, качество обработки стенок и поверхности насоса).

Вихревые потери возникают при резких поворотах, сужениях и расширениях внутри корпуса, также сильное вихреобразование происходит при ударах потока от вращающиеся лопасти.

Под механическими потерями понимают потери, на трение в подшипниках. В оптимальном режиме внешние механические потери, исходя из опытных данных, составляют примерно 1% от мощности насоса. Также мощность насоса расходуется на преодоление жидкостного трения дисков колеса между корпусом и рабочим колесом.

Суммарный коэффициент полезного действия равен произведению трех различных коэффициентов (гидравлического, объемного и механического), которые по-разному влияют на насос. Для наибольшей энергоэффективности используемого электроцентробежного насоса, необходимо увеличивать КПД насоса за счет использования новейших конструкций в ступени, а также за счет оптимизации рабочей точки, в которой коэффициент полезного действия выбранного насоса максимальный.

2) Энергопотери в кабельной линии.

Энергопотери в кабеле составляющие (3-8%) сильно зависят от силы

тока протекающего по ним, а также от сечения кабельной линии и температуры скважиной продукции. В процессе работы погружного электродвигателя большой процент энергии выделяется в виде тепла, что приводит к увеличению температуры окружающей среды.

Потеря мощности в кабельных линиях зависит от электрического сопротивления жилы кабеля и от тока в двигателе, следовательно, уменьшение тепловых потерь может достигаться путем увеличения сечения жил кабеля, что приведет к уменьшению электрического сопротивления. Однако при данном методе необходимо проводить дополнительную оценку экономической целесообразности данного проекта путем сравнения затрат на электроэнергию после замены кабеля на большее сечение и увеличение капитальных вложений на закупку кабеля. Также снизить потери мощности в кабельных линиях можно за счет повышения КПД ЭЦН, поскольку уменьшится мощность, потребляемая насосом, что позволяет уменьшить мощность ПЭД и снизить рабочий ток. Рассмотрим общие требования, предъявляемые к кабельной линии:

- обеспечение достаточного зазора между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и НКТ (муфты НКТ) с кабелем;
- обеспечение достаточного зазора между внутренней стенкой эксплуатационной колонны и ЭЦН с удлинителем;
- обеспечение работы с номинальными параметрами при расчетном рабочем токе и напряжении, то есть оптимальное сечение кабеля;
- обеспечение длительного срока работы при расчетной температуре при определенных скважинных условиях (давление, температура, газовый фактор, коррозионная среда).

Факторами, которые влияют на ресурс работы установки электроцентробежных насосов являются: солеобразование, свободное газосодержание, механические примеси и коррозия оборудования. Технологические решения, которые обеспечат повышенный ресурс работы

установки и повысят наработку на отказ при данных факторах приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Осложняющие факторы и технические решения снижающие их влияние

Фактор	Технологическое решение
Свободное газосодержание	-применение газосепаратора -применение диспергатора -применение ступеней с открытым рабочим колесом -применение барьерного приемного модуля газосепаратора -применение центробежно-вихревого колеса
Солеобразование	-использование ингибитора -применение полимерных рабочих органов -применение ступеней с открытым рабочим колесом
Механические примеси	-использование входного щелевого фильтра -использование модульного шламоуловителя -применение погружного сепаратора механических примесей -применение ступеней с открытым рабочим колесом -использование двухопорной конструкции
Коррозия	-использование коррозионностойкого материала -использование протекторной защиты -использование ингибитора

Конструктивными изменениями погружного электродвигателя, направленными на оптимизацию процесса нефтедобычи, являются:

- применение вентильных двигателей;
- использование внутрискважинного компенсатора реактивной мощности.

3 МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОДБОРУ СИСТЕМЫ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА- УСТАНОВКА ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА»

3.1. Характеристики программных комплексов для проведения расчетов подбора насоса

Современные подходы при решении задачи оптимизации процессов нефтедобычи основываются на использовании информационных технологий и математических методов моделирования. Математические модели обладают широкими возможностями при изучении влияния параметров на показатель качества функционирования системы.

С развитием компьютерной техники отпала необходимость во многих упрощениях. Расчеты, которые проводил человек длительное время, при помощи компьютера обрабатываются в считанные секунды. Использование электронно-вычислительной машины позволяет помимо экономии времени повысить точность расчетов, учесть инклинометрию скважины, использовать различные интегральные зависимости, отказавшись от упрощенных формул[18].

Внедрение в производство электронно-вычислительных машин, позволило повысить точность расчетов, за счет отказа от различных упрощений. При машинном подборе УЭЦН к скважине:

1) При расчете перепада давления в насосно-компрессорных трубах учитываются потери на трение, потери на преодоление сил тяжести, инерционной составляющей, а также работа газа.

2) Расчет плотности добываемой смеси учитывает такие величины, как скольжение газовой фазы по отношению к нефтяной и скольжение нефти относительно воды. Относительная скорость учитывается как на участке «забой скважины-прием насоса» так и на участке «нагнетание насоса-устье».

Электронно-вычислительная машина позволяет учитывать термодинамические зависимости процесса разгазирования (давление, температуру, коэффициент сжимаемости) и истинное газосодержание,

которое зависит от структуры потока и влияния вязкостных сил. При этом необходимо учитывается вязкость не только жидкой фазы откачиваемого флюида, но и вязкость попутного нефтяного газа.

3) Наличие электронно-вычислительной машины позволяет провести точный термодинамический расчет, который учитывает теплотворную способность погружного оборудования, процессы теплообмена в погружном насосе, на внешних поверхностях ПЭД и кабеля, теплопередачу от потока пластовой жидкости к стенкам НКТ и обсадной колонны и теплообмен с окружающей средой.

Функциональные возможности и основные характеристики программ, выделенные по их описаниям, приведены в таблице 2.

Таблица 2- Характеристики программных продуктов, предназначенных для моделирования работы УЭЦН

<i>Программы подбора</i>	<i>Sub PUMP</i>	<i>Well Flo</i>	<i>Red a</i>	<i>ESP</i>	<i>SPIN NAKER</i>	<i>Novomet Sel- Pro</i>	<i>Авто- технолог</i>	<i>Ros PUMP</i>
Параметры программы	1	2	3	4	5	6	7	8
Наличие базы данных УЭЦН	+	+	+/-	+/-	+	+	+	+
Режим Автоподбора оборудования	-	-	+	+	+	+	+	+
Учет ограничений всех уровней при подборе	+	-	+	+	+	+	+	+
Технико-экономические оценки подбора	+	+	+	+	+	+	+	+
Трехмерная геометрия скважины	-	-	-	-	+	+	+	+
Деформация погружного агрегата	-	-	-	-	+	+	-	-
Учет фонтанирования по затрубью	-	-	-	+	+	+	+	+
Учет освоения скважины	-	-	+	+	+	+	+	+
Тепловой расчет ЭЦН	+	-	-	+	+	+	+	+

Тепловой расчет ПЭД	-	-	+	+	+	+	+	+
Тепловой расчет кабеля	-	-	-	-	+	+	+	+
Конверсия единиц измерения	+	+	-	-	+	+	+	+

Программа SubPUMP появилась на рынке в 1997 году. Программа позволяет пользователю работать с различными системами измерений (СИ, американская, канадская и т.д.); включает библиотеку соотношений «давление- объем-температура» для различных пластовых флюидов; зависимости вязкости от изменения температуры, которые используют в расчетах движения флюида по колонне обсадных и насосно-компрессорных труб, а также в погружном насосе. База данных содержит информацию о характеристиках насоса, ПЭД, кабельных линиях, производимых крупнейшими поставщиками. Программный комплекс SubPUMP позволяет подобрать оптимальную систему «пласт- скважина-УЭЦН», работающую с максимальным КПД и минимальной себестоимостью добычи единицы скважинной продукции.

Программный комплекс FloSystem3, разработанный компанией EdmburgPetroleumServices состоит из двух программ WellFlo и FieldFlo. Данная программа позволяет производить построение модели скважины графическим способом, а также производить подбор оборудования для различных условий эксплуатации. Программа FieldFlo позволяет создать общую модель месторождения или отдельных скважин, с учетом взаимного влияния нагнетательных и добывающих скважин, а также процессы фильтрации пластовой жидкости. База данных обладает обширной информацией о характеристиках насосов крупнейших мировых производителей, а также содержит зависимости изменения давления, температуры, газосодержания и других параметров в любой точке интервала «забой- устье скважины».

Программа СПИНАКЕР содержит большую базу данных, в которую входит информация о конструкции скважин, свойствах флюидов, о характеристиках электроприводного насосного оборудования. Также стоит отметить, что данная программа имеет наименьшее количество допущений, что требует оперативного получения полной и геолого-технической информации, без которой применение данного комплекса является нецелесообразным.

Программный комплекс «Автотехнолог» очень распространен в нефтяной промышленности, поскольку позволяет производить подбор всех типов насосных установок для добычи нефти. Программа позволяет использовать существующие базы данных на нефтяном промысле по конструкциям скважин, инклинометрии, по наличию оборудования на базах производственного обслуживания и на складах. Обладает простым интерфейсом и достаточно полными алгоритмами подбора.

Программное средство RosPUMP предназначено для расчета оптимального технологического режима скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Обладает достаточно широкой базой данных погружного оборудования, с возможностью вносить в нее коррективы.

Также компания Новомет предлагает потребителю программный комплекс NovometStarPro, обладающий инструментами для расчета оценок надежности УЭЦН.С помощью данной программы пользователь имеет возможность провести расчет вероятности безотказной работы установки, прогнозирования динамики отказов УЭЦН с указанной даты, расчет вероятности возникновения каждой причины отказа, а также произвести отдельный расчет надежности для любого узла установки электроцентробежного насоса.

3.1.1 Подбор системы «пласт-скважина-УЭЦН» в программном комплексе NovometSel-Pro

Подбор установки электроцентробежного насоса проводился с помощью программного комплекса NovometSel-Pro. Целью подбора является обеспечение стабильной работы установки в системе «пласт-скважина-УЭЦН».

При подборе УЭЦН первым делом необходимо заполнить опросный лист, включающий в себя данные о пласте, скважине, физических свойствах пластового флюида и инклинометрию. В дальнейшем определяются параметры работы установки, ее компоновка и выводится графическая характеристика работы насоса. Исходные данные для подбора установки электроцентробежного насоса представлены в таблице 3.

Таблица 3-Исходные данные для подбора УЭЦН к скважине

Параметр	СИ	Значение
Давление насыщения	атм	112
Давление затрубное	атм	9,5
Давление буферное	атм	10
Давление пластовое	атм	200
Температура пласта	0С	103
Планируемый дебит в мернике	м ³ /сут	83
Коэффициент продуктивности	(м ³ /сут)/(кгс/см ²)	0,55
Обводненность	Доли ед.	0,93
Газовый фактор	м ³ /м ³	111
Плотность сепарированной нефти	кг/м ³	842
Динамическая вязкость нефти	мПа·с	7
Объемный коэффициент нефти	Доли ед.	1,339
Плотность газа	кг/м ³	1,275
Плотность пластовой воды	кг/м ³	1002

Динамическая вязкость пластовой воды	мПа·с	0,4
Концентрация взвешенных частиц	мг/л	168
Внешний диаметр НКТ	мм	73
Толщина стенки НКТ	мм	5,5
Глубина верхних границ перфорации	м	3053

Важным элементом исходных данных для оптимального подбора УЭЦН является инклинометрия скважины, диаметр эксплуатационной колонны и толщина стенки эксплуатационной колонны. Инклинометрия включает в себя длину по стволу скважины, вертикальную глубину, зенитный угол и азимутальный. Азимут скважины- это угол между направлением на север и горизонтальной проекцией оси скважины, измеренный по часовой стрелке.

Зенитный угол- это угол между вертикалью и касательной к точке профиля. Зная значения зенитного угла на различных глубинах скважины можно определить интенсивность искривления, под которой подразумевают темп отклонения скважины от ее первоначального направления по зенитному углу, иными словами интенсивность искривления - это скорость изменения зенитного угла между двумя точками ствола скважины. Единицей измерения интенсивности искривления является градус на метр длины ствола скважины. В настоящее время инклинометрия является важным параметром, поскольку большинство современных скважин имеют наклонный профиль, что накладывает ограничения для зоны работы погружного оборудования[26].

Общим порядком подбора установки электроцентробежного насоса являются следующие шаги:

- 1) Подбор глубины спуска насоса;
- 2) Подбор электроцентробежного насоса;
- 3) Подбор погружного электродвигателя;
- 4) Подбор кабеля.

Конечной целью подбора установки электроцентробежного насоса

является его длительная эксплуатация с минимальным потреблением электроэнергии, при этом должна обеспечиваться требуемая производительности в виде объема добываемого флюида.

Правильный выбор глубины спуска установки электроцентробежного насоса очень важен для нормальной работы оборудования. При искривлении ствола скважины возможно возникновение прогибов установки в точке подвески, а следовательно, ускоренный ее износ и выход из строя, также могут возникнуть проблемы при спускоподъемных операциях. Общими ограничениями по кривизне скважины являются: значение зенитного угла в зоне работы погружного оборудования не должно превышать 60° , в зоне спуска электроцентробежного насоса интенсивность набора кривизны не должна превышать 2° на 10 метров, в зоне подвески ЭЦН интенсивность набора кривизны не должна превышать $0,05^{\circ}$ на 10 метров.

Более точная оценка влияния искривления ствола на работу УЭЦН возможна только лишь после окончательного выбора установки. Уточнять прогиб установки необходимо с учетом НКТ, так как позиционирование насосно-компрессорных труб оказывает существенное влияние на положение установки. Пример прогиба погружного оборудования с учетом и без учета прогиба НКТ приведен на рисунке 10.

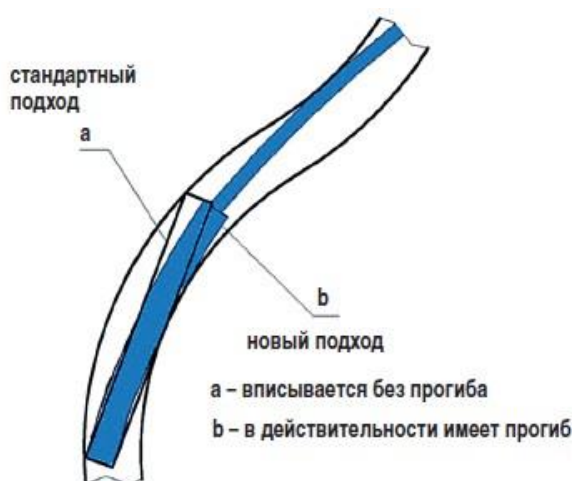


Рисунок 10- Прогиб установки, учитывающий позиционирование НКТ

Также глубина спуска установки должна обеспечить требуемое газосодержание на входе в насос, так как наличие свободного газа оказывает большое влияние на сокращение ресурса работы установки.

Предельное количество свободного газа на входе в насос, b - обводненность в относительных единицах:

- Для ступени ЭЦН: $25 * \sqrt{1-b}$
- Для ступени ВНН: $35 * \sqrt{1-b} \%$
- При использовании газосепаратора 55%
- При использовании диспергатора 30-40%
- При использовании газосепаратора+ диспергатора 65%

Температура допустимая для работы установки определяется заводом изготовителем, насосы как правило рассчитаны на устойчивую работу при температуре 135-150⁰, однако по специальному заказу возможно увеличение температуры до 250⁰. Температурное исполнение погружных двигателей позволяет им работать при температурах от 120⁰ до 200⁰. Качественный подбор исполнения насоса должен предотвращать необоснованное использования дорогостоящих конструкций насоса, так и насосов с низким ресурсом в агрессивной среде. Для более качественного выбора необходимо проводить периодическое изучение физико-химических свойств добываемого флюида.

Габарит погружного насоса выбирается исходя из планируемого дебита для данной скважины. Габарит погружного электродвигателя и насосной установки ограничиваются диаметрами эксплуатационной колонны. Приоритет отдается насосам с большим габаритом.

Пример зависимости габаритов ЭЦН и ПЭД и требований к эксплуатационной колонне и диаметру шаблона представлена в таблице 4.

Таблица 4 – Габариты ЭЦН и требования к диаметру шаблона и эксплуатационной колонне

Габарит ЭЦН	Диаметр насоса, мм	Диаметр двигателя, мм	Максимальный диаметр установки, мм	Минимальный диаметр обсадной колонны, мм
3	81	81	96,5	99
4	86	96	105	112
5	92	103	112,8	121,7
	92	117	119,3	123,7
5А	103	103	120,4	127,3
	103	117	124,8	130
6	114	130	135	143
6А	123	130	145	154
7	130	130	150	159
7А	136	130	156	165
8А	172	185	204	212,5

Количество ступеней насоса должно обеспечивать требуемый напор работы установки, для подъема жидкости на устье скважины. Первой составляющей напора является вертикальный подъем жидкости равный динамическому уровню в скважине, второй составляющей напора является преодоление устьевого давления, третьей составляющей являются потери напора на трение в НКТ. Типоразмер и напор подобранного насоса должны обеспечить работу в точке максимального КПД[31].

Работа насоса должна проходить в рабочей области, которая определяется при испытаниях насоса на производстве. Работа насоса в данной области характеризуется наивысшим значением коэффициента полезного действия, а следовательно, повышенным ресурсом работы и высокой энергоэффективностью.

Погружной электродвигатель должен обладать наименьшими удельными затратами электроэнергии, при этом наибольшим ресурсом работы. Коэффициент мощности и коэффициент полезного действия должны

обладать наибольшими значениями, при этом коэффициент загрузки должен находиться в пределах 70-90%, также выбор ПЭД осуществляется с максимально возможным напряжением.

Кабельная линия формируется из отдельных секций кабелей. По распределению температуры по длине скважины komponуется кабельная линия обеспечивающая минимальные потери электроэнергии, с учетом оптимального соотношения длин основного кабеля и удлинителя. Выбор оптимального сечения жилы кабеля зависит от значения рабочего тока и тока экономически целесообразного. Зависимость сечения жилы кабеля от тока экономически целесообразного представлена в таблице 5.

Таблица 5 – Зависимость сечения жилы кабеля от тока экономически целесообразного

Сечение жил кабеля, мм ²	Ток экономически целесообразного Увеличения сечения кабеля, А
10	22
13	26
16	35
21	44
25	49
35	Более 49

Замена НКТ на больший диаметр, для снижения потерь напора в насосно- компрессорных трубах при данном дебите 83 м³/сут нецелесообразна. Потери напора в НКТ разного диаметра в зависимости от подачи представлена на рисунке 11.

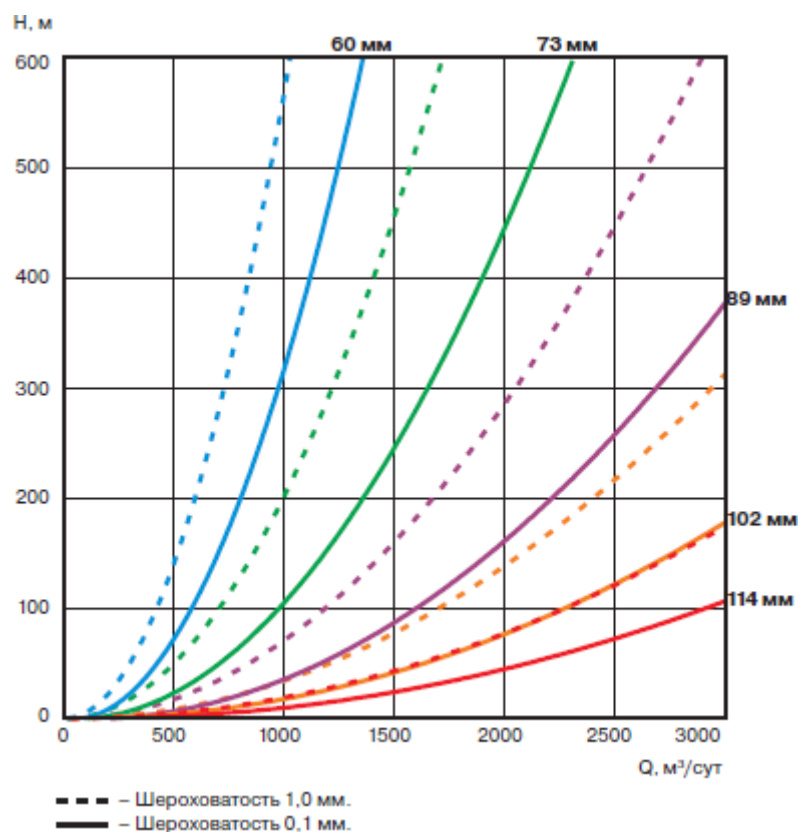


Рисунок 11- Зависимость потерь напора разного диаметра НКТ от подачи

В программе NovometSel-Pro для исходных данных в таблице был подобран насос ЭЦНДИ5-80. Двухпорная конструкция ступени (износостойкая), материал ступени «Нирезист», обеспечит высокий ресурс работы в заданных условиях. При выборе габарита установки учитывался внутренний диаметр эксплуатационной колонны для отсутствия проблем при спуске насоса, а также планируемый дебит скважины.

Работа установки с количеством ступеней 512 обеспечит работу установки в рабочей зоне. Напорная и энергетические характеристики работы установки представлены на рисунке 12.

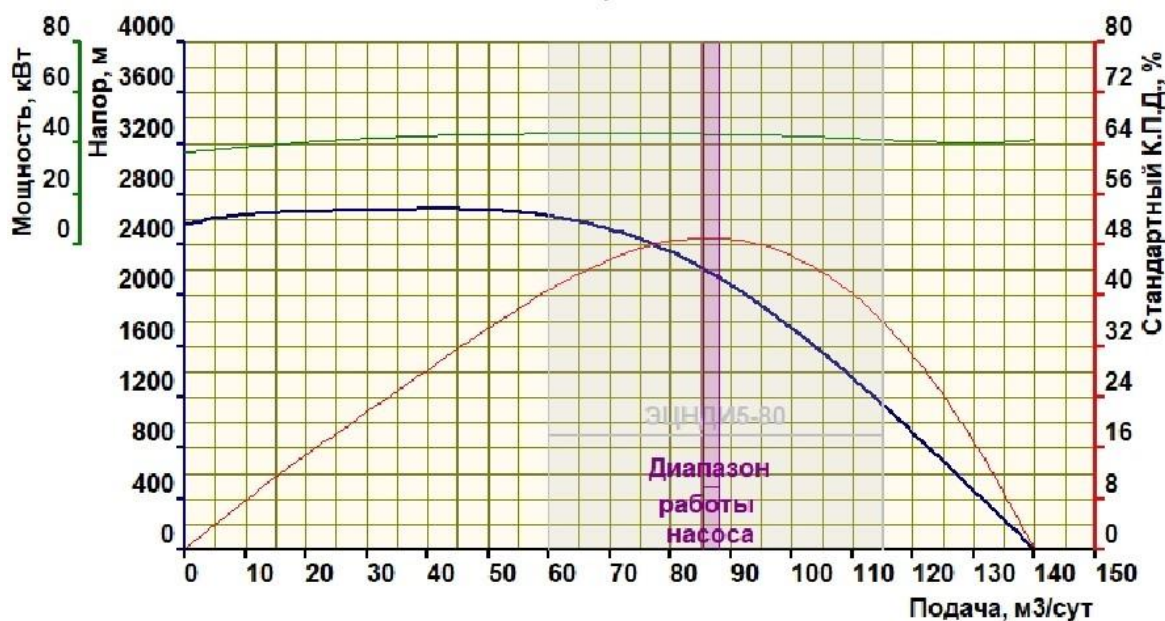


Рисунок 12-Характеристика работы установке ЭЦНДИ5-80 в скважине

Данная установка обеспечивает наивысшие значения коэффициента полезного действия и требуемый дебит в мернике. Объемное газосодержание на входе в насос не превышает предельных значений, составляет 3% после сепарации. Прогноз параметров работы установки представлен в таблице 6.

Таблица 6-Прогноз параметров работы установки

Насос	ЭЦНДИ5-80(Н2349)
Дебит жидкости в мернике(м3/сут)	83,36
Длина подвески (Глубина подвески) (м)	2700.00(2311,84)
Объемная подача жидкости на входе в насос(м3/сут)	84,73
Реальная рабочая зона насоса по характеристике на входе, приведенная к оборотам характеристики ступени в БД(м3/сут)	85,3-87,9
НАСОС:	
Развиваемое давление (атм)	198,22
Мощность (кВт)	40,109
К.П.Д.(%)	49,13
Нагрев ГЖС (°С)	5,45
ДАВЛЕНИЕ (атм):	
Пластовое, приведен. к верхн.отверст.перф.	200.00
Забойное	52,1
На входе в насос	24,39
На нагнетании насоса	222,61
Буферное	10.00

Затрубное	9.50
Коэффициент естественной сепарации (доли единиц)	0.34
Объемное газосодержание на входе в насос (после сепарации) (доли единиц)	0.03
Длина до динамического уровня (Динамический уровень) (м)	2451,14(2106,29)
Рзабойное/Рнасыщения	0.47

Так как в большей степени на общие затраты энергии при работе установки электроцентробежного насоса влияют потери в ЭЦН и в погружном электродвигателе, необходимо провести правильный подбор ПЭД. Для сравнения была смоделирована работа установки электроцентробежного насоса с различными двигателями в программе «NovometSel-Pro», результаты представлены в таблице 7.

Таблица 7- Результаты моделирования работы различных погружных электродвигателей

Параметр	ПЭДН56	ПЭДН50	ПЭДН45
КПД (%)	0,83	0,85	0,85
Температура обмотки (°C)	132,06	124,54	137,05
Макс. Температура обмотки (°C)	170	170	170
Нагрев ГЖС (°C)	2,15	1,85	1,8
Сила тока (А)	28,9	23,93	24,99
Кабельная линия (макс. допуст. температура жилы удлинителя 230.0°C):			
Необходимая длина теплостойкого удлинителя (м)	602,5	542,5	542,5
Макс. температура жилы удлинителя (°C)	119,45	116,29	116,82
Потери мощности в кабельной линии (кВт)	9,68	6,61	7,21
Потери напряжения в кабельной линии(В)	183	150,9	157,6

Для выбора оптимального ПЭД была рассчитана суммарная активная мощность потребляемая из сети при использовании разных двигателей.

Используя КПД двигателей и мощность на валу двигателя (P_2), по формуле 5 была найдена активная мощность потребляемая двигателями. Далее были определены общие затраты электроэнергии при эксплуатации УЭЦН с разными погружными электродвигателями (сумма активной мощности потребляемой из сети двигателем (P_1) и потери мощности в кабеле из таблицы 7. Изменение сечения кабеля нецелесообразно экономически, поскольку кабель КПБП 3*16 обладает током экономически целесообразного увеличения сечения кабеля 35А, что превышает номинальный ток требуемого двигателя. Результаты расчетов представлены в таблице 8.

Таблица 8 - Результаты расчетов электропотребления в зависимости от различных ПЭД

Параметр	ПЭДН56	ПЭДН50	ПЭДН45
Номинальная мощность (кВт)	56	50	45
Номинальное напряжение (В)	1400	1450	1400
Сила тока (А)	28,9	23,93	24,99
КПД (%)	0,83	0,85	0,85
Коэффициент загрузки	0,716	0,802	0,892
P_1 (кВт)	48,32	47,19	47,19
Потери мощности в кабельной линии (кВт)	9,68	6,61	7,21
Суммарная активная мощность из сети (кВт)	58,00	53,80	54,40
Потери мощности в двигателе (кВт)	8,21	7,07	7,07
Удельные энергозатраты (кВт час/м ³)	16,7	15,49	15,66

Сравнивая результаты полученные в ходе расчета электропотребления различных двигателей для выбранного насоса, было определено, что наименьшие удельные энергозатраты наблюдаются в двигателях ПЭДН45-

117- 1400 и ПЭДН50-117-1450. ПЭДН 50-117-1450 обладает меньшими потерями мощности в кабельной линии в виде тепловых потерь, за счет повышенного номинального напряжения двигателя и как следствие меньшими удельными энергозатратами.

Конечная глубина спуска установки была проверена на изгиб погружного оборудования с учетом НКТ. Оптимальная глубина спуска с учетом инклинометрии и свободного газосодержания составляет 2700м. Прогиб вместе подвески 0,0 мм/10м, угол отклонения от вертикали 30,6 градусов. График прогибов представлен на рисунке 13.

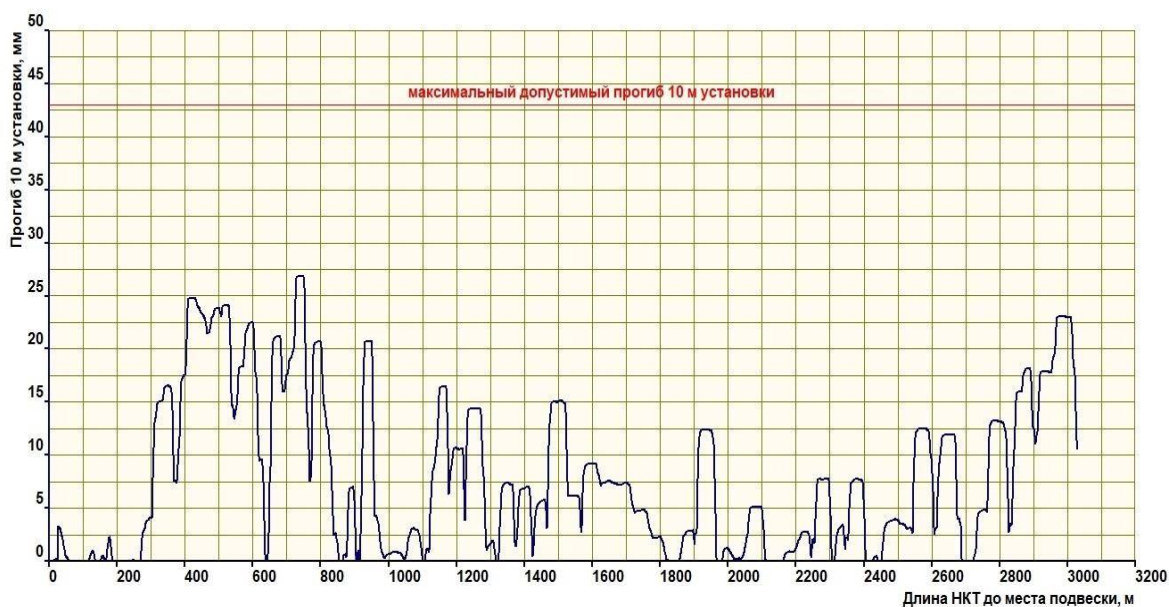


Рисунок 13- График зависимости прогиба установки от длины НКТ при спуске

Далее было проведено сравнение удельных энергозатраты ПЭДН50-117-1450 с вентильным двигателем того же габарита ПВЭДН50-117-1870, номинальные параметры которого следующие: $I_{\text{ном}} = 17,1 \text{ А}$; $U_{\text{ном}} = 1870 \text{ В}$; КПД= 92,6 %; $\cos\alpha = 0,95$.

По формуле (5) активная мощность, потребляемая двигателем $\eta = P2/P1$. $P1 = 40,11 / 0,926 = 43,31 \text{ кВт}$.

По формуле (6) полная мощность $\cos\phi = P1/S$. $S = 43,31 / 0,95 = 45,6 \text{ кВА}$.

Сопротивление кабеля по формуле8:

$$R = \frac{\Delta P_{\kappa}}{3 \cdot I_{\text{расч}}^2} = \frac{6610}{3 \cdot 23,93^2} = 3,85 \text{ Ом} \quad (8),$$

где $I_{\text{расч}}=23,93\text{А}$ - сила тока при работе двигателя ПЭД50-117-1450,

$\Delta P_{\kappa}=6,61\text{кВт}$ - потери мощности в кабеле при $I_{\text{расч}}=23,93\text{А}$.

Потери мощности в кабельной линии при использовании вентильного электродвигателя были определены по формуле9:

$$\Delta P_{\kappa} = 3 \cdot I^2 \cdot R = 3 \cdot 17,1^2 \cdot 3,85 = 3,37 \text{ кВт} \quad (9)$$

Следовательно, суммарные затраты электроэнергии при использовании вентильного двигателя ($P_1 + \Delta P_{\kappa}$) составляют 46,68кВт. Удельные энергозатраты составляют 13,44 кВт*час/м³, что на 2,05 кВт*час/м³ меньше чем при использовании погружного асинхронного двигателя ПЭДН50-117-1450.

Согласно опытным данным применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности позволяет увеличить коэффициент мощности погружного электродвигателя до 0,98.

Полученные результаты по затратам на электроэнергию представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Удельные энергозатраты при различной конструкции двигателей

Параметр	ПЭДН50	ПЭДН50+ВКРМ	ПВЭДН50
Суммарная активная мощность из сети (кВт)	53,80	51,44	46,68
Удельные энергозатраты (кВт*час/м ³)	15,49	14,8	13,44

В таблице 10 приведены показатели, которые необходимо учитывать при подборе оборудования (электроцентробежного насоса; погружного электродвигателя; кабельной линии) и режима его работы.

Таблица 10– Показатели влияющие на параметры работы УЭЦН

Параметр	Показатели влияющие на параметр
<i>Насос</i>	
Исполнение (среда эксплуатации)	- Физические свойства пластовых флюидов - Температура в зоне подвески ЭЦН
Глубина спуска	- Инклинометрия скважины - Свободное газосодержание на входе в насос
Габарит и напор ЭЦН	- Работа насоса в точке максимального КПД - Обеспечение требуемого дебита - Внутренний диаметр скважины
<i>Погружной электродвигатель</i>	
Исполнение (среда эксплуатации)	Физические свойства пластовых флюидов Температура в зоне подвески ЭЦН
Габарит	-Внутренний диаметр эксплуатационной колонны -Габарит электроцентробежного насоса
Мощность	-Коэффициентзагрузки70-90%отноминальной мощности -Максимально возможное напряжение -Высокое значение коэффициента полезного действия -Высокое значение коэффициента мощности
<i>Кабельная линия</i>	
Сечение жилы	-Требуемая сила тока; -Экономически целесообразный ток
Длина	-Глубина подвески ЭЦН -Длина теплостойкого удлинителя зависит от температуры в зоне подвески ЭЦН

Следует сделать вывод, что установка электроцентробежного насоса состоит из двух подсистемы гидромеханической и электромеханической, которые являются взаимосвязанными. Общая эффективность работы установки зависит от эффективности работы каждой подсистемы в отдельности.

1) Применение ЭЦНДИ и глубина подвески с нулевым прогибом обеспечат высокий ресурс работы установки для данных условий эксплуатации.

2) Работа насоса с максимальным КПД в рабочем диапазоне обеспечит высокий ресурса его работы, а также максимальную

энергоэффективность насоса.

3) Выбор ПЭДН50-117-1450 обеспечит наименьшие энергозатраты равные 15,49 кВт·час/м³.

4) Применение внутри скважинного компенсатора реактивной мощности или вентильного электродвигателя позволит сократить затраты электроэнергии на 2,36 кВт и 7,12 кВт соответственно.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ.
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	30% премии; 20% надбавки; 16% накладные расходы; 30% районный коэффициент.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Коэффициент отчислений во внебюджетные фонды – 20 %.

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1 Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Анализ и оценка конкурентоспособности; 2. SWOT-анализ.
2 Разработка устава научно-технического проекта	Формирование плана и графика разработки: - анализ конкурентных технических решений; - определение трудоемкости работ; - определение структуры работ; - разработка графика Гантта. Формирование бюджета затрат на научное исследование: - расчёт материальных затрат; - расчёт затрат на оборудование; - расчет заработной платы; - страховые отчисления; - накладные расходы; - формирование бюджета.
3 Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	- расчёт интегрального показателя ресурсоэффективности; - сравнительная оценка характеристик исполнения проекта.
4 Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Отношение тарифных ставок относительно разряда (табл.)
2. Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии каждой категории работников (табл.)
3. Стоимость материалов (табл.)
4. Амортизация производственных фондов (табл.)
5. Стоимость используемой техники (табл.)
6. Основные показатели эффективности (табл.)
7. Изменение технико-экономических показателей

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Маланина Вероника Анатольевна	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович		

инструментов паропромысловой установки (ППУ), рабочей площадки, опрессовка скважинного оборудования и др.

До применения мероприятия дебит скважин $q_d = 44,1$ т/сут. После принятия мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит q_n равен 60,3 т/сут.

4.1.2 Расчет параметров экономической эффективности

4.1.3 Расчёт прироста добытой нефти

Объём добытой нефти по скважинам за год:

$$Q = q * T_K * K_{\text{Э}} * K_{\text{И}},$$

где q – средний суточный дебит скважины, т/сут; T_K – календарные дни данного месяца, суток; $K_{\text{Э}}$ – коэффициент эксплуатации скважины; $K_{\text{И}}$ – коэффициент изменения дебита.

Объём добытой нефти до проведения мероприятия в каждом месяце:

$$Q_1 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,995 = 1156,2 \text{ т} \quad Q_2 = 44,1 * 28 * 0,85 * 0,99 = 1039,2 \text{ т}$$

$$Q_3 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,985 = 1144,5 \text{ т}$$

$$Q_4 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,98 = 1102,2 \text{ т}$$

$$Q_5 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,975 = 1133,1 \text{ т}$$

$$Q_6 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,97 = 1090,8 \text{ т}$$

$$Q_7 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,965 = 1121,4 \text{ т}$$

$$Q_8 = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,96 = 1115,7 \text{ т}$$

$$Q_9 = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,955 = 1073,7 \text{ т}$$

$$Q_{10} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,95 = 1103,7 \text{ т}$$

$$Q_{11} = 44,1 * 30 * 0,85 * 0,945 = 1062,6 \text{ т}$$

$$Q_{12} = 44,1 * 31 * 0,85 * 0,94 = 1092,3$$

Сумма добытой нефти за год до проведения мероприятия:

$$Q_{\text{Г.д}} = \sum Q_{Ni} = 1156,2 + 1039,2 + 1144,5 + 1102,2 + 1133,1 + 1090,8 +$$

$$+ 1121,4 + 1115,7 + 1073,7 + 1103,7 + 1062,6 + 1092,3 = 13235,4 \text{ т}$$

Объём добытой нефти после применения мероприятия в каждом месяце:

$$Q_1 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ т}$$

$$Q_2 = 60,3 * 28 * 0,9 * 0,995 = 1511,9 \text{ т}$$

$$Q_3 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,995 = 1673,9 \text{ т}$$

$$Q_4 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,99 = 1611,8 \text{ т}$$

$$Q_5 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,985 = 1657,1 \text{ т}$$

$$Q_6 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,98 = 1595,5 \text{ т}$$

$$Q_7 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,975 = 1640,3 \text{ т}$$

$$Q_8 = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,97 = 1631,9 \text{ т}$$

$$Q_9 = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,965 = 1571,1 \text{ т}$$

$$Q_{10} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,96 = 1615,1 \text{ т}$$

$$Q_{11} = 60,3 * 30 * 0,9 * 0,955 = 1554,8 \text{ т}$$

$$Q_{12} = 60,3 * 31 * 0,9 * 0,95 = 1598,3 \text{ т}$$

Сумма добытой нефти после применения мероприятия:

$$Q_{\Gamma.n} = \sum Q_{Ni} = 1673,9 + 1511,9 + 1673,9 + 1611,8 + 1657,1 + 1595,5 + 1640,3 + 1631,9 + 1571,1 + 1615,1 + 1554,8 + 1598,3 = 19335,6 \text{ т}$$

$$1,9 + 1571,1 + 1615,1 + 1554,8 + 1598,3 = 19335,6 \text{ т}$$

Прирост добытой нефти после применения мероприятия:

$$\Delta Q = Q_{\Gamma.n} - Q_{\Gamma.д} = 19335,6 - 13235,4 = 6100,2$$

4.2. Расчёт затрат на проведение организационно-технического мероприятия

4.2.1 Расчёт основной заработной платы

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$Зр = Ч * Т * С2 ,$$

где Ч – количество рабочих, чел;

Т – затраченное рабочее времени на проведение мероприятия;

С2 – тарифная ставка на час, руб. (представлена в таблице 11)

Основная заработная плата определяется по формуле:

$$Зр = Ч * Т * С_2,$$

где Ч – количество рабочих, чел;

Т – затраченное рабочее времени на проведение мероприятия; С₂ – тарифная ставка на час, руб., представлена в таблице 11

Таблица 11 – Отношение тарифных ставок относительно разряда

Профессия	Разряд	Продолжительность проведения мероприятия, час	Тарифная ставка, руб.	Зарплата, руб.
Мастер подземного ремонта скважин .	10	22	117.95	2594.9
Оператор подземного ремонта скважин	8	81	103.18	8357.58
	6	81	84.56	6849.36
Оператор глушения скважин	6	8	84.56	676.48
Мастер по добыче нефти и газа	10	2	117.95	235.9
Оператор по добыче нефти	6	2	84.56	169.12
Стропальщик	6	8	84.56	388.48
	5	8	68.6	548.8
Слесарь по контрольно-измерительным приборами автоматике	7	4	94.92	379.68
Электромонтажник	7	6	94.92	569.52
Сумма				20769.82

Сумма доплат с учетом премии каждой категории работников:

$$Др=(Зп*Нпр)/100,$$

где Нпр – премия от прямой зарплаты.

Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии каждой категории работников представлены в таблице 12

Таблица 12–Процесс и результаты расчетов доплаты с учетом премии каждой категории работников

Профессия	Разряд	Доплаты с учетом премии
Мастер подземного Ремонта скважин	10	$Др=2594,9*50/100=1297,45руб.$
Оператор подземного ремонта скважин	8	$Др=8357,58*50/100=1297,45 руб$
	6	$Др= 6849,36*50/100=3424,68руб.$
Оператор глушения скважин	6	$Др= 676,48*30/100=202,94 руб.$
Мастер по добыче нефти и газа	10	$Др= 235,9*50/100=117,95руб.$
Оператор по добыче нефти	6	$Др= 169,12*30/100=50,73руб.$
Стропальщик	6	$Др= 388,48*30/100=116,54 руб.$
	5	$Др= 548,8*30/100=164,64 руб.$
Слесарь по контрольно-Измерительным приборам и автоматике	7	$Др= 379,68*30/100=113,90руб.$
Электромонтажник	7	$Др= 569,52*30/100=170,85 руб.$
Сумма		$\overset{\circ}{\Delta}Др=9838,47руб.$

Расчётная заработная плата:

$$З_{рас.} = \overset{а}{а}З_{р.} + \overset{а}{а}Д_{р.} = 20769,82 + 9838,47 = 30608,29 \text{ руб.}$$

Заработная плата с учетом доплаты по районному коэффициенту к зарплате:

$$З_{р.к.} = З_{рас.} * K_{р.} = 30608,29 * 1,5 = 45912,44 \text{ руб.}$$

где $K_{р.}$ – районный коэффициент к зарплате.

Доплата за работу в районах Крайнего Севера:

$$Д_{сев.} = З_{рас.} * q = 30608,29 * 50\% = 15304,15 \text{ руб.},$$

где q – оплата от расчетной зарплате за работу в данном районе. Общая сумма основной заработной платы рабочих:

$$З_{общ.осн.} = (З_{р.к.} + Д_{сев.}) * N = (45912,44 + 15304,15) * 1 = 61216,59 \text{ руб.},$$

4.2.2. Расчёт дополнительной заработной платы

$$З_{доп.} = З_{общ.осн.} * Д = 61216,8 * 11\% = 6733,82 \text{ руб.},$$

где $Д$ – дополнительная зарплата к основной зарплате (11% для данного региона).

4.2.3 Расчёт отчислений на социальные нужды

$$О_{сн.} = (З_{общ.осн.} + З_{доп.}) * O = (61216,59 + 6733,82) * 30\% = 20385,12 \text{ руб.},$$

где O – отчисления на социальные нужды от основной и дополнительной зарплат, % (30%).

4.2.4 Расчёт стоимости материалов

В таблице 13 приведены данные о стоимости материалов.

Таблица 13– Стоимость материалов

Материал	Размерность	Число скважин	Число материала	Цена	Стоимость материала
Раствор глушения	т	1	30	100руб.	3000руб.

Стоимость материалов, расходуемых в процессе проведения мероприятия:

$$C_M = C_M * M * N = 100 * 30 * 1 = 3000 \quad \text{руб.},$$

где C_M – цена материала, руб.;

M – количество материала, использованного при проведении мероприятия; N – количество скважин.

4.2.5 Расчёт дополнительной заработной платы

$$З_{доп.} = З_{общ.осн.} * Д = 61216,8 * 11\% = 6733,82 \text{ руб.},$$

где $Д$ – дополнительная зарплата к основной зарплате (11% для данного региона).

4.2.6 Расчёт отчислений на социальные нужды

$$Осн. = (З_{общ.осн.} + З_{доп.}) * О = (61216,59 + 6733,82) * 30\% = 20385,12 \text{ руб.},$$

Где $О$ – отчисления на социальные нужды от основной и дополнительной зарплат, % (30%).

4.2.7 Расчёт стоимости электроэнергии

$$СЭ = НЭ * ТР * N = 4,9 * 81 * 1 = 396,9 \text{ руб.},$$

где $НЭ$ – нормативный расход электрической энергии на единицу рабочего времени, руб./ч; $Тр$ – продолжительность проведения мероприятия, ч.

4.2.8 Расчёт амортизации основных производственных фондов

Годовой размер амортизационных отчислений:

$$Аг = (Сп * N * На) / 100$$

где $Сп$ – первоначальная стоимость на единицу оборудования, руб.; N – число оборудования данного вида, шт.;

$На$ – годовая нормативная амортизация оборудования, %.

Таблица 15 – Амортизация производственных фондов

Оборудование	Кол-во, шт.	Стоимость, руб.	Норма амортизации, %	Сумма амортизации, руб.
ЭЦНУ	1	117450	18.3	21493.35
Резервуар	1	10200	11.2	1142.4
Кедр-4	1	110000	14.3	15730
Электроплита	1	4500	11	495
Приемный мост	1	95460	20	19092

Инструменты	1	19560	14.3	2797.08
Сумма				60749.83

4.2.9 Расчёт стоимости услуг

$$C = C_{\text{усл.}}^2 \cdot T_{\text{р}} \cdot N,$$

где C^2 – стоимость 1 ч. работы на единицу транспорта или спецтехники;

$T_{\text{р}}$ – продолжительность работы на единицу транспорта или специальной техники во время проведения мероприятия, час.

Таблица 16 – Стоимость используемой техники

Техника	Продолжительность работы	Стоимость на 1 час. работы	Стоимость услуг, руб.
АПРС-40	81	62.81	5087.61
ЦА-320	22	47.38	1042.36
Трактор К-700	10	77.55	775.5
УРАЛ «ВАХТА»	30	38.77	1163.1
УРАЛ-357. Трубовоз.	16	38.32	613.12
АЦН-12	18	32.53	585.54
КРАЗ-255	10	58.45	584.5
АК-8	8	71.35	570.8
Сумма			10422.53

4.2.10. Расчёт прочих расходов

Сумма прямых затрат:

$$З_{\text{пр.}} = З_{\text{общ.осн.}} + З_{\text{доп.}} + \text{Осн.} + С_{\text{э}} + С_{\text{м}} + А_{\text{м}} + С_{\text{усл.}} = 61216,59 + 6733,82 + 20385,12 + 396,9 + 3000 + 561,72 + 10422,53 = 102716,68 \text{ руб.},$$

Сумма прочих расходов:

$$С_{\text{пр}} = З_{\text{пр.}} \cdot P_{\text{р}} = 102716,68 \cdot 5\% = 5135,83$$

где $З_{\text{пр}}$ – прямые затраты на применение мероприятия, руб; $P_{\text{р}}$ – прочие расходы от прямых затрат (5%).

4.2.11 Расчёт цеховых расходов

$$С_{\text{цех.}} = З_{\text{пр.}} \cdot C_{\text{р}} = 102716,68 \cdot 14\% = 14380,34 \text{ руб.},$$

где Цр – цеховые расходы в процент от прямых затрат (14%).

4.2.12 Смета затрат на применение мероприятия

$$З_{см.} = З_{пр.} + С_{пр.} + С_{цех.} = 102716,68 + 5135,83 + 14380,34 = 122232,85 \text{ руб.}$$

4.3 Расчёт годового экономического эффекта

$\mathcal{E}_T = C_{Г.д} - C_{Г.п}$, где $C_{Г.д}$ и $C_{Г.п}$ – годовая себестоимость добычи нефти до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

Таблица 17 – Изменение технико-экономических показателей

	Ед.изм	До Применения мероприятия	После Применения мероприятия	Отключение
Дебит	т/сут	44,1	60,3	+16,2
Объем годовой добытой нефти	т	13235,4	19335,6	+6100,2
Себестоимость 1т нефти без единовременных затрат	руб	490,91	368,44	-122,47

$$C_{Г.д} = C_{1.д} \times Q_{Г.д} = 13235,4 \times 490,91 = 6486670 \text{ руб.},$$

$$C_{Г.п} = C_{1.п} \times Q_{Г.п} + З_{см.} = 19335,6 \times 368,44 + 122232,85 = 7246241 \text{ руб.},$$

$$\mathcal{E}_T = 7246241 - 6486670 = 75957 \text{ руб.},$$

где $C_{1.д}$ и $C_{1.п}$ – себестоимость 1т нефти без единовременных затрат, руб.

4.4 Расчёт прироста прибыли

Прирост прибыли за счёт оптимизации УЭЦН:

$ДП = П_2 - П_1$, где $П_1$ и $П_2$ – расчётная прибыль до и после проведения мероприятия соответственно, руб.

$$П_1 = (Ц - C_1) \times Q_1 = (12000 - 470,91) \times 13235,4 = 152338130,5 \text{ руб.},$$

$$П_2 = (Ц - C_2) \times Q - З_{см.} =$$

$$= (12000 - 374,86) \times 19335,6 - 122232,85 = 224656824,1 \text{ руб.},$$

где Ц – цена на 1т нефти (в конце 2015г).

$$ДП = 224656824,1 - 152338130,5 = 72318693,7 \text{ руб.},$$

Вывод: в результате применения мероприятия по оптимизации УЭЦН-45-1800 на УЭЦН-60-1800 дебит нефти увеличился на 16,2 тонн в сутки, что составляет 6100,2 тонн годового прироста. При этом себестоимость одной тонны нефти без единовременных затрат снизилась на 122,47 рубля, что дает прирост прибыли 72 миллиона рублей в год.

Таким образом, данное мероприятие является экономически эффективным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
3-2Б8Г1		Анашкин Александр Александрович	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Эксплуатация и обслуживание объектов добычи нефти

Тема ВКР:

Подбор режимов работы оборудования в осложненных условиях при разработке нефтяных месторождений.

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение	<p><i>Объект исследования:</i> механические примеси и методы борьбы с ними.</p> <p><i>Область применения:</i> нефтегазовая промышленность.</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия.</p> <p><i>Климатическая зона:</i> умеренная.</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> эксплуатационная колонна; поверхность колес насосов; насосно-компрессорные трубы, наземные коммуникации, блок дозирования реагента.</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль параметров процессов, мероприятия по удалению газа из затрубного пространства, закачка ингибитора.</p>
-----------------	---

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации	<p>Трудовой кодекс Российской Федерации;</p> <p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности "Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности" (от 15 декабря 2020 года N 534);</p> <p>СП 52.13330.2016. Естественное и искусственное освещение;</p> <p>СП 51.13330.2011. Защита от шума;</p> <p>СанПиН 1.2.3685-21 "Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания";</p> <p>ГОСТ 12.2.003–91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Общие требования безопасности;</p> <p>Федеральный закон от 28.12.2013 г. N 426-ФЗ «О специальной оценке условий труда»;</p> <p>Постановление Правительства РФ от 28.04.2020 N 601 (ред. от 02.12.2021) "Об утверждении Временных правил работы вахтовым методом";</p> <p>Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ "Об охране окружающей среды";</p> <p>Федеральный закон 123-ФЗ от 13.07.2015г. «Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»;</p> <p>Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности от 15 декабря 2020 года N 536 "Правила</p>
--	--

	<p>промышленной безопасности при использовании оборудования, работающего под избыточным давлением".</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации:</p>	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести: движущиеся (в том числе разлетающиеся) твердые, жидкие или газообразные объекты, наносящие удар по телу работающего (в том числе движущиеся машины и механизмы; подвижные части производственного оборудования; передвигающиеся изделия, заготовки, материалы; разрушающиеся конструкции; обрушивающиеся горные породы; падающие деревья и их части; 2. Производственные факторы, связанные с электрическим током, вызываемым разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий; 3. Производственные факторы, связанные с электромагнитными полями, неионизирующими ткани тела человека, связанного с повышенным образованием электростатических зарядов; 4. Производственные факторы, связанные с использованием оборудования, работающего под избыточным давлением. <p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с чрезмерно или низкой температурой материальных объектов производственной среды, могущих вызвать обморожения тканей организма человека; 2. Производственные факторы, связанные с акустическими колебаниями в производственной среде и характеризующиеся: повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума; 3. Производственные факторы, связанные с механическими колебаниями твердых тел и их поверхностей и характеризующиеся: повышенным уровнем локальной вибрации; 4. Производственные факторы, связанные со световой средой (некогерентными неионизирующими излучениями оптического диапазона электромагнитных полей) и характеризующиеся чрезмерными (аномальными относительно природных значений и спектра) характеристиками световой среды, затрудняющими безопасное ведение трудовой и производственной деятельности: отсутствие или недостаток необходимого естественного освещения, отсутствие или недостатка необходимого искусственного освещения; 5. Производственные факторы, связанные с силами и энергией механического движения, в том числе в поле тяжести: неподвижные режущие, колющие, обдирающие, разрывающие (например, острые кромки, заусенцы и шероховатость на поверхностях заготовок, инструментов и оборудования) части твердых объектов, воздействующие на работающего при соприкосновении с ним, а также жала насекомых, зубы, когти, шипы и иные части тела живых организмов, используемые ими для защиты или нападения, включая укусы. 6. Производственные факторы, обладающие свойствами психофизиологического воздействия на организм человека, такие как физические перегрузки, связанные с тяжестью

	<p>трудового процесса, нервно-психические перегрузки, связанные с напряженностью трудового процесса.</p> <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты: Спецодежда, солнцезащитные очки, каска, наушники, резиновые перчатки, диэлектрические коврики, заземление, ограждения, предохранительная арматура.</p> <p>Расчёт: Расчёт уровня шума.</p>
3. Экологическая безопасность при эксплуатации	<p>Воздействие на селитебную зону: на промышленных объектах по добыче нефти и природного газа необходима санитарно-защитная зона класса-I, протяженностью 1000м.</p> <p>Воздействие на литосферу: химическое загрязнение при авариях, уничтожение растительных сообществ и почвенного покрова, загрязнение отходами производства и потребления.</p> <p>Воздействие на гидросферу: загрязнение вод чужеродными веществами, используемыми в составе ингибитора; жидкие отходы бурения; производственно-дождевые и хозяйственно-бытовые стоки.</p> <p>Воздействие на атмосферу: выбросы вредных веществ от объектов промысла.</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации	<p>Возможные ЧС:</p> <p>Природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели и снежные заносы.</p> <p>Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии, пожар на объекте, нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, взрыв.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: пропуск ингибитора в связи с нарушением герметичности соединений.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	
29.04.22	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гуляев Милий Всеволодович	-		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8Г1	Анашкин Александр Александрович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, получившие допуск медицинской комиссии и к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку на рабочем месте под руководством специально назначенного лица.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда в следующем порядке:

- При приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы минимум один раз в 6 месяцев – повторный;
- внеплановый, в случае перерыва в работе более 60 календарных дней, при изменении правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, а также при нарушении требований безопасности труда.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II.

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочему выдаются СИЗ согласно приказу Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) для зимнего и летнего времени года.

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в случае необходимости увеличения продолжительности, вахта может быть увеличена до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ.

Режимы труда и отдыха регламентируются графиком работы на вахте, утвержденным работодателем с учетом мнения профсоюзной организации. Дни нахождения в пути к месту работы в рабочее время не включаются.

Работникам положены надбавки за вахтовый метод работы, при работе в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностям устанавливаются районные коэффициенты и выплачиваются процентные надбавки. Ежегодный отпуск для лиц работающих в районах Крайнего Севера составляет 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера 16 календарных дней.

Организация рабочего места рабочих в службе добычи нефти и газа должна обеспечивать безопасность выполнения работ.

Площадка для добычи нефти и газа должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов.

Рабочие места должны быть достаточно освещены.

Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии.

Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении[27].

5.2 Производственная безопасность

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в процессе добычи нефти. Перечень опасных и вредных факторов при добыче нефти и газа представлен в таблице 18.

Таблица 18-Опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа

Факторы(ГОСТ12.0.003-2015)		Нормативные документы	
Вредные	Опасные		
1.Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны;	6.Движущиеся Машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;	Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548-96	
		Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений.	
2.Повышенный Уровень шума;	7.Повышенное Значение напряжения В электрической цепи;	Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014	
3.Недостаточная освещенность рабочей зоны;		ССБТ Шум. Общие требования безопасности. Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.	
4.Повышенная Запыленность и загазованность;	8.Пожаро-взрывоопасность;	Требования к запыленности и загазованности Приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе Рабочей зоны.	
5. Повреждения в результате контакта с насекомыми;		Требования к защите от повреждения в результате Kontakта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты От вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания	
		Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования Безопасности.	
		Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.	
		Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности нефтяной промышленности.	

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более 0,2 м2, при продолжительности излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м2.

Средствами защиты от перегрева головы солнечными лучами могут выступать различные головные уборы.

В зимнее время происходит значительное снижение температуры окружающего воздуха, что может повлечь обморожение незащищенных частей тела при проведении работ. Результатом переохлаждения организма являются различные заболевания (ангина, пневмония и тд.), снижающие иммунологическую сопротивляемость организма.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время работников обеспечивают тёплой спецодеждой.

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал спецодежды обладает защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, характеризуется стойкостью к механическим воздействиям, атмосферным осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям и легко

очищается от них.

Повышенный уровень шума

В процессе добычи нефти и газа используются различные приводы и механизмы, издающие различные шумы различной частоты и интенсивности. Производственный шум вызывает у работающих неприятные ощущения.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объектах необходимо использовать различные средства защиты. Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противошумные вкладыши, противошумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей.

Недостаточная освещенность рабочей зоны

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда, поскольку недостаточное освещение может исказить информацию и вызывать утомление.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. При добыче нефти используется естественное и искусственное освещение, а также предусмотрено и аварийное.

Производственные помещения должны обладать освещенностью проходов и лестниц не менее 100лк. Для рабочей зоны объекта добычи нефти нормасреднейгоризонтальнойосвещенностисоставляетнеменее50лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе добычи нефти могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня.

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м³;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности -10 мг/м³
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м³.

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

При проведении полевых работ на нефтегазовом месторождении обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают клещи при кровососании. Существует два способа защиты от насекомых: механический (конструктивные элементы одежды) и химический (инсектицидные, акарицидные и репеллентные средства, для обработки материалов, используемых для изготовления спецодежды). В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противовирусные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу.

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования могут привести к механическим травмам.

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе добычи нефти возможно использование движущихся машин таких как ППУ, АДПМ и тд., в следствии неисправности оборудования возможны его срывы и падения. Общие требования безопасности представлены в ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное.

Для устранения причин возникновения механических травм необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются:

- 1) рукавицы брезентовые;
- 2) сапоги резиновые и кожаные;

- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) очки защитные;

Повышенное значение напряжения в электрической цепи

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека. При эксплуатации скважин с УЭЦН, подача энергии к погружному электродвигателю осуществляется через силовую кабель, проходящий по поверхности.

Коллективные средства защиты:

- применения защитного заземления станции управления и трансформатора;

- применение блокировочных устройств;

- изолирующие устройства и покрытия. Индивидуальные средства защиты:

- применение изолирующих, защитных средств (резиновые перчатки, резиновые сапоги, инструмент с изолированными ручками) при обслуживании электроустановок.

Пожаровзрывоопасность

Пожары– возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.). К возникновению пожара может привести нарушение порядка хранения пожароопасных материалов, нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание, курение в неустановленных местах.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием должна быть создана пожарная дружина.

Оборудование должно соответствовать ГОСТ12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности».

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом.

Для снижения воздействия шума на работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования.

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;

- проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

-проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями

«Правил устройства электроустановок» (ПУЭ), «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)».

Для снижения пожароопасности и все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замасливания территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами;

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места.

5.3 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране

окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при добыче нефти и газа происходит при выбросах углеводородов. Главным источником выбросов являются дыхательные клапаны резервуаров, отсутствие герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, а также автотранспорт.

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюида, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом.

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками. Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях: порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;

- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;
- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и прискважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность; хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);

- транспортировку жидких веществ (нефть, химреагенты, ГСМ и др) осуществлять только в цистернах или специальных емкостях;
- создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой.

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли.

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с ГОСТ 17.0.0.01-76.

Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа: наводнения, снежные бури, ураганы, лесные пожары, ГНВП, возгорание ГСМ.

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН являются нефтегазоводопроявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная грамотность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;

- покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;

- обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, а также регулярный инструктаж по пожарной безопасности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения выпускной квалификационной работы была сформулирована задача оптимизации режимов эксплуатации скважин, оборудованных УЭНЦ, с обоснованием критерия и параметров оптимизации. Было установлено, что энергоэффективность, затраты на ремонт оборудования, объем добываемого флюида, стоимость реализуемой продукции определяют критерий оптимизации работы установки электроцентробежного насоса.

Рассмотрены технологические решения, направленные на повышение ресурса работы установки электроцентробежного насоса в осложненных условиях и повышения энергоэффективности.

Проведен анализ подбора оптимального режима работы УЭЦН, который обеспечит высокую эффективность работы электроцентробежного насоса и погружного электродвигателя при требуемом дебите скважины.

Правильно выбранная конструкция и исполнение электроцентробежного насоса в зависимости от среды работы, а также глубина подвески в зоне нулевых прогибов, обеспечивают высокий ресурс работы. Работа насоса в рабочем диапазоне с максимальным КПД обеспечивает наибольшую энергоэффективность работы гидромеханической системы. Подбор погружного электродвигателя с минимальными потерями мощности определяют энергоэффективность электромеханической системы и в совокупности всей установки. Применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности и вентильного двигателя позволяют эффективно снижать потери электроэнергии при тех же значениях мощности, подводимых к насосу. Применение внутрискважинного компенсатора реактивной мощности или вентильного электродвигателя позволит сократить затраты электроэнергии на 2,36 кВт и 7,12 кВт соответственно.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Соловьев И. Г. Гибкие автоматизированные технологии нефтедобычи. Концептуальные основы и системные принципы / Соловьев И. Г. // Вестник кибернетики.- 2004. - №3.- С. 136-138.
2. Ивановский В.Н. Максимально и минимально допустимые частоты вращения ротора УЭЦН при регулировании добывных возможностей с помощью частотных преобразователей / Ивановский В.Н. // Производство и эксплуатация УЭЦН: Докл. XII Всеросс. техн. конф. - Альметьевск, 2004.
3. Генералов И.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН, в осложненных условиях Самотлорского месторождения / Генералов И.В.// Автореф. дис... канд. техн. наук. - Уфа, 2005.-20с.
4. Букреев В.Г. Стратегия управления электротехническим комплексом механизированной добычи нефти на основе экономического критерия/ Букреев В.Г., Сипайлова Н.Ю., Сипайлов В.А. // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов.- 2017.- №3.-С. 75-84.
5. Сипайлов В.А. Оптимизация режимов работы установок электроцентробежных насосов механизированной добычи нефти / Сипайлов В.А. // Автореф. дис... канд. техн. наук.- Томск, 2009.- 19 с.
6. Деньгаев А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин погружными центробежными насосами при откачке газожидкостных смесей: Дис... канд. техн. наук: 25.00.17. — 160 с.
7. Смородов Е.А. Методы повышения надежности и эффективности технологического и энергетического оборудования добычи и транспорта нефти и газа: Дис... д-ра техн. наук: 05.02.13, 05.26.03. — Уфа, 2004. -317 с.
8. Фролов С.В.Повышение эффективности эксплуатации УЭЦН

путем разработки и внедрения методики подбора и оптимизации работы оборудования: Дис... канд. техн. наук.- Москва, 2005.-139 с.

9. Скважинные насосные установки для добычи нефти/ Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С.–М:ГУПИЗд-во «Нефтьгаз» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2002.–824 с.

10. Агеев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности»/ Агеев Ш.Р., Джалаев А.М., Золотарев И.В., Ермакова А.С., Пошвин Е.В.// Бурение и нефть.-2013.-№10.

11. Корабельников М.И. Об основных причинах отказа УЭЦН и методах увеличения наработки на отказ на месторождениях Западной Сибири / Корабельников М.И., Корабельников А.М. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса, материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. - 2015.- С. 241-249.

12. Якупова А.М. Причины образования и методы удаления солеотложений в промысловой практике эксплуатации скважин / Якупова А.М.// В книге: Проблемы рационального природопользования и история геологического поиска в Западной Сибири.- 2017.- С. 34-37.

13. Шангараева Л.А. Условия и особенности образования отложений солей на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / Шангараева Л.А., Петухов А.В. // Записки Горного института.- 2013.- С.112-115.

14. Ялалов А.А. Методы борьбы с механическими примесями / Ялалов А.А. // В сборнике: Наука и современность -2017 сборник материалов LI Международной научно-практической конференции.- 2017.- С. 139-144.

15. Рочева Е.В. Методы борьбы с осложнениями, связанными с АСПО / Рочева Е.В. // Новая наука: От идеи к результату.- 2017.- С.40-42.

16. Апасов Г.Т. Протекторная защита от коррозии насосного оборудования НКТ/Апасов Г.Т., Апасов Т.К., Порожняков Д.В.// В сборнике:

Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса, материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых.-2015.-С.283-291.

17. Абраменко Е.В. Анализ методов борьбы с коррозией при эксплуатации скважин электроцентробежными насосами/ Абраменко Е.В // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых.-2015.-№1.-С.96-99.

18. Сарычева Д.А. О повышении эффективности эксплуатации скважин с высоким газовым фактором / Сарычева Д.А., Вахитова Р.И. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов.-2015.-№2.-С. 91-98.

19. Трулев А.В. Новые погружные центробежные насосы со ступенями из серого чугуна в двухопорном исполнении / Трулев А.В., Сабиров А.А., Сибирев С.В. // Инженерная практика.-2017.-№5.

20. Ткачев С.В. Новые технологии BAKERHUGHES в области механизированной добычи / Ткачев С.В. // Инженерная практика.-2017.-№9.

21. Шуголь А.А. Опыт применения защитных решений MAJPRPACK на коррозионном добывающем фонде и скважинах системы ППД /Шуголь А.А. // Инженерная практика.-2017.-№4.

22. Сармотин А.Л. Выполнение программы ОНР на осложненном фонде скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» / Сармотин А.Л. // Инженерная практика.-2017.-№4.

23. Лавриенко А. Современные технологии для повышения эффективности эксплуатации УЭЦН в условиях высокого газосодержания / Лавриенко А. // Инженерная практика.- 2016.-№4.

24. Апасов Т.К. Протекторная защита от коррозии в скважинах с УЭЦН / Апасов Т.К., Апасов Г.Т., Порожняков Д.В., Саранча А.В. // Современные проблемы науки и образования.-2015.-№2.-С.65.

25. Агеев Ш. Высоконадежные центробежные установки для добычи

нефти в осложненных условиях / Агеев Ш., Куприн П., Мельников М., Перельман О., Пещеренко С., Рабинович А. // Бурение и нефть.- 2006.-№4.- С.30-33.

26. Ивановский В.Н. Вопросы энергоэффективности установок электроприводных центробежных насосов / Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Донской Ю.А., Булат А.В., Зуев А.С., Якимов С.Б. // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса.-2016.-№4.-С. 25-30.

27. Катаев А.А. От качественных магнитов- к энергоэффективным вентильным электродвигателям ООО «ЭПУ-ИТЦ» / Катаев А.А., Хузин А.Р. // Инженерная практика.-2017.-№9.

28. Камалетдинов Р.С. Применение приводов УЭЦН на основе вентильных электродвигателей/Камалетдинов Р.С.//Бурение и нефть.-2007.- №1.-С.56-57.

29. Копырин В.А. Погружные насосные установки с повышенным коэффициентом мощности / Копырин В.А. // В сборнике: Энергосбережение и инновационные технологии, материалы Всероссийской научно-практической конференции студентов, аспирантов, молодых ученых и специалистов.-2015.-С. 45-48.

30. Золотарев И.В. Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН / Золотарев И.В., Пещеренко С.Н., Пошвин Е.В. // Бурение и нефть.-2013.-№9.

31. Радкевич В.Н. Оценка целесообразности замены малонагружаемых асинхронных электродвигателей нерегулируемых электроприводов / Радкевич В.Н. // Актуальные проблемы СНТК 69.- С. 127-130.

32. Ивановский В.Н. Проектирование и исследование характеристик степеней динамических насосов / Ивановский В.Н., Сабиров А.А., Деговцов А.В., Пекин С.С., Донской Ю.А., Кривенков С.В., Соколов Н.Н., Кузьмин А.В.// Учебное издание для научно-исследовательской работы магистрантов

по направлению – «Проектирование машин и оборудования для эксплуатации нефтяных и газовых скважин»– М.:РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014

33. Абдуллаев Г.А. Особенности подбора погружных установок электроцентробежных насосов / Абдуллаев Г.А. // Академический журнал Западной Сибири.-2016.-№5.-С.4-5.

34. Федосеева Н.М. Единые нормы времени на испытание разведочных и эксплуатационных скважин/Н.М. Федосеева, А.А.Павловский, А.Л. Колосова– М.: ПО "Чертановская типография", 1987. - 102 с.

35. Об утверждении единых норм времени на подземный(текущий) ремонт скважин [Электронный ресурс] Режим доступа:17.06.2022г.(дата обращения: 17.06.2022г.).

36. Постановление правительства Российской Федерации №640 от 07 июля 2016 года “О внесении изменений в постановление правительства Российской Федерации от 01 января 2002 г. №1” [Электронный ресурс] Режим доступа: <http://www.consultant.ru>(дата обращения 17.06.2022г.).

37. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 17.06.2022г.).

38. СанПиН 2.2.4.3359-16Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 17.06.2022г.).

39. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 17.06.2022г.).

40. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru>(дата

обращения 17.06.2022г.).

41. МР2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru>(дата обращения 17.06.2022г.).ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 16.04.2019 г.)

42. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 17.06.2022г.)

43. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru>(дата обращения 17.06.2022г.)

44. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 17.06.2022г.).

45. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 17.06.2022г.).

46. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и(или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс].

– Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

47. Правила устройства электроустановок (ПУЭ). [Электронный ресурс].

– Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

48. Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

49. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

50. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

51. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

52. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 16.04.2019 г.).

53. ГОСТ Р 14.13-2007 Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 16.04.2019 г.).

54. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. –

Режим доступа: <http://www.internet-law.ru>(дата обращения 16.04.2019 г.).

55. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда: учебное пособие для вузов / П. П. Кукин

56. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document>(дата обращения 16.04.2019 г.).