

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА ШИНГИНСКОМ НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ТОМСКАЯ ОБЛАСТЬ)

УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Купчиков Дмитрий Алексеевич		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОНД ИШПР	Гладких Марина Алексеевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОСНГ ШБИП ТПУ	Гасанов Магеррам Али оглы	Д.Э.Н		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2022 г.

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач	И.УК(У)-1.1. Анализирует задачу, выделяя ее базовые составляющие
		И. УК(У)-1.2 Осуществляет поиск, выделяет и ранжирует информацию на основе системного подхода и методов познания для решения задач по различным типам запросов
		И.УК(У)-1.3 Обосновывает выводы, интерпретации и оценки о научных исследованиях, публикациях и т.д., на основе критериев и базовых методов аргументации
		И.УК(У)-1.4 Анализирует и контекстно обрабатывает информацию для решения поставленных задач с формированием собственных мнений и суждений; предлагает варианты решения задачи, анализирует возможные последствия их использования
		И.УК(У)-1.5 Анализирует пути решения проблем мировоззренческого, нравственного и личного характера на основе использования основных философских идей и категорий в их историческом развитии и социально-культурном контексте
Разработка и реализация проектов	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	И.УК(У)-2.1. Формулирует проблему, решение которой напрямую связано с достижением цели проекта
		И.УК(У)-2.2. Определяет связи между поставленными задачами и ожидаемые результаты их решения
		И.УК(У)-2.3. В рамках поставленных задач определяет имеющиеся ресурсы и ограничения, действующие правовые нормы
		И.УК(У)-2.4. Анализирует план-график реализации проекта в целом и выбирает оптимальный способ решения поставленных задач, исходя из действующих правовых норм и имеющихся ресурсов и ограничений
		И. УК(У)-2.5. Контролирует ход выполнения проекта, корректирует план-график в соответствии с результатами контроля
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способен осуществлять социальное	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	<p data-bbox="1256 288 2074 312">сотрудничества для достижения поставленной цели</p> <p data-bbox="1256 336 2074 392">И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели</p> <p data-bbox="1256 416 2074 472">И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата</p> <p data-bbox="1256 496 2074 616">И.УК(У)-3.4. Осуществляет обмен информацией, знаниями и опытом с членами команды; аргументирует свою точку зрения относительно использования идей других членов команды для достижения поставленной цели</p> <p data-bbox="1256 639 2074 663">И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений</p>
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	<p data-bbox="1256 703 2074 783">И.УК(У)-4.1. Выбирает стиль делового общения, в зависимости от языка общения, цели и условий партнерства; адаптирует речь, стиль общения и язык жестов к ситуациям взаимодействия</p> <p data-bbox="1256 807 2074 887">И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках</p> <p data-bbox="1256 911 2074 975">И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p data-bbox="1256 999 2074 1086">И.УК(У)-4.4. Ведет деловую переписку на государственном и иностранном языках с учетом особенностей стилистики официальных и неофициальных писем и социокультурных различий в формате корреспонденции</p> <p data-bbox="1256 1110 2074 1262">И.УК(У)-4.5. Использует диалог для сотрудничества в академической коммуникации общения с учетом личности собеседников, их коммуникативно-речевой стратегии и тактики, степени официальности обстановки; формирует и аргументирует собственную оценку основных идей участников диалога (дискуссии) в соответствии с потребностями совместной деятельности</p>
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально- историческом, этическом и философском контекстах	<p data-bbox="1256 1294 2074 1350">И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p data-bbox="1256 1374 2074 1398">И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>общении информацию о культурных особенностях и традициях различных социальных групп</p> <p>И.УК(У)-5.3. Учитывает при социальном и профессиональном общении по заданной теме историческое наследие и социокультурные традиции различных социальных групп, этносов и конфессий, включая мировые религии, философские и этические учения</p> <p>И. УК(У)-5.4. Осуществляет сбор информации по заданной теме с учетом этносов и конфессий, наиболее широко представленных в точках проведения исследования; обосновывает особенности проектной и командной деятельности с представителями других этносов и (или) конфессий</p> <p>И.УК(У)-5.5. Придерживается принципов недискриминационного взаимодействия при личном и массовом общении в целях выполнения профессиональных задач и усиления социальной интеграции</p>
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-6. Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни	<p>И.УК(У)-6.1. Контролирует количество времени, потраченного на конкретные виды деятельности; вырабатывает инструменты и методы управления временем при выполнении конкретных задач, проектов, целей;</p> <p>И.УК(У)-6.2. Анализирует свои ресурсы и их пределы (личностные, ситуативные, временные и т.д.), для успешного выполнения порученной работы</p> <p>И.УК(У)-6.3. Находит и использует источники получения дополнительной информации для повышения уровня общих и профессиональных знаний</p> <p>И.УК(У)-6.4. Анализирует основные возможности и инструменты непрерывного образования применительно к собственным интересам и потребностям с учетом условий, средств, личностных возможностей, этапов карьерного роста, временной перспективы развития деятельности и требований рынка труда</p> <p>И.УК(У)-6.5. Определяет задачи саморазвития, цели и приоритеты профессионального роста; распределяет задачи на долго-, средне- и краткосрочные с обоснованием актуальности и анализа ресурсов для их выполнения</p>

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровьесбережение)	УК(У)-7. Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности	И.УК(У)-7.1. Выбирает здоровьесберегающие технологии для поддержания здорового образа жизни с учетом физиологических особенностей организма
		И.УК(У)-7.2. Планирует свое рабочее и свободное время для оптимального сочетания физической и умственной нагрузки и обеспечения работоспособности
		И.УК(У)-7.3. Соблюдает и пропагандирует нормы здорового образа жизни в различных жизненных ситуациях и в профессиональной деятельности
Безопасность жизнедеятельности	УК(У)-8. Способен создавать и поддерживать безопасные условия жизнедеятельности, в том числе при возникновении чрезвычайных ситуаций	И. УК(У)-8.1. Анализирует факторы вредного влияния на жизнедеятельность элементов среды обитания (технических средств, технологических процессов, материалов, зданий и сооружений, природных и социальных явлений)
		И.УК(У)-8.2. Идентифицирует опасные и вредные факторы в рамках выполняемого задания
		И.УК(У)-8.3. Выявляет и устраняет проблемы, связанные с нарушениями техники безопасности на рабочем месте; разъясняет мероприятия по предотвращению чрезвычайных ситуаций
		И.УК(У)-8.4. Разъясняет правила поведения при возникновении чрезвычайных ситуаций природного и техногенного происхождения; оказывает первую помощь, участвует в восстановительных мероприятиях
Дополнительная компетенция университета	УК(У)-9. Способен проявлять предприимчивость в профессиональной деятельности, в т.ч. в рамках разработки коммерчески перспективного продукта на основе научно-технической идеи	И.УК(У)-9.1. Выявляет проблему, ставит цель для оптимального решения проблемы, находит и распределяет ресурсы для достижения цели, и достигает эту цель, воспринимая изменения внешней среды и гибко реагируя на эти изменения
		И.УК(У)-9.2. Разрабатывает коммерчески перспективный продукт на основе научно-технической идеи и ведет проектную деятельность по направлению профессиональной деятельности

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания	И.ОПК(У)-1.1. Применяет математический аппарат исследования функций, линейной алгебры, дифференциального и интегрального исчисления, рядов, дифференциальных уравнений, теории функций комплексного переменного в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.2. Применяет математический аппарат теории вероятностей и математической статистики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.3. Демонстрирует понимание физических явлений и применяет законы механики, термодинамики, электричества и магнетизма, основ оптики, квантовой механики и атомной физики в инженерной деятельности
		И.ОПК(У)-1.4. Демонстрирует понимание химических процессов и применяет основные законы химии
		И.ОПК(У)-1.5. Демонстрирует знание основ теоретической механики, теории механизмов и машин, сопротивления материалов, деталей машин и основ конструирования и применяет их при решении практических задач
		И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов
		И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы
		И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные
		И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам
		И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и

		пакеты программ
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности
		И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента
		И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении
		И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве
		И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно- исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы
		И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных средств	И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности
		И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства
		И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций
		И.ОПК(У)-5.4. Использует основные технологии поиска, разведки и организации нефтегазового производства в России и за рубежом, стандарты и ТУ, источники получения информации, массмедийные и мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания сущности и значения информации в развитии современного информационного общества, опасностей и угроз, возникающих в этом процессе, основных требований информационной

	технологии	безопасности И.ОПК(У)-6.2. Решает стандартные задачи профессиональной деятельности на основе информационной и библиографической культуры с применением современных технологий и требований информационной безопасности
Применение прикладных знаний	ОПК(У)-7. Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами	И.ОПК(У)-7.1. Использует основные виды и содержание макетов производственной документации, связанных с профессиональной деятельностью

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Формирование отчетности по добыче углеводородного сырья 2. Обеспечение технологического режима работы скважин	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ А «Документационное обеспечение добычи углеводородного сырья»	ПК(У)–1. Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности	И.ПК(У)-1.1 Решает технические задачи и корректирует технологические процессы при эксплуатации скважин и линейных сооружений

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>3. Обеспечение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту нефтепромыслового оборудования</p> <p>4. Выполнение диагностического обследования оборудования по добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–2. Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-2.1 Проводит диагностику, текущий осмотр и ремонт технологического оборудования, используемого в процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>5. Контроль и выполнение производственных показателей подразделениями по добыче нефти, газа и газового конденсата</p> <p>6. Обеспечение оперативного и инженерного безопасного сопровождения технологического процесса добычи нефти, газа и газового конденсата</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–3. Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-3.1 Выполняет работы по контролю безопасности для предотвращения и ликвидации аварийных ситуаций в технологических процессах добычи нефти, газа и газового конденсата</p>
	<p>7. Организационно-техническое обеспечение добычи углеводородного сырья</p> <p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p>	<p>ПК(У)–4. Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-4.1 Сочетает геолого- промысловую теорию и практику при совершенствовании технологических операций и осуществлении процессов нефтегазового производства в области разработки и эксплуатации месторождений нефти и газа</p>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	<p>8. Сбор, интерпретация и обобщение геолого-промысловой информации</p> <p>9. Составление геологических отчетов</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ С «Организационно-техническое сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)–5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин</p>	<p>И.ПК(У)-5.1 Обеспечивает заданные режимы, оперативный контроль за выполнением производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья</p>
	<p>10. Подготовка предложений по повышению эффективности процесса добычи и работы оборудования по добыче углеводородного сырья</p> <p>11. Составление текущих планов по проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ В «Обеспечение добычи углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	<p>ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья</p>	<p>И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа</p>

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

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

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Купчиков Дмитрий Алексеевич

Тема работы:

Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область)
--

Утверждена приказом директора (дата, номер)	118-12_с от 28.04.2022
---	------------------------

Срок сдачи студентом выполненной работы:	17.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и научно-исследовательских работ, фондовая и научная литература, патенты, технологические регламенты, нормативные документы.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Геологическое строение Шингинского месторождения 2. Анализ разработки Шингинского месторождения 3. Технология и техника добычи нефти и газа 4. Расчетная часть 5. Обслуживание скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов 6. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 7. Социальная ответственность

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Геологическое строение Шингинского месторождения	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Анализ разработки Шингинского месторождения	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Технология и техника добычи нефти и газа	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Расчетная часть	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Обслуживание скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов	Старший преподаватель Гладких Марина Алексеевна
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н. Гасанов Магеррам Али оглы
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Мезенцева Ирина Леонидовна
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Геологическое строение Шингинского месторождения	
Анализ разработки Шингинского месторождения	
Технология и техника добычи нефти и газа	
Расчетная часть	
Обслуживание скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	29.04.2022
---	------------

Задание выдал руководитель / консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, зван	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Гладких Марина Алексеевна			29.04.20022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Купчиков Дмитрий Алексеевич		29.04.20022

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б8СГ	Купчиков Дмитрий Алексеевич

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Стоимость материальных ресурсов и специального оборудования определены в соответствии с рыночными ценами г. Томска 2. Тарифные ставки исполнителей определены штатным расписанием НИ ТПУ
3. Нормы и нормативы расходования ресурсов	Норма амортизационных отчислений на специальное оборудование
4. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Отчисления во внебюджетные фонды 30%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого потенциала инженерных решений (ИР)	Расчет конкурентоспособности SWOT-анализ
2. Формирование плана и графика разработки и внедрения ИР	Структура работ. Определение трудоемкости. Разработка графика проведения исследования
3. Составление бюджета инженерного проекта (ИП)	Расчет бюджетной стоимости НИ
4. Оценка ресурсной, финансовой, социальной, бюджетной эффективности ИР и потенциальных рисков	Оценка ресурсоэффективности разработки проекта.

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. Оценка конкурентоспособности технических решений 2. Матрица SWOT 3. Временные показатели проведения научного исследования 4. График проведения и бюджет НИ 5. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НИ
--

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОСГН	Гасанов М.А.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Купчиков Дмитрий Алексеевич		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 3-2Б8СГ		ФИО Купчиков Дмитрий Алексеевич	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Нефтегазовое дело
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении (Томская область).	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
Введение	<p>Объект исследования: добывающая скважина; Область применения: любое нефтегазовое производство. Рабочая зона: полевые условия; Размеры рабочей зоны: 100м*210м; Количество и наименование оборудования рабочей зоны: задвижки, фланцевые соединения, фонтанная арматура; компоновка УЭЦН Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Анализ эффективности работы УЭЦН.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации:	<ol style="list-style-type: none"> 1. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001; 2. Геолого-технологические исследования. Общие требования; 3. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия 4. ГОСТ Р 53709-2009 Скважины нефтяные и газовые. Геофизические исследования и работы в скважинах. Общие требования; 5. ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия; 6. СП 231.1311500.2015 Обустройство нефтяных и газовых месторождений. Требования пожарной безопасности
2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 2. Аномальные климатические параметры воздушной среды на месторождении; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;

	<p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Разрушающиеся конструкции; 2. Биологическое воздействие; 3. Химическое воздействие на организм человека. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: спецодежда, перчатки, очки, маски, каски, противогазы, респираторы, газоанализатор</p>
<p>3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения</p>	<p>Воздействие на литосферу: разлитие буровых растворов и химических агентов, нарушение естественного залегания пород;</p> <p>Воздействие на гидросферу:загрязнение водотоков, подземных грунтовых вод химическими реагентами и отходами;</p> <p>Воздействие на атмосферу : сброс газа на факельное устройство, выбросы, выхлопные газы;</p> <p>Воздействие на селитебную зону: Загрязнение химическими веществами.</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения</p>	<p>Возможные ЧС</p> <p>Биологические: инфекционные заболевания людей, эпидемия;</p> <p>Природные: оползни, землетрясения, бури;</p> <p>Техногенные: взрывы, пожары, обрушения;</p> <p>Экологические: загрязнение среды, изменение геологического строения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: негерметичность трубопроводов, находящихся под давлением, пожары.</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Мезенцева Ирина Леонидовна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б8СГ	Купчиков Дмитрий Алексеевич		

Обозначения и сокращения

В настоящей работе применены следующие сокращения:

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ПС – метод потенциалов самопроизвольной поляризации;

НГК – нефтегазовый комплекс;

ГИС – геофизические исследования скважин;

УВ – углеводороды;

ВНК – водонефтяной контакт;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

ППД – поддержание пластового давления;

ПЭД – погружной электродвигатель;

НКТ – насосно – компрессорные трубы;

КРС – капитальный ремонт скважин;

ЦДНГ – цех добычи нефти и газа;

АГЗУ – автоматизированная групповая замерная установка;

СУ – станция управления;

ФА – фонтанная арматура;

ЗСП – защита срыва подачи;

ГРП – гидравлический разрыва пласта;

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

УДР – установка дозировки реагентов;

ПМ – протектор погружной;

ГНО – глубинно – насосное оборудование;

МРП – межремонтный период.

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 121 страниц, в том числе 11 рисунков, 27 таблиц. Список литературы включает 22 источников.

Ключевые слова: оборудование, отказы, добыча, насос.

Объектом исследования являются установки электроцентробежных насосов.

Цель исследования – повышение эффективности работы установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении.

В процессе исследования проанализирована эффективность работы УЭЦН, применяемое погружное оборудование, причины приводящие к отказу подземного оборудования и борьба с ними.

Область применения: добывающие скважины оборудованные установками электроцентробежных насосов.

Потенциальная экономическая эффективность связана с оптимизацией методов борьбы с преждевременными отказами погружного оборудования.

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	21
1 Геологическое строение Шингинского месторождения	22
1.1 Общие сведения о месторождении	22
1.2 Характеристика геологического строения	24
1.2.1 Стратиграфия	24
1.2.2 Тектоника	29
1.2.3 Нефтегазоносность разреза и строение залежи	31
1.2.4 Физико – гидродинамическая характеристика продуктивных	35
пластов	35
1.2.5 Свойства и состав пластовых флюидов.....	36
1.2.6 Запасы нефти и газа	37
2 Анализ разработки Шингинского месторождения	39
2.1 Варианты разработки Шингинского месторождения	39
2.2 Анализ состояния разработки Шингинского месторождения	43
3 Технология и техника добычи нефти и газа	47
3.1 Конструкция скважин, используемая на Шингинском	47
месторождении	47
3.2 Анализ установки погружного центробежного электронасоса	48
3.2.1 Краткое описание и общая схема установки погружного	48
центробежного электронасоса	48
3.2.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН	49
3.2.3 Анализ применяемого погружного оборудования.....	54
4 Расчетная часть	57

4.1	Выбор насосно-компрессорных труб	57
4.2	Определение необходимого напора ЭЦН	58
4.3	Выбор электродвигателя	60
4.4	Подбор ЭЦН в скважину	60
4.5	Оценка оптимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН	63
5	Обслуживание скважин, оборудованных установками электроцентробежных электронасосов	65
5.1	Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях	66
5.1.1	Эксплуатация скважин подверженных карбонатным	66
5.1.2	Эксплуатация скважин с повышенным содержанием КВЧ	68
5.1.3	Эксплуатация скважин с повышенным содержанием АСПО	69
5.2	Анализ причин отказов УЭЦН на скважинах	71
5.3	Усовершенствованные технологии для борьбы с механическими примесями	76
6	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	80
6.1	Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	81
6.1.1	Анализ конкурентных технических решений	82
6.1.2	SWOT-анализ	84
6.2	Планирование научно-исследовательских работ	88
6.2.1	Структура работ в рамках научного исследования	88
6.2.2	Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения	89

6.2.3 Бюджет научно-технического исследования	93
6.2.3.1 Основная заработная плата исполнителей темы.....	95
6.2.3.2 Накладные расходы	98
7 Социальная ответственность	103
7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	103
7.2 Производственная безопасность.....	104
7.3 Анализ вредных производственных факторов.....	105
7.4 Анализ опасных производственных факторов.....	108
7.5 Экологическая безопасность.....	111
7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	114
Заключение	118
Список использованной литературы.....	120

Введение

Основным способом добычи на Шингинском нефтяном месторождении является механизированный с применением установок электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Эксплуатация установок электроцентробежных насосов является наиболее высокотехнологичным, но и самым дорогостоящим способом.

Основным показателем, характеризующим технический уровень УЭЦН и степень их эксплуатации, является межремонтный период (МРП), увеличение которого – один из самых эффективных путей снижения затрат.

Опыт эксплуатации УЭЦН свидетельствует, что надежность УЭЦН (МРП) определяется следующими факторами:

- уровень технологии изготовления установок и применяемыми при этом материалами;
- применяемые при изготовлении установок материалы;
- качеством ремонта электропогружных установок;
- технологией производства подземных ремонтов скважин, оборудованных УЭЦН;
- эксплуатацией скважин (соответствие напорно-расходных характеристик насоса и добывающих возможностей скважин, контроль над режимом работы, принятие своевременных мер при изменении режима работы системы «скважина-насос»).

Целью данной работы является анализ работы фонда скважин, которые оборудованы установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

1 Геологическое строение Шингинского месторождения

1.1 Общие сведения о месторождении

В административном отношении Шингинское нефтяное месторождение расположено в Каргасокском районе Томской области, в 440 км к северо-востоку от г. Томска (рисунок 1.1). [1].



Рисунок 1.1 - Обзорная карта района работ

Территория района малонаселённая.

Районный центр пос. Каргасок находится в 150 км от месторождения, а ближайшими населёнными пунктами являются г. Кедровый и пос. Пудино, располагающиеся в 100 км к юго-востоку. Кроме этого, в 30 км юго-восточнее находится вахтовый посёлок в пределах разрабатываемого Лугинецкого нефтегазоконденсатного месторождения.

Шоссейные и железная дорога в районе месторождения отсутствуют. От ближайшей железнодорожной станции в г. Томске до месторождения – 440 км, от районного центра п. Каргасок – 150 км. Транспортировка бурового оборудования и других грузов осуществляется из г. Томска водным путём в период навигации, а зимой – наземным транспортом.

Район работ экономически освоен слабо. Местное население занимается в основном лесозаготовками, животноводством, промысловой охотой, а в последнее десятилетие – работами на нефтепромыслах.

Территориально площадь работ приурочена к левобережью реки Чижалка, правому притоку р. Васюган. В гидрографическом отношении район относится к водораздельному слабовсхолмленному плато, расчленённому речными долинами с пойменными террасами. В 40 км от месторождения протекает река Чижалка, которая судоходна в начале навигации для маломерных судов.

Климат района резко континентальный, с продолжительной холодной зимой (температура достигает -45°C) и коротким тёплым летом (до $+35^{\circ}\text{C}$). Снежный покров лежит с ноября по апрель, толщина его достигает 70 – 120 см. Реки и болота начинают замерзать лишь к концу декабря (толщина льда на водоёмах достигает 1 метр), причём некоторые участки болот, где активно идут процессы окисления, не промерзают всю зиму, в связи с чем, возникает необходимость сооружения переездов в виде настилов.

Преобладающими являются ветры северо-западного и юго-западного направлений. Средние скорости 4 – 5 м/сек., максимальные – 18 – 20 м/сек. Самым ветреным периодом является весна.

Растительность района таёжного и болотного типов. Территория более чем наполовину покрыта смешанным лесом. Из древесных пород преобладают сосна, берёза, осина, кедр. Вдоль берегов рек и ручьев – заросли кустарников.

Рельеф местности представляет собой слабо всхолмленную равнину.

Абсолютные отметки рельефа колеблются от 90 м в пойменных частях рек до 122 м – на водоразделах.

Преобладают подзолистый и болотный типы почв, которые неблагоприятны для развития земледелия.

Территория работ относится к районам с избыточным увлажнением. За год выпадает более 500 мм осадков, причём с осадками бывает половина дней в году. Наибольшее количество осадков выпадает в осенне – зимний период. Уровень грунтовых вод находится на глубине от 5 до 25 метров.

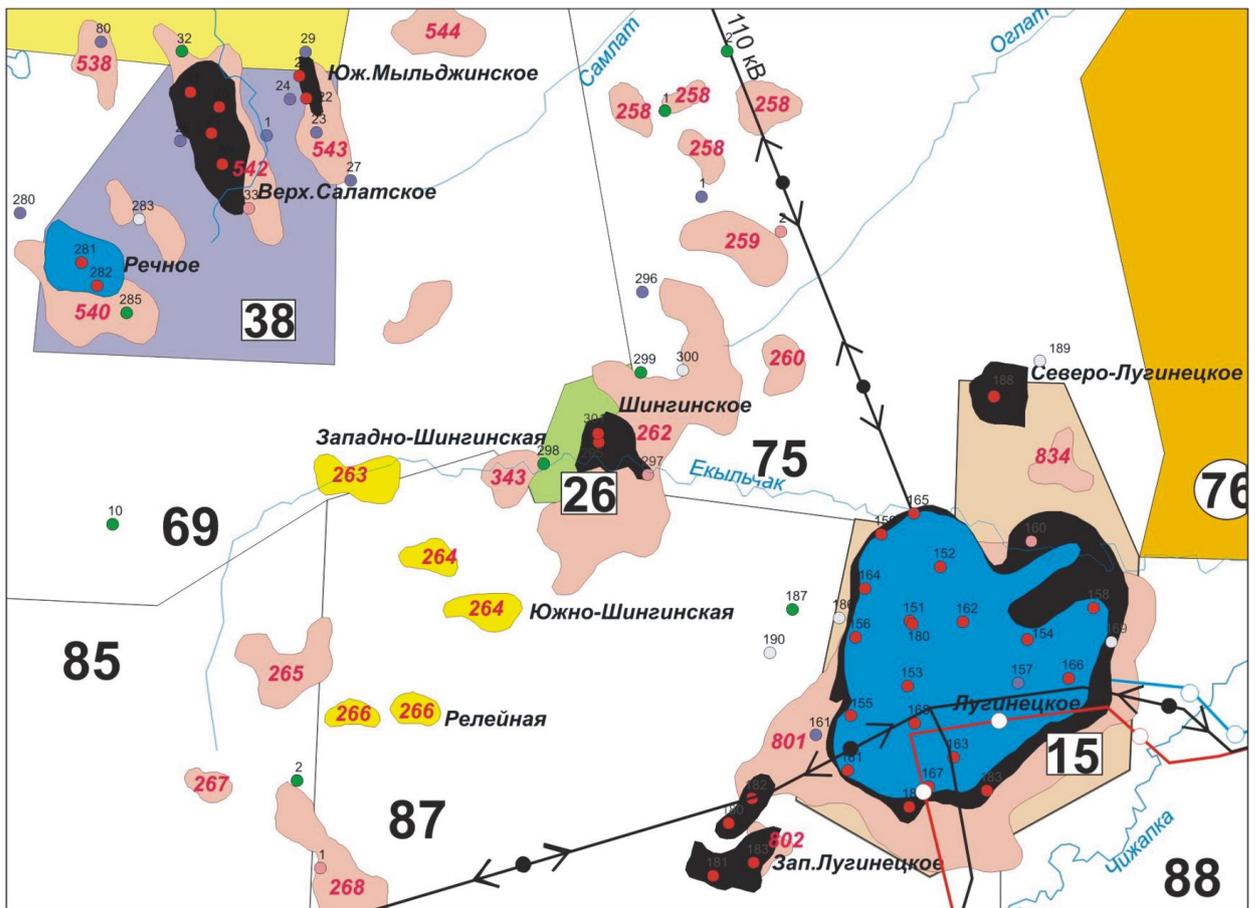
Несмотря на обилие поверхностных вод, для водоснабжения как питьевой, так и технической водой следует бурить водозаборные скважины глубиной до 170 метров.

Специальных работ по поискам полезных ископаемых, кроме нефти и газа, не проводились. Из местных материалов для строительства используется только лес.

1.2 Характеристика геологического строения

1.2.1 Стратиграфия

Шингинское месторождение расположено в Нюрольском нефтегазоносном районе, в пределах которого расположены нефтяные и нефтегазоконденсатные месторождения: Игольско – Таловое, Лугинецкое, Фестивальное, Южно – Черемшанское и другие (рисунок 1.2.) [1].



Условные обозначения

Лицензионные участки
Распределенный фонд недр

- Лицензионные участки-горные отводы
- Лицензионные участки
- ОАО «Томскнефть» ВНК
- ООО «Шингинское»
- ЗАО «Томская нефть»
- Компания "Benodet Investments Limited"

Нераспределённый фонд недр:

- 69 Фестивальный
- 75 Восточно-Мыльджинский
- 85 Верхненурольский
- 87 Западно-Луговецкий
- 88 Рыбальный

- нефтепроводы
- газопроводы
- линии электропередач

Месторождения

- нефтяные
- газовые
- нефтегазовые
- структуры с ресурсами категории С₃.

Скважины

- продуктивные
- с нефтепроявлениями
- водоносные
- сухие
- неиспытанные

СПИСОК ЛОКАЛЬНЫХ СТРУКТУР

- 258 Самлатская
- 259 Кыкинская
- 260 Миндалакская
- 262 Шингинская
- 263 Зап-Шингинская
- 264 Южно-Шингинская
- 265 Средняя
- 266 Релейная
- 267 Зап-Квензерская
- 268 Квензерская
- 343 Верхнешингинская
- 538 Чарымовская
- 540 Лучистая
- 542 Верхнесалатская
- 543 Южно-Мыльджинская
- 544 Мыгинская
- 801 Луговецкая
- 802 Зап-Луговецкая
- 834 Сев-Луговецкая

Рисунок 1.2 - Район производства работ

соответственно 2843 и 2861 м (вскрытая мощность 143 и 49 м) и представлены метаморфизованными, трещиноватыми глинисто – кремнистыми породами.[1]

Мезозойско – кайнозойские отложения

Отложения платформенного чехла, имеющие в пределах месторождения общую мощность 2800 – 2900 м и более, залегают на денудированной и выветрелой поверхности доюрских образований несогласно, со стратиграфическим перерывом.

Юрская система – J

Юрские отложения, залегающие несогласно на доюрском комплексе, подразделяются на три свиты (снизу – вверх) – тюменскую, васюганскую и баженовскую.

Тюменская свита (в.аален – в.бат) вскрыта на полную мощность скважинами 297,299 и 300, где она составляет 152 – 171 м. Свита представляет собой толщу континентальных отложений – неравномерное переслаивание аргиллитов, алевролитов, песчаников, углистых аргиллитов и углей. Угольные пласты имеют толщину 1 – 4 м, в разрезе свиты их насчитывается до 10. Свита содержит ряд песчаных пластов, большей частью заглинизированных и являющихся плохими коллекторами.

Аргиллиты серые до темно – серых, плотные, крепкие, слюдистые, участками переходящие в алевролиты. Характерна косая слоистость за счёт чередования разностей, отличающихся гранулометрическим составом, с включением растительных остатков, с прослоями углей толщиной 0.2 м и углистых плитчатых аргиллитов (до 0.5 м толщиной). Угли черные, плотные, крепкие, блестящие. Алевролиты серые, светло-серые, плотные, крепкие, массивные, слюдистые, косо – волнистослоистые, с растительными остатками, местами замещаются серыми с коричневатым оттенком песчаниками толщиной 0.1 – 0.2 м. Толщина тюменской свиты 122 – 170 м.

Куломзинская свита. Темно – серые глины куломзинской свиты согласно залегают на юрских отложениях. В кровле развиты песчаные пласты Б₁₃ и Б₁₄.

Толщина свиты – 260 м.

Тарская свита. Наиболее опесчаненная часть валанжинских отложений объединяется в тарскую свиту. В её пределах выделяются песчаные пласты Б₉₋₁₂, разделяющиеся маломощными прослоями аргиллитов и алевролитов.

Толщина свиты – 75 м.

Киялинская свита представляет собой пестроцветную толщу переслаивающихся песчаников, алевролитов и аргиллитоподобных глин.

Толщина свиты – 545 м.

Алымская свита. В кровле алымской свиты залегают темно – серые плитчатые глины кошайской пачки, в подошве светло – серые песчаники пласта А₁. Толщина свиты – 60 м.

Покурская свита представлена неравномерным чередованием песчаников, алевролитов и глин. Песчаники и алевролиты слабосцементированные, часто глинистые. Глины алевролитистые, комковатые.

Толщина свиты – 860 м.

Кузнецовская свита сложена темно – серыми плотными глинами с фауной и гнездами глауконитов.

Толщина свиты – 25 м.

Ипатовская свита представлена чередованием плотных алевролитов, полимиктовых ожелезненных песчаников и темно – серых глин.

Толщина свиты – 125 м.

Славгородская свита сложена темно-серыми с зеленоватым оттенком плитчатыми глинами с редкими прослоями глауконитовых песчаников.

Толщина свиты – 80 м.

Ганькинская свита представлена преимущественно плотными, участками известковистыми, глинами с остатками раковин.

Толщина свиты – 160 м.

Выше залегают отложения кайнозоя, представленные палеогеновой и четвертичной системами.

Палеогеновая система

В разрезе присутствуют три отдела: палеоцен, эоцен и олигоцен.

Талицкая, люлинворская и чеганская свиты (плиоцен, эоцен и низы олигоцена) сложены глинами с редкими маломощными прослоями кварцевых песков.

Толщина отложений – 410 м.

Четвертичная система

Отложения представлены желтовато – бурыми суглинками, мелкозернистыми песками, коричневатыми глинами и почвенным слоем.

Толщина отложений – 50 м.

1.2.2 Тектоника

Площадь Шингинского месторождения, согласно тектонической карте фундамента, расположена в северо – восточной части Нюрольского погруженного блока Межевского срединного массива.

Структурные зоны позднегерцинской складчатости рассечены системой разломов Усть – Тымского грабен – рифта северо – восточного простирания, сформировавшегося в триасовую эпоху тектонической активизации.

По отложениям осадочного чехла Шингинская площадь находится в зоне сочленения трёх структур I порядка: Нюрольской впадины, Средневасюганского и Пудинского мегавалов (рисунок 1.4)



Рисунок 1.4 - Тектоническая карта района месторождения

Шингинское поднятие является одним из внутририфтовых поднятий (Среднее, Южно – Шингинское, Кыкинское, Охотничье), вытянутых вдоль северо – западного борта Пудинского мегавала (рисунок 1.5).



Рисунок 1.5 - Тектоническая схема структурных элементов района месторождения

Процессы триасового рифтогенеза предопределили многие структурные особенности разреза, оказали влияние на условия осадконакопления в триаса - юрское время, создавая литолого – фациальную неоднородность и дифференцированность отложений по мощности.

По отражающему горизонту Ф2 (подошва юры) Шингинское поднятие представляет собой антиклинальную складку северо-восточного простирания, сочленяющуюся со структурным мысом Лугинецкого поднятия.

Системой линейно вытянутых тектонических нарушений, преимущественно северо – восточной и подчинённой северо – западной ориентировки, структура разбита на ряд блоков. Наиболее крупный из них, размером 11 x 4 км, осложняет всю центральную часть поднятия, и имеет более высокий гипсометрический уровень.

По отражающему горизонту Па (подошва баженовской свиты) поднятие имеет увалообразный рельеф и вытянуто в северо-восточном направлении. Размеры поднятия по изогипсе – 2550 м составляют 17 x 3 – 5 км, амплитуда – 40-50 м. Углы падения крыльев различны: северо – восточное крыло более пологое, юго-западное – более крутое.

Для данного района характерен унаследованный принцип развития от поверхности фундамента (отражающий горизонт Ф2) с постепенным выполаживанием структурных планов вверх по разрезу.

1.2.3 Нефтегазоносность разреза и строение залежи

Основным перспективным нефтегазоносным комплексом на территории Шингинского поднятия является верхнеюрский нефтегазовый комплекс (НГК) (отложения васюганской свиты).

Васюганская свита подразделяется на глинистую нижневасюганскую подсвиту и песчаный горизонт Ю1. В горизонте Ю1, в свою очередь, выделяют

подугольную, межугольную и надугольную толщи, формирование которых связано с регрессивной, переходной и трансгрессивной фазами седиментации.

Промышленная нефтеносность месторождения обусловлена наличием залежи в песчано – алевролитовом пласте Ю11-2 надугольной толщи, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов коллекторов.

Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю11 и Ю12, неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных. Залежь пластовая сводовая, в северо – восточной части осложнена зоной литологического замещения. Размер залежи 9,8 х 2-7,4 км, высота 33 м, площадь до внешнего контура нефтеносности – 38,8 км². Ширина водонефтяной зоны от десятков метров до 2 км, доля ее в общей площади залежи – 0,31. Эффективные толщины пласта колеблются от 2,6 (скв. № 297R) до 17,2 м (скв. № 177), эффективные нефтенасыщенные толщины в интервале от 7,4 (скв. № 301R) до 13,6 м (скв. № 177); расчленённость 4,5; песчаность – 0.63.

Из пяти разведочных скважин, пробуренных на месторождении, две находятся в чисто нефтяной зоне, три за контуром нефтеносности (в том числе одна вскрыла пласт в зоне ухудшенных коллекторов).

Фонтанирующие притоки нефти дебитами 17 – 28,9 куб.м/сут. получены в двух скважинах при диаметрах штуцеров 3,2 и 8 мм (№№ 301P и 295P соответственно).

Нижняя абсолютная отметка вскрытия нефтенасыщенного пласта – коллектора по ГИС и испытанию равна -2541.0 м (скв.295P). Водонефтяной контакт разведочными скважинами не вскрыт, принят условный по кровле пласта коллектора на отметке -2543 м, по результатам испытания которого (интервал перфорации а.о. -2520.8-2546.8 м) в скважине 297P получен приток 0,7 куб. м/сут. нефти и 0,06 куб. м. воды при Ндин. = 825 м. Вскрытие переходной водонефтяной зоны в скв.185 не противоречит ранее определённой отметке ВНК.

За период 2006-2007 гг. пробурено 10 эксплуатационных скважин. В скважине 185 проведено вертикальное сейсмическое профилирование (ВСП), отобран керн и глубинная проба нефти.

В скважине 297, пробуренной на юго-восточном склоне поднятия, пласт Ю11 заглинизирован. Пласт Ю12 вскрыт в интервале 2641.6 – 2644.4 м, которому соответствуют абсолютные отметки -2543.4 – 2546.2 м, что гипсометрически соответствует абсолютной отметке нефтяного пласта в скважине 295. При испытании пласта в интервале 2640–2645 м (а.о. -2541.8 – 2546.8 м) получен промышленный приток нефти с пластовой водой на динамическом уровне 825 м (Q_n – 0.74 м³/сут., Q_v – 0.06 м³/сут.). По промыслово – геофизическим данным характеристика пласта неоднозначная.

Скважина 298, пробуренная в юго-западной периклинальной части месторождения, вскрыла кровлю пласта на абсолютной отметке -2551.6 м, что гипсометрически ниже подошвы нефтяной зоны пласта на 8.6 м. По промыслово-геофизическим данным пласт водонасыщен, но притока пластового флюида при опробовании в процессе бурения не получено.

Скважиной 299, пробуренной на северо-востоке месторождения, пласт вскрыт в пределах зоны выклинивания, что подтверждается данными интерпретации ГИС и данными опробования: из интервала а.о. -2496.7–2529.7 м за 70 минут притока не получено.

В скважине 301 при испытании пласта Ю12 в интервале 2704 – 2706 м (а.о. -2534.3 – 2536.3 м) при переливе получен фильтрат бурового раствора с примесью нефти (37%). Дострелом был испытан пласт Ю11 в интервале 2692–2698 м (а.о. -2522.3–2528 м). Дебит нефти на штуцере 3.2 мм составил 17 м³/сут.

Основные характеристики залежи пласта Ю11-2 приведены в таблицах 1.1; 1.2; 1.3.

Таблица 1.1 – Геолого-геофизическая характеристика продуктивного пласта

Параметры	Объект разработки
Средняя глубина залегания кровли (абсолютная отметка), м	-2518.9
Тип залежи	Пластовая сводовая литологически экранированная
Тип коллектора	Терригенный поровый
Площадь нефтегазоносности, тыс.м ²	44667
Параметры	Объект разработки
Средняя общая толщина, м	16.35
Средняя газонасыщенная толщина, м	-
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м	8.5
Средняя эффективная водонасыщенная толщина, м	
Коэффициент пористости, доли ед.	0.161
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ, доли ед.	0.601
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ, доли ед.	0.571
Коэффициент нефтенасыщенности пласта, доли ед.	0.582
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	5.65
Коэффициент песчанистости, доли ед.	0.64
Расчлененность	8.8
Начальная пластовая температура, °С	96
Начальное пластовое давление, МПа	26.6
Вязкость нефти в пластовых условиях, мПа с	0.57
Плотность нефти в пластовых условиях, т/м ³	745
Плотность нефти в поверхностных условиях, т/м ³	828
Абсолютная отметка ГНК, м	-
Абсолютная отметка ВНК, м	-2543
Объемный коэффициент нефти, доли ед.	1.231
Содержание серы в нефти, %	0.37

Продолжение Таблицы 1.1

Содержание парафина в нефти, %	1.98
Давление насыщения нефти газом, МПа	10.7
Газовый фактор, м ³ /т	88.2
Содержание сероводорода, %	-
Вязкость воды в пластовых условиях, т/м ³	0.35
Плотность воды в поверхностных условиях, т/м ³	1
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴	
Нефти	11.4
Воды	4.5

1.2.4 Физико – гидродинамическая характеристика продуктивных пластов

Промышленная нефтеносность Шингинского месторождения обусловлена наличием залежи в песчано алевролитовом пласте Ю11-2 верхневасюганской подсвиты, который характеризуется сложным геологическим строением за счет литологической изменчивости пластов-коллекторов. Пласт состоит из двух зональных интервалов Ю11 и Ю12, неравномерно распространённых по площади и гидродинамически связанных.

Физико – литологическая характеристика коллекторов продуктивных отложений Шингинского месторождения изучалась по результатам лабораторных исследований керна в скважине 185 и с привлечением первичного описания керна.

Среднее значение нефтенасыщенности по данным ГИС составляет 60%, средневзвешенное 62%. Рекомендовано к расчётам принять $K_n=65\%$, утверждённое по геологическим запасам 2007 г. Пористость по данным керна составляет 14.4 – 15%, по ГИС 15.9%. К расчётам рекомендовано значение пористости 15%, утвержденное по геологическим запасам 2007 г.

В 2006 г. в рамках научно – исследовательской работы «Комплексное исследование керна из скважин на территории деятельности ООО «Газпромнефть – Восток» были проведены определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах керна из скважин Шингинского месторождения (таблица 1.2).

Таблица 1.2 – Результаты определения остаточной нефтенасыщенности и коэффициентов вытеснения на образцах скважин Шингинского месторождения

Глубина отбора образца, м	Открытая пористость, Кп, %	Газопроницаемость, Кпр, мД	Водоудерживающая способность, Квс, %	Начальная нефтенасыщенность, КНН, %	Остаточная нефтенасыщенность, Кон, %	Коэфф. вытеснения, Квыт	Объем прокачки, Vпор	Пористость эффективная, Кэф=Кп*(1-Кво), %	Пористость динамическая, Кд=Кп*(1-Кво-Кно), %
2628,55	16,3	5,9	46,8	53,2	25,1	0,528	3,2	8,7	4,6
2629,27	14,9	5,2	49,4				3,2	7,5	7,5
2636,11	15,8	4,8	44,0	56,0	30,3	0,459	3,2	8,8	4,1
2639,88	14,7	4,3	47,5	52,5	26,5	0,495	2,7	7,7	3,8
2636,92	14,5	3,5	53,2				2,7	6,8	6,8
2639,72	13,6	3,2	52,0	48,0	26,4	0,450	2,7	6,5	2,9

Среднее значение начальной нефтенасыщенности КНН = 52,4%, остаточной нефтенасыщенности КОН = 27,1%, коэффициента вытеснения Квыт = 0,483.

1.2.5 Свойства и состав пластовых флюидов

Для определения компонентного состава и свойств флюидов на месторождении проведены исследовательские работы с отобранными пробами, результаты которых проанализированы в данном разделе.

Исследование закономерностей свойств пластовых УВ смесей Шингинского месторождения проводилось на основе изучения данных о составах и физико – химических свойствах глубинных и поверхностных проб нефти.

1.2.6 Запасы нефти и газа

Запасы нефти по пласту Ю11-2 Шингинского месторождения, утверждённые в ГКЗ Роснедра, составляют геологические/извлекаемые по категории С1 7500/3000 тыс.т. (протокол ЦКЗ МПР №6, 1998 г.). По категории С2 запасов нет.

По состоянию на 01.01.2007 на государственном балансе по Шингинскому месторождению числится начальных геологических/извлекаемых запасов нефти по категории С1 14922/5969 тыс.т, по категории С2 – 2301/920 тыс.т.

Вся площадь запасов категории С1 и меньшая часть запасов категории С2 (геол./извл. – 208/83 тыс.т) относятся к лицензионному участку ООО «Шингинское», остальные запасы категории С2 в объеме 2093/837 тыс.т принадлежат ООО «СТС-сервис».

Суммарные начальные геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по месторождению составляют: категория С1 (геол./извл.) – 1316/526 млн.м³, категория С2 (геол./извл.) – 203/81 млн.м³. Запасы растворенного газа категории С2 в пределах лицензионного полигона ООО "Шингинское" составляют (геол./извл.) – 18/7 млн.м³.

Построение структурных карт и карт эффективных нефтенасыщенных толщин проведено в программном пакете, предназначенном для построения геологических моделей и подсчета запасов нефтяных и нефтегазовых месторождений – Petrell. Размер ячеек сетки при построении структурного каркаса и карт подсчётных параметров выбран 50 м по оси Х и 50 м по оси Y

(количество ячеек по осям составляет $210 \times 187 = 39270$). При этом для моделирования использовались средневзвешенные по пласту значения петрофизических и подсчетных параметров.

Результаты расчёта площадей нефтеносности приведены в Таблице 1.3.

Таблица 1.3 – Результаты расчёта площадей нефтеносности

Пласт, площадь	Площадь нефтеносности, тыс.кв.м, ЧНЗ+ВНЗ		
	C1+C2	C1	C2
Ю ₁ ¹⁻² в целом залежь	38555	30053	8502
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. в ЛУ	31420	30053	1367
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. вне ЛУ	7135	-	7135

Характер насыщенности коллекторов оценивался по данным комплексного анализа каротажа, керна и опробования скважин. Общая эффективная нефтенасыщенная толщина по скважинам определялась путем суммирования толщин отдельных прослоев коллекторов, имеющих продуктивную характеристику до принятого ВНК на основании опробования скважин и данных ГИС.

Средние эффективные нефтенасыщенные толщины получены делением суммарных объемов коллектора на соответствующие площади. Результаты расчетов по продуктивным пластам месторождения приведены в Таблице 1.4

Таблица 1.4 – Средние эффективные нефтенасыщенные толщины

Пласт, площадь	Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина, м, ЧНЗ+ВНЗ	
	C1	C2
Ю ₁ ¹⁻² в целом по залежи	7,10	3,87
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. в ЛУ	7,10	2,18
Ю ₁ ¹⁻² в т.ч. вне ЛУ	-	4,20

2 Анализ разработки Шингинского месторождения

2.1 Варианты разработки Шингинского месторождения

По результатам бурения поисково – разведочных скважин продуктивным пластом на Шингинском нефтяном месторождении является пласт Ю11-2.

В результате комплексной оценки геолого – промысловых данных предлагается в разрезе продуктивных отложений Шингинского месторождения выделить один эксплуатационный объект разработки: эксплуатационный объект пласта Ю11-2.

С 2003 года действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки Шингинского месторождения» (Протокол ЦКР МЭ № 3022).

Всего по данному объекту разработки рассмотрено 5 вариантов разработки. Во всех проектных вариантах разработки предлагается внедрение поддержания пластового давления с помощью закачки воды в пласт, во всех вариантах для достижения более полной выработки остаточных запасов нефти рекомендуется проведение мероприятий по совершенствованию разработки с применением новых методов интенсификации и повышения нефтеотдачи пластов.

В качестве базового рассматривается 1 вариант, в котором предусматривается разработка месторождения в соответствии с утвержденным вариантом. По данному варианту предлагалось произвести бурение по равномерной треугольной сетке 500 x 500 м, фонд добывающих скважин составлял бы 34 единицы, из них проектных 29 (в т.ч. 7 горизонтальных скважин) и 17 нагнетательных скважин, в т.ч. проектных – 13 скважин. При этом предлагалось осуществить площадное заводнение по обращённой семиточечной системе заводнения.

В 2010 г. проектный уровень добычи нефти составлял бы 460.0 тыс.т. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.08%. Проектный срок разработки составляет 80 лет.

Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составлял бы 5137 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.344. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 10571.7 тыс.т.

В данном варианте разработки фонд добывающих скважин составлял бы 46 единиц, из них проектных 41 (в т.ч. 18 горизонтальных скважин) и 30 нагнетательных скважин, в т.ч. 26 проектных скважин.

Проектный уровень добычи нефти составлял 760.6 тыс.т в 2011 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 5.1%. Проектный срок разработки составляет 63 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляет 5969 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.400. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 13673.8 тыс.т.

В третьем варианте разработки, предлагалось добуривание залежи по равномерной треугольной сетке 500 x 500м вертикальными скважинами, внедрение однорядной системы заводнения. Фонд добывающих скважин составлял бы 69 единиц, из них проектных 65 скважин, нагнетательных скважин 59 единиц, из них проектных скважин – 54.

Проектный уровень добычи нефти составлял бы 578.0 тыс.т в 2012 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.87%. Проектный срок разработки составлял бы 84 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляла 5861 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.393. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 12956.0 тыс.т.

По четвертому варианту разработки предлагалось добуривание залежи по равномерной треугольной сетке 500 x 500 м вертикальными скважинами с внедрением площадного заводнения по обращенной семиточечной системе.

Фонд добывающих скважин составлял бы 82 единицы, из них проектных скважин – 77, а фонд нагнетательных скважин 43 единицы, из которых 39 проектных скважин.

Проектный уровень добычи нефти составлял бы 576.2 тыс.т в 2012 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.86%. Проектный срок разработки составлял бы 67 лет. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляла бы 5854 тыс.т, конечный КИН при этом достиг значения 0.393. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 12886.5 тыс.т.

В пятом варианте разработки предлагалось уплотнение сетки скважин и планировалось залежь нефти разбурить по равномерной треугольной сетке 400 x 400м вертикальными скважинами с внедрением площадного заводнения по обращенной семиточечной системе. Фонд добывающих скважин составлял бы 126 скважин, из них 118 проектных скважин. Нагнетательных скважин 67, из них 66 проектных скважин.

Проектный уровень добычи нефти составлял бы 508.3 тыс.т в 2011 г. Темп отбора нефти от геологических запасов нефти при проектном уровне – 3.41%. Проектный срок разработки составлял бы 72 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляла 6485 тыс.т, конечный КИН при этом достиг бы значения 0.435. Накопленный отбор жидкости за весь период разработки – 14380.7 тыс.т.

Для выработки запасов категории С2 за пределами лицензионного участка рекомендуется бурение 9 добывающих (из них 2 ГС) и 1 нагнетательной скважины. Ввод данного участка был запланирован на 2012 г. Проектный срок разработки составляет 93 года. Накопленная добыча нефти за весь срок разработки составляет 837 тыс.т, конечный КИН при этом достигает значения 0.400.

Сводные технологические показатели разработки по вариантам разработки приводятся в таблице 2.1 и 2.2.

Таблица 2.1 – Сводные технологические показатели разработки по вариантам разработки

Наименование	Варианты разработки				
	1	2	3	4	5
Плотность сетки добыв.+нагнет. скв, $\times 10^4$ м ² /скв	41.7	23.1	23.5	24.0	15.6
Проектный уровень добычи нефти, тыс.т/год	460.0	760.6	578.0	576.2	508.3
Темп отбора при проектном уровне (от утвержденных геологических запасов), %	3.08	5.10	3.87	3.86	3.41
Год выхода на проектный уровень	2010	2011	2012	2012	2011
Продолжительность проектного уровня, годы	3	4	2	2	4
Проектный уровень добычи жидкости, тыс.т/год	466.1	780.1	618.2	613.6	533.4
Уровень добычи попутного газа, млн.м ³ /год	40.5	66.9	50.9	50.7	44.7
Проектный уровень закачки воды, тыс.м ³ /год	629.8	1051.1	824.9	819.6	710.7
Фонд скважин за весь срок разработки, всего, шт.	57	82	134	131	199
в том числе: добывающих	34	46	69	82	126
Нагнетательных	17	30	59	43	67
Фонд скважин для бурения, всего, шт.	44	69	121	118	186
в том числе: добывающих	29	41	65	77	118
из них ГС	7	18	0	0	0
Нагнетательных	13	26	54	39	66
Водозаборных	2	2	2	2	2
Накопленная добыча за проектный период, тыс.т					
нефти	5130.2	5962.2	5854.2	5854.0	6478.2
жидкости	10530.3	13663.1	12935.4	12871.6	14310.3
Накопленная добыча с начала разработки, тыс.т					
нефти	5137.0	5969.0	5861.0	5861.0	6485.0
жидкости	10571.7	13673.8	12956.0	12886.5	14380.7
КИН, доли ед.	0.344	0.400	0.393	0.393	0.435
Средняя обводненность к концу разработки, %	98	98	98	98	98

Таблица 2.2 – Сопоставление утверждённого и расчётных коэффициентов извлечения нефти, полученных по вариантам разработки

Объект разработки	КИН, утвержд.	Вариант разработки	Коэффициент вытеснения	Коэффициент охвата	КИН
Ю1 1-2	0.400	1	0.483	0.712	0.344
		2	0.483	0.828	0.400
		3	0.483	0.814	0.393
		4	0.483	0.814	0.393
		5	0.483	0.901	0.435

Динамика добычи нефти по вариантам разработки Шингинского месторождения приводится на Рисунке 2.1.

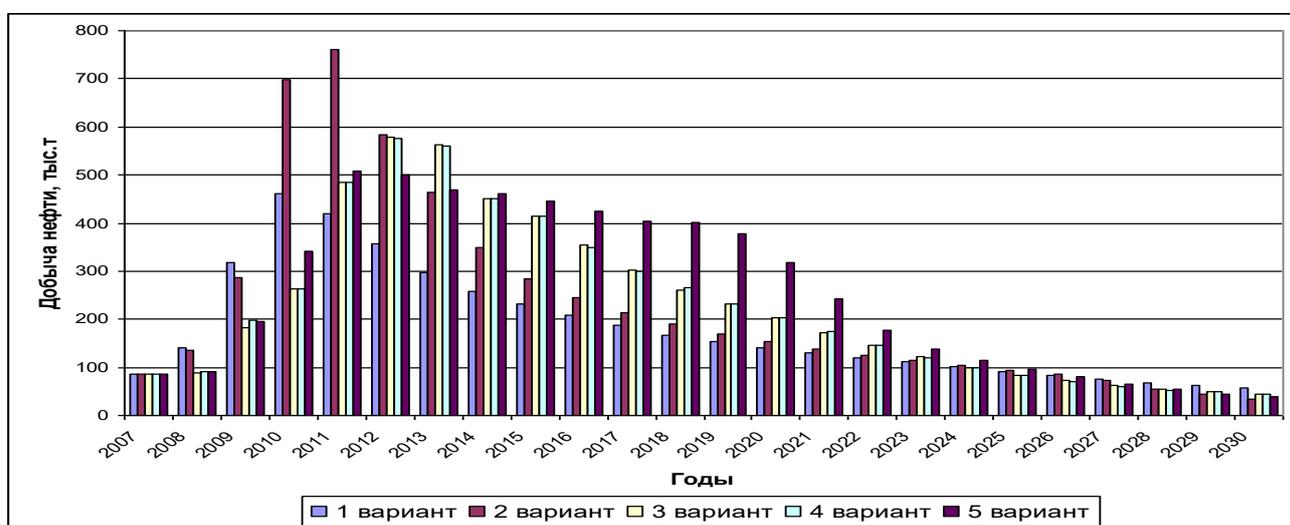


Рисунок 2.1 - Динамика добычи нефти по вариантам разработки Шингинского месторождения

К промышленному внедрению был рекомендован 2 вариант разработки Шингинского нефтяного месторождения.

2.2 Анализ состояния разработки Шингинского месторождения

Первый проектный документ – Проект пробной эксплуатации утверждён в 1994 г. (протокол ЦКР № 1673). Предусматривалось бурение участка из 14 добывающих и 5 нагнетательных скважин. После бурения в своде залежи первой скважины № 301 дальнейшие работы по освоению месторождения были

остановлены. При испытании пласта в колонне получен приток нефти дебитом 11 м³/сут. на штуцере 3,5 мм.

В 1999 г. была выполнена работа «Анализ разработки и прогноз технологических показателей по месторождениям ОАО «Томскнефтегазгеология» на период действия лицензионных соглашений (протокол ЦКР № 2437).

В 2001 году лицензия на разработку месторождения переоформлена на ООО «Шингинское».

С 2003 г. действующим проектным документом является «Технологическая схема разработки Шингинского месторождения» (Протокол ЦКР МЭ № 3022). Работа выполнена ООО «ТЕХНОЙЛ».

Проектные показатели по Технологической схеме 2003 г. не выполняются в связи с задержкой обустройства месторождения. Из – за отсутствия нефтепровода не подключаются пробуренные в 2006 г. новые скважины. Как следует из таблицы 3.3 при близких значениях проектных и фактических дебитов скважин по нефти в 2006 г. время работы существенно различается, поэтому фактические годовые показатели по добыче ниже проектных на порядок (19,9 тыс. т – проект, 1,5 тыс. т – факт). Несколько выше обводненность скважин, чем предполагалось проектом (1,5% – проект, 13% – факт).

Разработка месторождения осуществлялась с 1997 года одной скважиной № 301 в режиме сезонной эксплуатации в условиях отсутствия нефтепровода. Эксплуатация ведется в зимнее время в течении 3 – 4 месяцев. Дебиты скважины по годам изменялись от 9 до 50 т/сут и обусловлены, вероятно, возможностями транспортировки, а не потенциалом скважины. Первые два года обводненность составляла 3 – 4%, в последующее время скважина работала в безводном режиме.

За 2006 г. пробурено 6 эксплуатационных скважин (скв.175, 177, 179, 204, 205, 222) и на конец года в бурении находились скважины 168 и 203. Две из пробуренных скважин в декабре 2006 г. были введены в разработку.

По скважине 167 получен дебит нефти 9,9 т/сут с обводненностью 3,8%, по скважине 185 дебит составил 34,2 т/сут с обводненностью 5,8%. Освоение остальных скважин было проведено в 2007 г. после сдачи нефтепровода.

До 2006 г. месторождение разрабатывалось фактически одной разведочной скважиной 301Р. Первоначальный дебит нефти составлял 13 т/сут, при нулевой обводненности. Скважина была остановлена в марте 2007 г. с дебитом нефти 14,7 т/сут и обводненностью продукции 11,7%. В 2006 г. в эксплуатацию были введены добывающие скважины 167 и 185, остановлены в марте 2007 г. с дебитами по нефти 21,5 т/сут и 9,7 т/сут с обводненностью продукции 9,3% и 49% соответственно.

В целом по месторождению на 1.01.2007 г. добыча составила 6,8 тыс.т, КИН – 0,0004. Отбор нефти за 2006 г. – 1,5 тыс.т. Темп отбора от извлекаемых запасов составил 0,03%.

В апреле-марте 2007 г. были введены в пробную эксплуатацию скважины 168, 175, 177, 179, 204, 205, 222 с дебитами нефти от 8,6 т/сут (скважина 179) до 86,4 т/сут (скважина 177). Во всех скважинах был проведен гидроразрыв пласта. По данным на апрель 2007 г. в работе находились две добывающие скважины 204 и 222 со средними дебитам нефти 39 т/сут и 26 т/сут и обводненностью продукции 7,1% и 3,7% соответственно. Остальные скважины остановлены после одного-двух месяцев работы.

В августе 2007 г. с завершением строительства трубопровода произведен запуск Шингинского месторождения в стабильную работу.

По состоянию на 16.09.2007 г. на месторождении пробурено 13 скважин, включая 5 разведочных (4 ликвидированы). Из них в фонде добывающих скважин 8, из которых 5 скважин, оборудованных глубинными китайскими насосами SPI, 3 фонтанных скважины, а также разведочные скважины – 1, в ремонте после освоения – 2.

Разработка залежи в данное время ведется на естественном упруго – водонапорном режиме, закачка воды на месторождении не проводилась,

поэтому пластовое давление определяется в основном напором законтурных вод и упругостью коллектора и насыщающих его флюидов. Пластовое давление по залежи на 01.01.2007 г. составляет 26,4 МПа.

По состоянию на апрель 2008 г. фонд добывающих скважин составляет 10 скважин, оборудованных глубинными электроцентробежными насосами, 1 скважина остановлена по фонду с переводом в ППД.

Накопленная добыча составила 112 тыс.т, средний дебит по скважинам 33,6 т/сут, обводненность продукции – 15,1%.

По состоянию на 1.01.2017 г. на Шингинском месторождении пробуренный фонд составлял 246 скважин, в том числе 5 разведочных (№№295Р, 297Р, 298Р, 299Р, 301Р), 175 эксплуатационных. Скважина № 301 Р в январе 1997 года переведена в добывающий фонд, остальные скважины были ликвидированы: скважины 297, 298, 299 попали в законтурную область. Эксплуатационный добывающий фонд составлял 175 скважин, из них 156 действующих, 19 скважин числятся в бездействии, в освоении после бурения находится 8 скважин.

Эксплуатация скважин ведется в зимнее время в течении 3 – 4 месяцев. Дебиты скважины по годам изменяются от 18 до 42 т/сут и обусловлены, вероятно, возможностями транспортировки, а не потенциалом скважины. Первые два года обводненность составляла 3 – 10%, в последующее время скважины работают при обводненности выше 23%.

3 ТЕХНОЛОГИЯ И ТЕХНИКА ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА

3.1 Конструкция скважин, используемая на Шингинском месторождении

На основе анализа разработки месторождения и в соответствии с рекомендуемыми для реализации вариантами опытно – промышленной разработки месторождения предусматривается бурение добывающих и нагнетательных наклонно направленных скважин с условно вертикальным и горизонтальным окончанием на объект Ю11-2.

Максимальное отклонение проектных забоев наклонно – направленных скважин от вертикали по кровле продуктивной толщи при принятой сетке разработки составляет до 950 м, длина горизонтального участка до 500 м. Радиус круга допуска устанавливается 75 м.

В соответствии современной техники и технологии, а также с учетом конкретных горно – геологических условий района, геолого – физических характеристик залегаемых пород и условий вскрытия продуктивных пластов для Шингинского месторождения в наклонно-направленных скважинах рекомендуется следующая конструкция:

- направление диаметром 323,9 мм спускается на глубину 300 м с целью перекрытия зон поглощений и неустойчивых пород четвертичных отложений, предупреждения размыва устья, и связанных с ним осложнений в виде осыпей и обвалов;
- кондуктор диаметром 245 мм спускается на глубину 820 м, что обеспечивает перекрытие осложнённой части разреза. Используются трубы отечественного производства с резьбой типа ОТТМ. Цементируется раствором для холодных скважин нормальной плотности до устья;
- эксплуатационная колонна диаметром 168 мм спускается на проектную глубину – на 50 м ниже подошвы эксплуатационного объекта в нагнетательных скважинах и на 15 м в добывающих.

Высота подъема тампонажного раствора за эксплуатационной колонной добывающих скважин устанавливается выше башмака кондуктора на 250 м, а для нагнетательных скважин до устья. Продуктивная зона цементируется высокопрочным цементным раствором марки «Г», обработанного химреагентами – понизителями фильтрации до 15 см³/30 мин по ВМ-6, плотностью 1,89 г/см³. Цементирование интервала выше продуктивного пласта производится цементом ПЦТ-ДО-100 плотности 1,82 г/см³ по обычной технологии.

3.2 Анализ установки погружного центробежного электронасоса

3.2.1 Краткое описание и общая схема установки погружного центробежного электронасоса

Погружные насосы (УЭЦН) – это малогабаритные (по диаметру) центробежные, секционные, многоступенчатые насосы с приводом от электродвигателя, предназначены для откачки продукции нефтяных скважин, содержащих нефть, воду, газ и механические примеси и обеспечивающие подачу 10÷1300 м³/сут. и более, напором 450÷2000 м. вод. ст. (до 3000 м.).

Установки выпускаются двух видов – модульные и немодульные; трех исполнений: обычное, коррозионостойкое и повышенной износостойкости.

В зависимости от поперечного размера погружного агрегата, УЭЦН делят на три условные группы: 5, 5А и 6 с диаметрами корпуса соответственно 93, 103, 114 мм, предназначенные для эксплуатационных колонн соответственно не менее 121,7; 130; 114,3 мм.

Пример шифра установок – УЭЦНМК5-125-1300 означает:

У – установка; Э – с приводом от погружного электродвигателя;

Ц – центробежный; Н – насос; М – модульный; К – коррозионностойкого исполнения; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1300 - развиваемый напор.

Выпускаемые серийно УЭЦН имеют длину от 15,5 до 39,2 м и массу от 626 до 2541 кг в зависимости от числа модулей (секций) и их параметров.

Установка ЭЦН состоит из наземного электрооборудования – станции управления, кустовой трансформаторной подстанции (КТППН или КТПГ) и подземного оборудования, состоящего из погружного центробежного насоса, погружного электродвигателя и гидрозащиты, спускаемых в скважину на колонне насосно-компрессорных труб и кабельной линии, крепящейся к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими клямсами или протекторами.

3.2.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН

Погружные центробежные электронасосы (ПЦЭН) – это многоступенчатые центробежные насосы с числом ступеней в одном модуле до 120, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Каждая ступень включает в себя направляющий аппарат и рабочее колесо. Направляющие аппараты установлены неподвижно внутри корпуса, а рабочее колесо наложено на один общий вал и соединены с ним призматической шпонкой. ПЦЭН состоит из входного модуля, модуля секции (модулей секций), модуля-головки, обратного и спускного клапанов. Допускается уменьшение числа модулей-секций в насосе при соответствующем укомплектовании погружного агрегата двигателем необходимой мощности [5].

На рисунке 3.1 представлена установка электроцентробежного насоса.

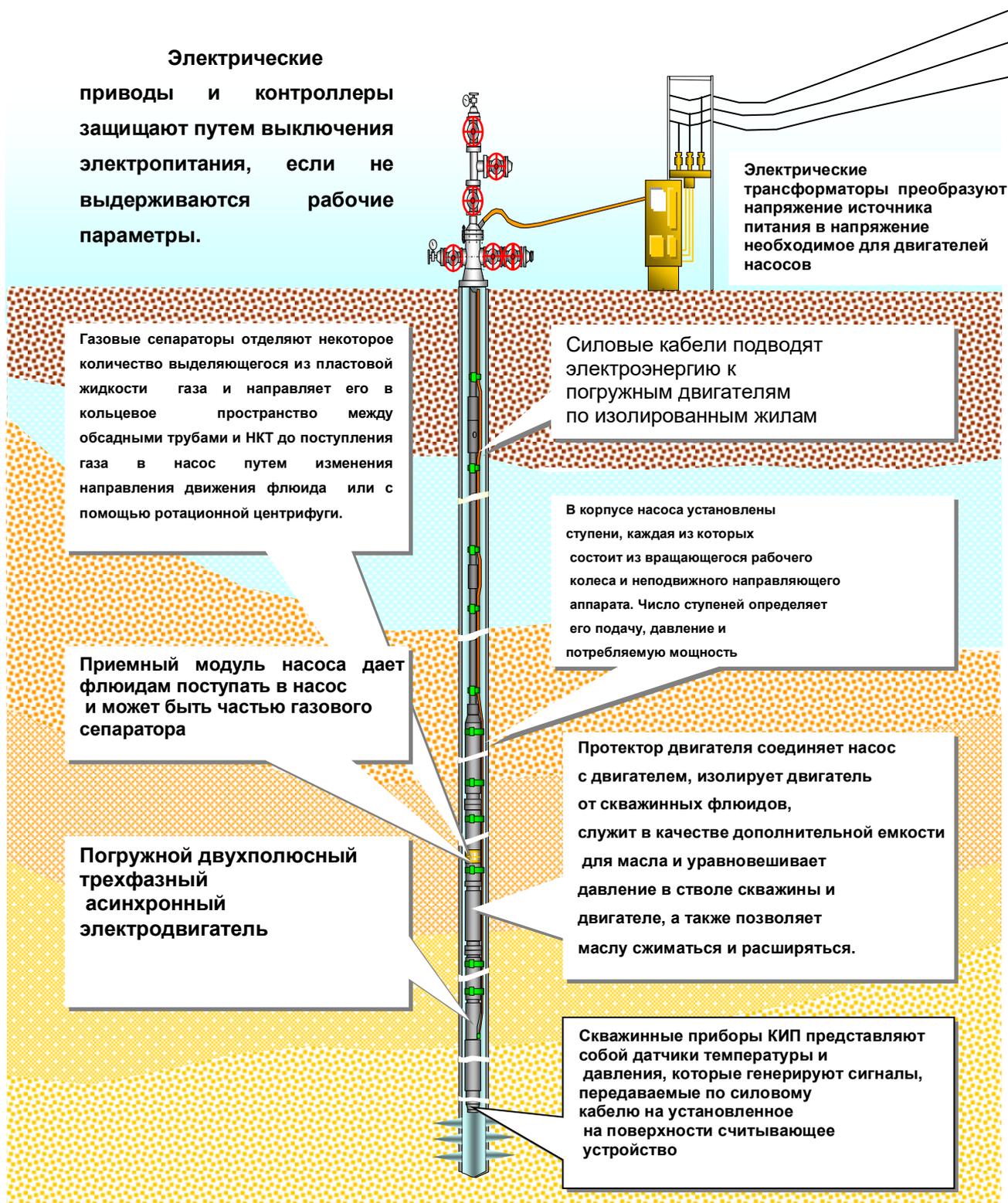


Рисунок 3.1 – Компонировка установки электроцентробежного насоса

В верхней части корпуса насоса нарезана внутренняя резьба для соединения его с НКТ, а также располагаются ловильная головка и обратный клапан.

Обратный клапан предназначен для предотвращения обратного вращения (турбинный режим) ротора насоса под воздействием столба жидкости в колонне НКТ при остановках и облегчения, тем самым, повторного запуска насосного агрегата. Обратный клапан ввинчен в модуль – головку насоса, а спускной – в корпус обратного клапана.

Спускной клапан служит для слива жидкости из колонны НКТ при подъеме насосного агрегата из скважины.

Модуль – головка состоит из корпуса, с одной стороны которого имеется внутренняя коническая резьба для подсоединения обратного клапана (насосно – компрессорной трубы), с другой стороны – фланец для подсоединения к модулю – секции двух ребер и резинового кольца. Ребра прикреплены к корпусу модуля – головки болтом с гайкой и пружинной шайбой. Резиновое кольцо герметизирует соединение модуля – головки с модулем – секцией.

Модуль – секция состоит из корпуса, вала, пакета ступеней (рабочих колес и направляющих аппаратов), верхнего подшипника, нижнего подшипника, верхней осевой опоры, головки, основания, двух ребер и резиновых колец. Соединение модулей – секций между собой, а также резьбовые соединения и зазор между корпусом и пакетом ступеней герметизируются резиновыми кольцами.

Ребра предназначены для защиты плоского кабеля с муфтой от механических повреждений о стенку обсадной колонны при спуске и подъеме насосного агрегата. Ребра прикреплены к основанию модуля-секции болтом с гайкой и пружинной шайбой.

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

штулками и шлицевой муфты для соединения вала модуля с валом гидрозащиты.

При помощи шпилек модуль верхним концом подсоединяется к модулю-секции. Нижний конец входного модуля присоединяется к гидрозащите двигателя.

Для откачивания пластовой жидкости, содержащей у сетки входного модуля насоса свыше 25% (по объему) свободного газа, к насосу следует подсоединить насосный модуль – газосепаратор. Газосепаратор устанавливается между входным модулем и модулем – секцией.

Приводом погружных центробежных насосов служит специальный маслonaполненный **погружной асинхронный электродвигатель** трехфазного переменного тока с короткозамкнутым ротором вертикального исполнения типа ПЭД. ПЭД40-103 – обозначает погружной электродвигатель, мощностью 40 кВт, диаметром 103 мм. Электродвигатели имеют диаметры корпусов 103, 117, 123, 130, 138 мм.

Двигатель заполняется специальным маловязким, высокой диэлектрической прочности маслом, служащим для охлаждения смазки. Для погружных электродвигателей напряжение составляет 380-2300В, сила номинального тока 24,5-86 А при частоте 50 Гц, частота вращения ротора 3000 мин⁻¹, температура окружающей среды +50 – 90°С.

В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозащитой.

Гидрозащита предназначена для предотвращения проникновения пластовой жидкости во внутреннюю полость электродвигателя, компенсации объема масла во внутренней полости от температуры электродвигателя и передачи крутящего момента от вала электродвигателя к валу насоса. Гидрозащита состоит из протектора и компенсатора. Гидрозащиту выпускают обычного и коррозионно –стойкого исполнения. Основным типом гидрозащиты для комплектации ПЭД принята гидрозащита открытого типа.

Погружной насос, электродвигатель, гидрозащита соединяются между собой фланцами и шпильками. Валы насоса двигателя и гидрозащита имеют на концах шлицы и соединяются между собой шлицевыми муфтами.

Для подвода электроэнергии к электродвигателю установки погружного насоса применяется кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля и сращенного с ним удлинителя с муфтой кабельного ввода, обеспечивающей герметичное присоединение кабельной линии к электродвигателю. Кабель крепится к гидрозащите, насосу и насосно-компрессорным трубам металлическими поясами, входящими в состав насоса.

Соединение сборочных единиц насосного агрегата – фланцевое (на болтах и шпильках), валов сборочных единиц – при помощи шлицевых муфт. Соединение кабеля в сборе с двигателем осуществляется при помощи муфты кабельного ввода.

Комплектная трансформаторная подстанция (трансформатор и комплектное устройство) преобразует напряжение промышленной сети до значения оптимального напряжения на зажимах электродвигателя с учетом потерь напряжения в кабеле и обеспечивает управление работой насосного агрегата установки и ее защиту при аномальных режимах.

Станция управления обеспечивает: включение и отключение установки, работу в ручном и автоматическом режиме, отключение двигателя при появлении в цепи тока короткого замыкания, перегрузке его или падения напряжения в сети, управление двигателем в соответствии с командами, поступающими с диспетчерского пункта, отключение двигателя при уменьшении изоляции кабеля ниже определенной величины.

Оборудование устья предназначено для герметизации внутренней полости НКТ, затрубного пространства, пропуска кабеля из кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной, удержания колонны НКТ, контроля и регулирования режима работы скважины. Оно состоит из корпуса, в котором располагается муфтовая подвеска, обеспечивающая

удержание колонны подъемных труб, манжет, уплотняющих ввод силового кабеля и обеспечивающих его герметизацию.

Оборудование устья скважины имеет вертикальные и боковые стволы, оборудованные пробковыми кранами и вентилем.

3.2.3 Анализ применяемого погружного оборудования

Электроцентробежные насосы широко применяются для эксплуатации высокодебитных и малодебитных скважин с различной высотой подъема жидкости:

- нефтяных, с высоким содержанием парафина;
- малодебитных с низким уровнем жидкости;
- малодебитных с водонапорным режимом;
- высокодебитных;
- сильнообводненных;
- наклонных скважин;
- с высоким газосодержанием;
- с содержанием солей в добываемой жидкости.

Однако эффективность работы насоса значительно снижается при наличии в откачиваемой жидкости свободного газа. К методам борьбы с попаданием газа в насос относится: увеличение погружения насоса под динамический уровень; установка различного вида газосепараторов ниже приема насоса. Все типы насосов имеют паспортную рабочую характеристику в виде кривых зависимостей (рисунок 3.2).

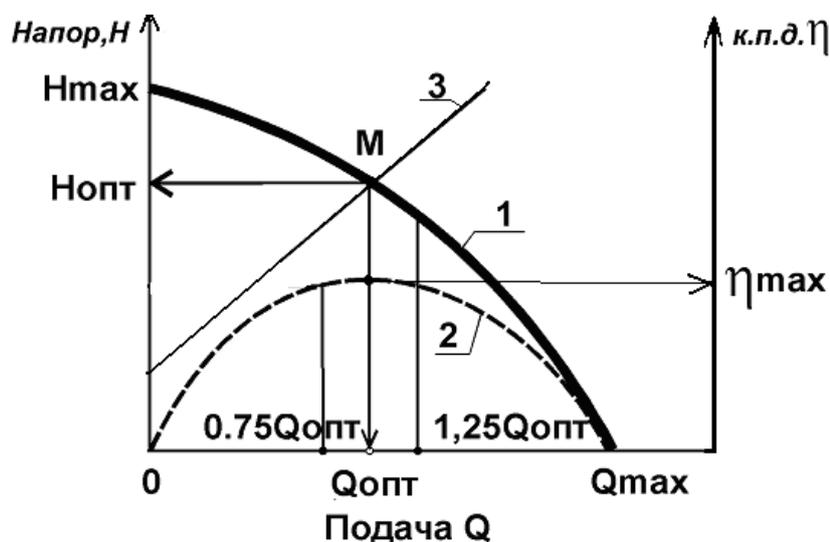


Рисунок 3.2 – Гидравлическая характеристика УЭЦН.

Обычно эти зависимости даются в диапазоне рабочих значений расходов или в несколько большем интервале.

При закрытой задвижке и подаче $Q = 0$, насос развивает максимальный напор H_{\max} (кривая 1). В этом случае КПД равен нулю. Если насос работает без подъема жидкости ($H = 0$, $\eta = 0$), подача его максимальна (Q_{\max}). Наиболее целесообразная область работы насоса - зона максимального КПД (кривая 2). При определенном соотношении Q и H , обусловленном максимальными внутренними потерями насоса, КПД достигает максимального значения: η_{\max} достигает $0,5 \div 0,6$. Режим эксплуатации насоса, когда напор $H_{\text{опт}}$ и подача $Q_{\text{опт}}$ соответствуют точке с максимальным КПД, называют оптимальным режимом работы насоса (точка М).

Зависимость $\eta(Q)$ около своего максимума уменьшается плавно, поэтому вполне допустима работа УЭЦН при режимах, отличающихся от оптимальных. Величины отклонений должны соответствовать разумному снижению КПД

(3 – 5%).

Под режимом эксплуатации насоса понимается пересечение гидравлической характеристики насоса (кривая 1) с его «внешней сетью», в данном случае гидродинамической характеристикой скважины (кривая 3).

Под гидродинамической характеристикой скважины понимается совокупная характеристика работы пласта и подъемника, которая выражается графической зависимостью напора (давления) в функции дебита (подачи) ($H=f(Q)$).

Задача рационального выбора компоновки УЭЦН сводится к подбору такого режима насоса, когда пересечение кривых 1 и 3 будет находиться в «рабочей зоне», которая лежит на кривой 1, где $\eta_m \geq (0,8 - 0,85)\eta_{max}$. Регулирование режима возможно изменением характеристики насоса; изменением числа оборотов за счет применения частотного преобразователя; изменением числа ступеней за счет увеличения числа секций насоса.

Кроме того, регулирование режима возможно изменением характеристики «внешней сети» (изменением диаметра НКТ, применением штуцеров и др.).

Гидравлическая характеристика погружного электроцентробежного насоса дается заводом – изготовителем при работе насоса на воде плотностью $\rho=1000\text{кг/м}^3$ (количество ступеней - 100) и представляет собой зависимости напора H от подачи Q ($H=f(Q)$); коэффициента полезного действия КПД – η от Q ($\eta = f(Q)$); мощности N от Q ($N = f(Q)$) (рисунок 3.3).

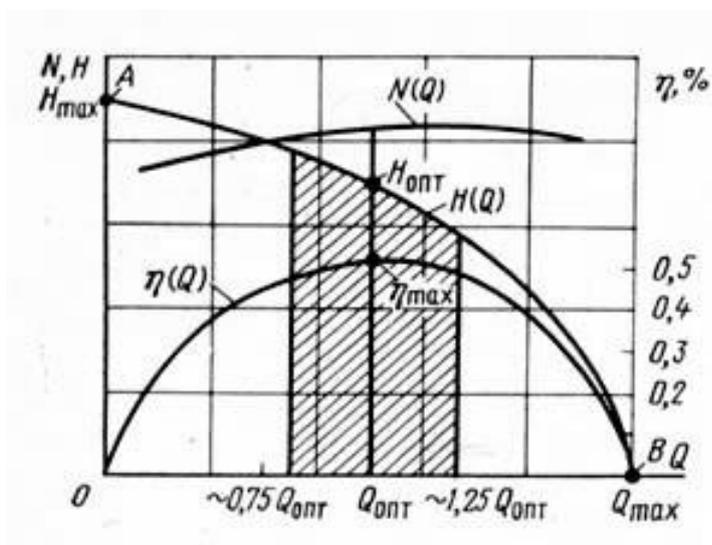


Рисунок 3.3 – Типичная характеристика погружного центробежного насоса

4 Расчетная часть

4.1 Выбор насосно-компрессорных труб

Диаметр насосно – компрессорных труб (НКТ) определяется их пропускной способностью и возможностью совместного размещения в скважине труб с муфтами, насоса и круглого кабеля. Выбирается диаметр НКТ по дебиту скважины, исходя из условия, что средняя скорость потока в трубах должна быть в пределах $V_{cp} = 1,2 \div 1,6$ м/с, причем меньшее значение берется для малых дебитов. Исходя из этого определяют площадь внутреннего канала НКТ, м²;

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{cp}} \quad (4.1)$$

и внутренний диаметр, см;

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}} \quad (4.2)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут; V_{cp} - выбранная величина средней скорости.

Исходя из ближайшего внутреннего диаметра выбирается стандартный диаметр НКТ. Если разница получается существенной, то корректируется V_{cp} .

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{вн}} \quad (4.3)$$

где $F_{вн}$ - площадь внутреннего канала выбранных стандартных НКТ.

4.2 Определение необходимого напора ЭЦН

Необходимый напор определяется из уравнения условной характеристики скважины:

$$H_c = h_{ст} + \Delta h + h_{тр} + h_r + h_c \quad (4.4)$$

где $h_{ст}$ - статический уровень жидкости в скважине, м; Δh - депрессия, м; $h_{тр}$ - потери напора на трение в трубах; h_r - разность геодезических отметок сепаратора и устья скважины; h_c - потери напора в сепараторе.

Депрессия определяется при показателе степени уравнения притока, равном единице:

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g}, \quad (4.5)$$

где K - коэффициент продуктивности скважины, $\text{м}^3/\text{сут} \cdot \text{МПа}$; $\rho_{ж}$ - плотность жидкости, $\text{кг}/\text{м}^3$; $g = 9,81 \text{ м}/\text{с}^2$.

Потери напора на трение в трубах определяются по формуле:

$$h_{тр} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{ср}^2}{d_{вн} \cdot 2 \cdot g} \quad (4.6)$$

где L - глубина спуска насоса, м;

$$L = h_{ст} + \Delta h + h \quad (4.7)$$

h - глубина погружения насоса под динамический уровень; 1 - расстояние от скважины до сепаратора, м; λ - коэффициент гидравлического сопротивления.

Коэффициент λ определяют в зависимости от числа Re и относительной гладкости труб K_s :

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot d_{BH}}{\nu} \quad (4.8)$$

где ν - кинематическая вязкость жидкости, m^2/c ;

$$K_s = \frac{d_{BH}}{2 \cdot \Delta}, \quad (4.9)$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм.

Другим способом определения λ является вычисление ее по числу Рейнольдса, независимо от шероховатости:

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \text{ если } Re < 2300 \quad (4.10)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}}, \text{ если } Re > 2300 \quad (4.11)$$

Потери напора на преодоление давления в сепараторе:

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{ж} \cdot g}, \quad (4.12)$$

где P_c - избыточное давление в сепараторе.

4.3 Выбор электродвигателя

Необходимую (полезную) мощность двигателя, кВт, определяют по формуле:

$$N_{\text{п}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot g \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 1000 \cdot \eta_{\text{н}}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}} \quad (4.13)$$

где $\eta_{\text{н}}$ - КПД насоса по его рабочей характеристике, $\rho_{\text{ж}}$ - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя к насосу (через протектор) составляет $0,92 \div 0,95$ (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя:

$$N_{\text{д}} = \frac{N_{\text{п}}}{0,92} \quad (4.14)$$

4.4 Подбор ЭЦН в скважину

Рассчитать необходимый напор ЭЦН, выбрать насос и электродвигатель для заданных условий скважины.

наружный диаметр эксплуатационной колонны – 140 мм;

глубина скважины – 2000 м;

дебит жидкости $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$;

статический уровень $h_{\text{ст}} = 850 \text{ м}$;

коэффициент продуктивности скважины $K = 60 \text{ м}^3/(\text{сут} \cdot \text{МПа})$;

глубина погружения под динамический уровень $h = 40 \text{ м}$;

кинематическая вязкость жидкости $\nu = 2 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$;

превышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины $h_{\text{г}} = 15 \text{ м}$;

избыточное давление в сепараторе $P_{\text{с}} = 0,2 \text{ МПа}$;

расстояние от устья до сепаратора $l = 60$ м;

плотность добываемой жидкости $\rho_{\text{ж}} = 880$ кг/м³.

Определяем площадь внутреннего канала НКТ по формуле:

при $V_{\text{cp}} = 1,3$ м/с:

$$F_{\text{вн}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 10,68 \text{ см}^2$$

Внутренний диаметр по формуле:

$$d_{\text{вн}} = \sqrt{\frac{10,68}{0,785}} = 3,69 \text{ см} = 37 \text{ мм}$$

Ближайший больший $d_{\text{вн}}$ имеют НКТ диаметром 48 мм ($d_{\text{вн}} = 40$ мм).

Скорректируем выбранное значение $V_{\text{cp}} = 130$ см/с:

$$V_{\text{cp}} = \frac{120 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,785 \cdot 4^2} = 110,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

При выборе НКТ при дебите 120 м³/сут и КПД = 0,96 также получим НКТ диаметром 48 мм. Депрессия по формуле, будет равна:

$$\Delta h = \frac{120 \cdot 10^6}{60 \cdot 880 \cdot 9,81} = 232 \text{ м};$$

Число Рейнольдса по формуле:

$$Re = \frac{1,106 \cdot 0,04}{2 \cdot 10^{-6}} = 22120 ;$$

Относительная гладкость труб по формуле:

$$K_s = \frac{0,04}{2 \cdot 0,1 \cdot 10^{-3}} = 200 ;$$

Определим λ по формуле:

$$\lambda = \frac{0,3164}{22120^{0,25}} = 0,025 ;$$

Глубина спуска насоса по формуле:

$$L = 850 + 232 + 40 = 1112 \text{ м};$$

Потери на трение в трубах по формуле:

$$h_{\text{тр}} = 0.03 \cdot \frac{(1122 + 60) \cdot 1,106^2}{0,04 \cdot 2 \cdot 9,81} = 55,3 \text{ м};$$

Потери напора в сепараторе по формуле:

$$h_c = \frac{0,2 \cdot 10^6}{880 \cdot 9,81} = 23,2 \text{ м};$$

Величина необходимого напора формула:

$$H_c = 850 + 232 + 55,3 + 15 + 23,2 = 1175,5 \text{ м}.$$

Для получения дебита $Q = 120 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1176 \text{ м}$ выбираем ЭЦН5-130-1200 с числом ступеней 282, учитывая, что эксплуатационная колонна у нас диаметром 140 мм (рисунок 4.1).

Построим участок рабочей области характеристики $Q - H$.

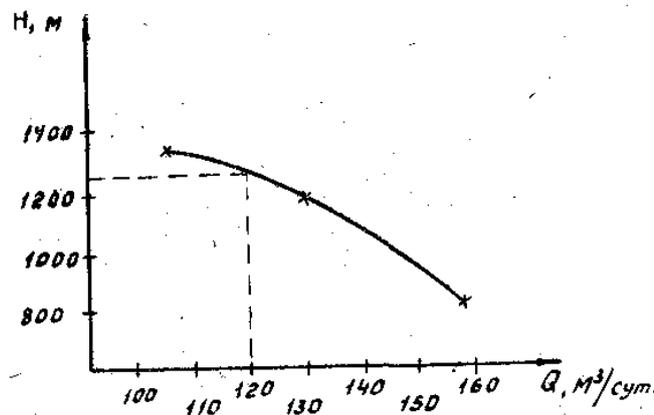


Рисунок 4.1 - Рабочая область характеристики ЭЦН

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $120 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор ЭЦН на воде составит 1250 м.

Найдем напор насоса на реальной жидкости, если по условию $\rho_{\text{ж}} = 880 \text{ кг/м}^3$;

$$H_{\text{ж}} = 1250 \cdot \frac{1000}{880} = 1420 \text{ м}.$$

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим число

ступеней, которое нужно снять с насоса:

$$\Delta z = \left[1 - \frac{1176}{1420} \right] \cdot 282 = 48,0 .$$

Следовательно, насос должен иметь 234 ступени, вместо снятых устанавливаются проставки. Напор одной ступени составит 5,03 м.

При установке штуцера на выкиде из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД.

Полезная мощность электродвигателя формула

$$N_{\text{п}} = \frac{120 \cdot 880 \cdot 1176}{86400 \cdot 102 \cdot 0,57} = 24,7 \text{ кВт} ,$$

где 0,57 - КПД насоса

Необходимая мощность двигателя

$$N_{\text{н}} = \frac{24,7}{0,94} = 26,3 \text{ кВт} .$$

Ближайший больший типоразмер это ПЭД 28 - 103 с КПД 0,73, напряжение 850 В, сила тока 34,7 А, $\cos \alpha = 0,75$, температура окружающей среды до 70°C.

Этому двигателю соответствует гидрозащита П92, ПК92, П92Д.

4.5 Оценка оптимального, допустимого и предельного давлений на приёме ЭЦН

Рассчитать оптимальное, допустимое и предельное давления на приеме ЭЦН для условий Шингинского месторождения.

давление насыщения $P_{\text{нас}} = 8,7 \text{ Мпа}$;

вязкость пластовой нефти $\mu_{\text{н пл}} = 2,1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$;

вязкость дегазированной нефти $\mu_{\text{нд}} = 6,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$.

объемная обводненность по = 0,21.

Учитывая, что объемная обводненность в рассматриваемом примере по = 0,21, рассчитаем соответствующие давления на приеме:

1. $P_{\text{опт}}$:

$$P_{\text{опт}} = 8,7 \cdot (0,325 - 0,316 \cdot 0,21) \cdot \frac{6,5}{2,1} = 6,965 \text{ МПа} ;$$

2. $P_{\text{доп}}$ по формуле:

$$P_{\text{доп}} = 8,7 \cdot (0,198 - 0,18 \cdot 0,21) \cdot \frac{6,5}{2,1} = 4,314 \text{ МПа} ;$$

3. $P_{\text{пред}}$ по формуле:

$$P_{\text{пред}} = 8,7 \cdot (0,125 - 0,115 \cdot 0,21) \cdot \frac{6,5}{2,1} = 2,716 \text{ МПа} ;$$

Работа газа по подъёму жидкости

Важным фактором, который необходимо учитывать при расчете необходимого напора ЭЦН, является полезная работа газа по подъёму жидкости в трубах.

Высоту поднятия жидкости расширяющимся газом можно определить по формуле:

$$X = \frac{1}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} \cdot [\Gamma - V_{\text{рг}}] \cdot (1 - n) \cdot P_0 \cdot \eta \cdot L_n \frac{P_{\text{нас}} + P_0}{P_y + P_0} ; \quad (4.15)$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения газа, МПа; P_y – давление на устье, МПа;
 $\rho_{\text{ж}}$ – плотность при термодинамических условиях сечения; η – КПД работы газа в насосных трубах, $\eta = 0,65$ при $0,2 < n < 0,5$.

5 Обслуживание скважин, оборудованных установками электроцентробежных электронасосов

В процессе эксплуатации УЭЦН не требуют специального ухода. Наблюдение заключается в следующем:

- не реже одного раза в неделю измеряют подачу насоса;
- еженедельно измеряют напряжение и силу тока электродвигателя;
- периодически очищают аппаратуру станции управления от пыли и грязи;
- устраняют негерметичность трубопроводов.

Неполадки в работе скважины могут быть вызваны отложениями песка, парафина, солей, вредным влиянием газа на работу ЭЦН осуществляется следующим образом. Увеличивают глубину погружения насоса под динамический уровень, в результате чего возрастает давление на приеме, и как следствие, уменьшается объемный расход свободного газа за счет сжатия, т.е. увеличивается растворимость газа в нефти. На глубине, где давление на приеме насоса равно давлению насыщения, весь газ растворен в нефти и его вредное влияние прекращается.

Однако для этого дополнительно применяются НКТ, кабель, требуется насос, развивающий большой напор.

В настоящее время научно-технический прогресс развивается в направлении использования ЭЦН, предназначенных для работы при повышенном входном газосодержании. Для этого в ЭЦН первые 10 – 15 ступеней устанавливают на повышенную подачу газожидкостной смеси. В промышленных условиях это легко осуществить, использовав рабочие ступени от насоса тех же габаритов, но с большей подачей. Используются насосы с газовыми центробежными сепараторами на приеме. При этом отделившийся газ поступает в затрубное пространство и перепускается на устье в выкидную линию.

5.1 Эксплуатация УЭЦН в осложнённых условиях

5.1.1 Эксплуатация скважин подверженных карбонатным отложениям (соли)

Процесс добычи нефти сопровождается отложением твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся в призабойной зоне пласта добывающих скважин, на стенках эксплуатационной колонны и лифтовых труб, в насосном оборудовании и наземных коммуникациях систем сбора и подготовки нефти. Главным источником выделения солей является вода, добываемая совместно с нефтью. Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции.

Выпадение химического вещества в осадок из раствора происходит в том случае, если концентрация этого вещества или иона в растворе превышает равновесную. Выпадение осадка может происходить:

- при смешивании вод различного состава несовместимых друг с другом;
- при перенасыщении вод в результате изменения термобарических условий в скважине либо насосе;
- при испарении воды и т.д.

Смешивание несовместимых вод, приводящее к солеобразованию, происходит при выводе скважины на режим из глушения, при реализации различных способов заводнения месторождения, при смешивании на забое скважины вод различных нефтяных пропластков несовместимых друг с другом и т.д.

При выводе скважины после глушения, поступающая из пласта попутно-добываемая вода смешивается с раствором глушения. В процессе смешивания раствора глушения на основе хлористого кальция с пластовой водой гидрокарбонатно-натриевого типа возможно образование перенасыщенного

карбонатом кальция водного раствора из-за увеличения содержания в смеси ионов кальция и снижения содержания, растворенного в пластовой воде CO_2 , что приводит к выпадению избыточного содержания солей карбоната в стволе скважины и насосном оборудовании. Солеобразование карбоната кальция протекает и при глушении скважин раствором хлористого натрия. В этом случае выпадение карбоната обусловлено только снижением содержания, растворенного CO_2 при смешивании насыщенной либо близкой к насыщению пластовой воды и раствора глушения. Из-за разной проницаемости пропластков нефтяного пласта в стволе скважины происходит смешивание попутно-добываемых вод с различным содержанием солеобразующих ионов и растворенного CO_2 , что зачастую приводит к образованию пересыщенных в отношении карбоната кальция водных растворов и выпадению карбонатных осадков в стволе скважины. Этот фактор может оказывать решающее влияние на солеотложение при прорыве нагнетаемых вод в призабойную зону скважины.

Подъем по скважине добываемой продукции сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесного водного состава. Устанавливается новое соотношение растворенного диоксида углерода между водной и нефтяной фазами. Снижение содержания диоксида углерода в воде приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред:



Процесс интенсифицируется при снижении давления ниже давления насыщения нефти. Из нефти выделяются газообразные компоненты, что приводит к снижению содержания углекислоты в нефти и водной фазе и, как следствие, к выпадению новых порций карбоната кальция. В результате происходит отложение солей в эксплуатационной колонне, на поверхности

насосного оборудования, рабочих колес электроцентробежных насосов (ЭЦН) и т.д;

Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В процессе испарения воды происходит общее понижение растворимости солей. В осадок могут перейти растворимые в обычных условиях соли – хлориды щелочных и щелочноземельных металлов;

Интенсивное отложение карбоната кальция на рабочих колесах ЭЦН происходит из-за повышения температуры потока добываемой продукции, вызванного теплоотдачей работающего погружного электродвигателя. С ростом температуры снижается растворимость карбоната кальция, что интенсифицирует солеотложение карбонатных осадков на колесах ЭЦН.

5.1.2 Эксплуатация скважин с повышенным содержанием КВЧ

Причины появления механических примесей

Механические примеси можно разделить на две категории по времени выноса, это искусственные (материалы, использованные при ГРП) – вынос продолжается примерно около 2-х недель с массовым содержанием от 1000 мг/л и выше и натуральные – непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л) – вынос постепенно уменьшается и зависит от времени. Методы, используемые для борьбы с механическими примесями, соответственно различаются.

Методы борьбы с искусственными механическими примесями

Искусственные механические примеси состоят из пропнета, проппанта. Вынос механических примесей после ГРП (1,5-2,0 тонны) происходит из-за увеличения депрессии, плохого цементирования эксплуатационной колонны в зоне продуктивных пластов, который приводит к значительному износу рабочих органов УЭЦН, заклиниванию вала насоса. Основные методы борьбы,

применяемые в производственных подразделениях ООО «Газпромнефть – Восток» это:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- освоение скважин после ГРП комплексом ГНКТ (гибкая труба);
- освоение скважин при помощи установки нагнетания газов (УНГ).

Методы борьбы с натуральными механическими примесями.

Вынос происходит из – за разрушения скелета породы пласта. Размер частиц от 0,001 мм и больше. Вынос продолжителен по времени, всплески наблюдаются при запуске УЭЦН после смены. Основные методы борьбы, применяемые в производственных подразделениях ООО «Газпромнефть – Восток» это:

- очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров;
- использование УЭЦН в износостойком исполнении.
- натуральные – непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л) – вынос постепенно уменьшается и зависит от времени. Методы, используемые для борьбы с механическими примесями, соответственно различаются.

5.1.3 Эксплуатация скважин с повышенным содержанием АСПО

Причины появления АСПО

Одной из причин образования АСПО (асфальтосмолопарафиновые осадки) в процессе нефтедобычи является разгазирование добываемой нефтепромысловой продукции из-за снижения давления в стволе скважины ниже давления насыщения. Выделение газообразных легкокипящих алифатических углеводородов из нефтяной фазы приводит к снижению

растворимости высокомолекулярных парафиновых углеводородов и их выпадению в лифтовых трубах и выкидных линиях.

Методы борьбы с АСПО

Одним из распространенных методов борьбы против отложений парафинов в НКТ является промывка горячей нефтью, в процессе которой происходит размягчение и плавление АСПО с их последующим растворением в теплоносителе. Необходимым условием качественной очистки НКТ от АСПО является предотвращение их повторного осаждения из раствора в осложненном коллекторе. Это может быть обеспечено поддержанием на выходе из НКТ температуры, при которой растворенные АСПО не осаждаются из раствора. Верхней границей этой температуры для раствора является температура кристаллизации (плавления) растворенного вещества. Основные технологические параметры промывки (объем горячей нефти, ее начальная температура) непосредственным образом зависят от количества АСПО, отложившихся в коллекторе, физико-химических характеристик нефти и АСПО (температуры плавления, теплоемкости, теплоты плавления), геометрических

характеристик и условий эксплуатации коллектора. Количество горячей нефти, необходимой для очистки НКТ, в значительной степени зависит от физико –химических свойств АСПО. Это связано с тем, что с ростом молекулярной массы парафиновых углеводородов, входящих в состав АСПО, возрастает их температура плавления и количество тепла, необходимое для их перевода из твердого в расплавленное состояние.

Для очистки НКТ от отложений парафина возможно применение шаблона (механический скребок), в процессе спуска которого происходит удаление АСПО с внутренней поверхности лифтовых труб, или электронагреватели различных принципов действия.

5.2 Анализ причин отказов УЭЦН на скважинах

В процессе эксплуатации месторождения фонд скважин стареет, дебит их уменьшается, обводненности увеличивается, число ремонтов возрастает. Старение скважин и ухудшение геолого-технологических условий их эксплуатации приводит к потерям в добыче нефти, обусловленными простоями скважин в ожидании ремонта и в период его проведения. Поэтому одной из актуальных задач является увеличение межремонтного периода.

В силу того, что на подземное оборудование отрицательно действуют многие факторы, необходимо по возможности уменьшить негативное воздействие их на внутрискважинное оборудование.

Основные причины выхода из строя установок ЭЦН представлены на рисунке 5.1.



Рисунок 5.1 – Причины отказов УЭЦН на Шингинском месторождении за 2017 год

Критерием отказа является прекращение подачи по причине неисправности насоса.

При этом из рассмотрения исключаются отказы наземного оборудования, устраняемые без подъема погружного агрегата, отказы устьевой обвязки скважины, манифольда и т. д.

Например, проведенные исследования показали, что за 2017 год на Шингинском месторождении произведено 89 ремонтов..

Отказы установок произошли по следующим причинам:

- а) засорение мех.примесями, отложениями солей, парафина — (46);
- б) негерметичность НКТ и оборудования — (19);
- в) механическое повреждение кабеля — (5);
- г) прочие причины (нарушение энергоснабжения, неверный подбор установки, снижение динамического уровня и пластового давления, проведение технологических операций, повлекших за собой подъем УЭЦН, отсутствие контроля за режимом эксплуатации) — (29);

В настоящее время с целью повышения устойчивости УЭЦН к влиянию мех.примесей при изготовлении установок применяется целый ряд технических решений. Так, двухопорная конструкция рабочих органов электроцентробежного насоса позволяет увеличить опорную площадь колеса и повысить его устойчивость. Использование промежуточных подшипников из твердых сплавов позволяет повысить устойчивость вала и снизить амплитуду вибрации. За счет использования керамических и твердосплавных материалов осевых опор достигается снижение износа этого узла. Еще одним техническим решением сегодня является «плавающая» сборка с опорой вала насоса на пятю гидрозащиты, что позволяет снизить износ осевой опоры. Существует и так называемая «пакетная» сборка, за счет которой разгружаются осевые усилия в насосе и происходит повышение устойчивости вала. «Компрессионная сборка» позволяет повысить устойчивость колеса и снизить вибрацию. Также существует способ организации в гидрозащите спецкамеры, что предотвращает попадание мехпримесей в область торцовых уплотнений для снижения его

износа. И последний из рассматриваемых методов — установка защитной гильзы из твердых материалов в газосепаратор для предотвращения промывов.

Существует так же ряд технологических решений данной проблемы. Первая группа методов этой категории связана с закреплением проппанта при ГРП. Например, это применение проппанта марки Fores RCP. Проппант покрыт фенолформальдегидными смолами. Склеивание начинается при давлении выше 69 атм. При атмосферном давлении сшивание RCP проходит при температуре выше 90°C. При проведении ГРП пласт может остывать до 45°C, что ухудшает склеивание RCP – проппанта. В этом случае в качестве разогревающего состава применяются специальные композиции, которые при смешивании на забое выделяют большое количество теплоты (разогрев до 140°C). Еще одна современная технология под названием «ЛИНК» (основной разработчик — ЗАО «Геотехно-КИН») предназначена для крепления ПЗП. При ее реализации последовательно производятся: закачка буферной оторочки (6–8 м³), закачка

основного состава (0,7–0,8 м³ на 1 м эффективной толщины), закачка гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5 – 2,0 раза больше объема закачанного состава, выдержка на реагирование и отверждение и постепенный ввод скважины в эксплуатацию. Интерес также представляют технологии компании Halliburton для контроля или устранения «проблемы физической миграции частиц». К ним относится технология крепления призабойной зоны пласта SandTrap™, направленная на повышение приемистости, крепление перфорационных отверстий и ПЗП в слабосцементированных песчаниках, стабилизацию песка и дисперсных частиц. Радиус проникновения 50 – 100 см. Другая технология этой группы — PropStop™, PropStop™ WC — ориентирована на снижение объема выноса проппанта после ГРП (крепление проппанта в трещине). Используется консолидирующий материал низкой вязкости с размещением в пласте при помощи гибкой трубы или НКТ с пакером, или по обсадной колонне. Обработка проводится при расходах ниже давления ГРП. И, наконец,

технология SandWedge™, FineFix™ — ослабление миграции микрочастиц, набивки трещин ГРП. Это только некоторые примеры западных наработок. И, конечно, применимы и в определенной мере эффективны известные методы промывки скважин и насосных установок, скрепирование, шаблонирование и т.д. Примером технического решения в этой области может служить устройство производства заводов «Измерон» (Санкт – Петербург) и УНИКОМ (Первоуральск). Устройство механическое ударно-вращательное приводится в действие возвратно-поступательными движениями НКТ с длиной хода поршня 2 – 2,5 метра. Твердая фаза с забоя скважины всасывается через нижние клапаны и поступает в контейнер, собранный из НКТ (до 1000 – 1500 кг шлама). Циркулирующая жидкость проходит через контейнер и выходит через верхние отверстия в затруб. При этом твердая фаза остается в контейнере. Преимущества: очистка забоя скважин в условиях поглощения без насыщения пласта и сохранение эффективности при утечках в НКТ. Из недостатков:

металлические предметы забивают клапан, эффективность по разрушению пропантовых корок составляет 30%, существует риск прихвата компоновки пропантом из вышележащих пластов. Стоит также отметить, что некоторые из выпускаемых сегодня станций управления способны реализовывать так называемые «режимы встряхивания», при которых направление вращения ЭЦН периодически меняется на короткое время, что не позволяет откладываться мехпримесям.

Вторым заметным фактором, отрицательно влияющим на наработку УЭЦН, является негерметичность колонны НКТ, сливной муфты и устьевого оборудования. Негерметичность проявляется в следующих местах и случаях:

- а) утечка в резьбовых соединениях НКТ;
- б) коррозия НКТ;
- в) отворот или эрозия клапана сливной муфты;
- г) неисправность перепускного клапана устьевой арматуры.

В 2016 году на пяти скважинах «Газпромнефть – Восток» проводился эксперимент по защите внутрискважинного оборудования от коррозии, вызываемой воздействием агрессивных факторов. В скважины закачивался ингибитор коррозии Ипроден К-1, который характеризуется повышенной плотностью. Закачка ингибитора в скважины проводится в режиме постоянного дозирования в точке подачи реагента при помощи дозирующих установок типа УДР. Так, закачка в скважины № 306 и № 342 Шингинское месторождение проводится в режиме постоянного дозирования в точке подачи реагента при помощи дозирующих УДР. Закачка в скважину № 195 производится в периодическом режиме при помощи дозирующей установки УДР начиная с 13 марта 2016 года в затрубное пространство в концентрации 25 г/т. При этом на Шингинском достигнуто увеличение наработки на отказ более чем в 2 раза. По скважине № 195 наработка на отказ оказалась меньше средней, произошел отказ по причине сквозной коррозии НКТ. Возможная причина отказа — неверно подобранная дозировка ингибитора. По результатам была произведена корректировка дозировки.

В целом защитный эффект по скважине № 306 составил 88%, по скважине № 195 м/р — 89%.

С начала 2018 года в компании применяются коррозионностойкие НКТ марки 15х5МФБЧ производства компании «Первоуральский новотрубный завод». В стали, из которой изготовлены эти НКТ, содержится 5% хрома. Хром образует на поверхности оксидную, так называемую пассивирующую, пленку. Если ее удалить, она возникает вновь и препятствует процессу коррозии. На сегодняшний день эти НКТ спущены в скважину № 342 Шингинского месторождения. МРП до применения хромированных НКТ составляла 110 суток (за 3 года имели место 7 отказов по негерметичности НКТ). За период эксплуатации новых НКТ произошел лишь один отказ по причине $R = 0$ — из-за отказа ПЭД. Комиссионный осмотр показал, что НКТ находятся в хорошем

состоянии и могут быть спущены для дальнейшей эксплуатации. По состоянию на середину октября, наработка НКТ составляла 290 суток.

В 2017 году в обществе «Газпромнефть – Восток» произошло 29 отказов по причине снижения изоляции. Это количество распределено поровну между преждевременными и не преждевременными отказами. Из общего числа отказов с наработкой менее 180 суток 9% отказали по причине сквозной коррозии ПЭД или протектора, среди отказов с наработкой более 180 суток эта доля составляет уже 19%.

В «Газпромнефть – Восток» применяются такие методы борьбы с коррозией ЭПО, как защита кабельной линии, крепление кабельной линии и протекторная защита ПЭД. Защита кабельной линии представляет собой применение кабельных линий с коррозионностойким покрытием брони (КЕСБкП производства «Курганского кабельного завода»). Основным недостатком при эксплуатации такого кабеля — наличие внутренней коррозии свинцовой оболочки. Крепление кабельной линии подразумевает применение коррозионностойких поясов крепления, протекторов марки ПП (протектора погружные) и ПМ (протектора магниевые). Протекторная защита предполагает применение ПЭД и протекторов со специальным коррозионностойким покрытием. Основным недостатком при их эксплуатации состоит в том, что даже после проведения одного СПО неизбежно нарушается защитное покрытие, что неизбежно приводит к очаговой коррозии.

5.3 Усовершенствованные технологии для борьбы с механическими примесями

Компания Wood Group ESP производит так называемые десендеры «Sandcat» (рисунок 5.2), которые тоже устанавливаются ниже погружной установки с использованием пакера. То есть в принципе это центрифужный диффузор, пескоотделитель, который устанавливается ниже УЭЦН. Его

преимущества: отсутствие движущихся частей, самоочищение за счет вибрации УЭЦН, простота и легкость монтажа, СПО в составе УЭЦН. Недостатки: риск преждевременного распакования пакера или нераспакования при посадке, риск повреждения пакера, риск прихвата и аварии, пропуск КВЧ при негерметичности пакера. Также существуют конструкции десендеров, устанавливаемых на пакере.

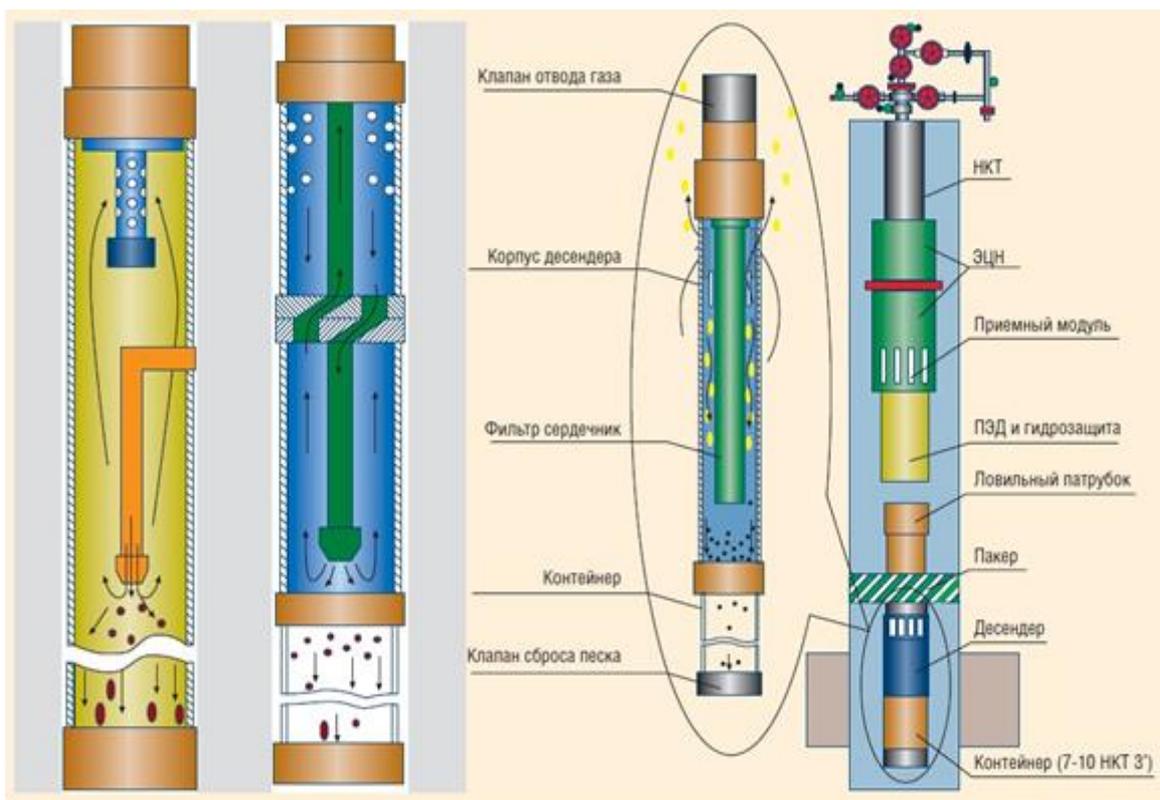


Рисунок 5.2 – Десендеры «Sandcat» компании Wood Group ESP

Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН производится ООО «Привод — Нефтесервис» (рисунок 5.3). Фильтр выполнен в виде кожуха (труба диаметром 130 мм с нижней перфорированной частью), который распространяется только на длину установки УЭЦН, захватывающую часть ЭЦН чуть выше приемной сетки, на одном конце которой находится приемная сетка увеличенной площади, на другом — муфта для крепления фильтра к ЭЦН.

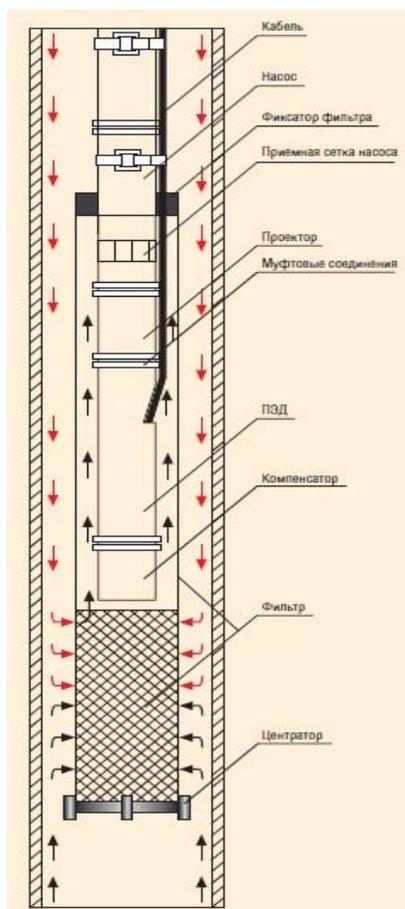


Рисунок 5.3 – Фильтр кожух для УЭЦН ООО «Привод-Нефтесервис»

К преимуществам фильтра — кожуха можно отнести улучшенное охлаждение ПЭД, а также собственно способность предотвращать засорение ГНО мех. примесями. Главный недостаток конструкции в том, что ее невозможно применять для эксплуатационных колонн диаметром менее 168 мм. И в целом фильтр-кожух увеличивает общий диаметральный габарит, а значит, возникает проблема с подготовкой скважин. То есть в данном случае имеют место все известные недостатки, связанные с применением кожухов.

ЗАО «ПО Стронг» выпускает фильтр — насадку ФНТ, которая крепится к компенсатору УЭЦН через пакер разобширитель ПРС-146 (168). Установка ПРС — 146(168) производится путем долива жидкости в скважину, либо закачкой с помощью агрегата и затем за счет снижения динамического уровня после запуска УЭЦН.

К плюсам фильтра можно отнести его способность к самоочищению за счет вибрации УЭЦН, достаточно высокую пропускную способность (до 400 м³/сут.), удобство монтажа, независимость от габарита УЭЦН, а также спуск в составе УЭЦН.

К недостаткам относится риск повреждения уплотнительных элементов пакера при СПО и риск нераспакерования при посадке. Кроме того, существует ограничение по допустимой нагрузке на нижнюю часть двигателя — 500 кг. Фильтр противопесочный типа ФПБ производства завода «Борец» присоединяется к нижней части ПЭД (исполнение ФПБН-85) или к нижней части кожуха электродвигателя (исполнение ФПБК-85).

Фильтр ФПБН-85 включает в себя фильтр – насадку ФНТ, предохранительный клапан и разобщик. Фильтр ФПБК-85 отличается отсутствием разобщика.

6 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Основной целью данного раздела является – оценка перспективности развития и планирования финансовой и коммерческой ценности исследования, представленного в рамках выпускной квалификационной работы.

Для достижения поставленной цели необходимо рассмотреть следующие задачи:

- Оценка коммерческого потенциала разработки.
- Планирование научно-исследовательской работы;
- Расчет бюджета научно-исследовательской работы;
- Определение ресурсной, финансовой, бюджетной эффективности исследования.

Среди множества вариантов защиты подземного оборудования от осложнений наиболее распространенным остается химический метод, который заключается в использовании целевых или комплексных ингибиторов. Эффективность данного метода определяется двумя факторами – качеством подбора ингибитора и способом его доставки до объекта обработки. Если первый фактор, как правило, находится в ведении самой нефтяной компании (НК), то второй – в зоне ответственности заводов-изготовителей, предлагающих свои технические решения

Цель ВКР – анализ эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов на Шингинском нефтяном месторождении.

6.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

Потенциальные потребители результатов исследования

Определение целевого рынка, на котором будет реализовываться разработка и проводится сегментирование необходимо для проведения анализа потребителей результатов исследования. Потенциальными потребителями разработки являются разработка Объектом разработки является система автоматического регулирования температуры объекта. Потенциальными целевыми потребителями применяемой разработки являются нефтетранспортные компании, занимающиеся транспортом нефти с Северных Регионах России с осложненными природно-климатическими условиями, такие как: Транснефть, Газпромнефть, Роснефть.

Сегментирование рынка проводится по сфере использования и по размеру компании-заказчика.

Таблица 6.1– Карта сегментации рынка предоставляемых услуг

		Вид деятельности	
		Электроцентробежный насос	Винтовой
Размер компании	Крупные		
	Средние		
	Мелкие		

	ПАО «НК «Роснефть»»,
	ПАО «Транснефть»»,
	ПАО«Газпромнефть»

Из карты сегментирования видно что основными сегментами рынка являются крупные, средние и мелкие нефтедобывающие, крупные нефтеперерабатывающие и нефтеперекачивающие компании.

6.1.1 Анализ конкурентных технических решений

Количество организаций по внедрению технологических установок и технологий на российском рынке транспорта нефти большое количество, также рынок постоянно меняется, поэтому анализ конкурирующих разработок необходимо проводить систематически. Анализ технических решений конкурентов в части ресурсоэффективности и ресурсосбережения позволяет провести оценку сравнительной эффективности конкурирующей разработки и определить направления её будущего развития. Для проведения такого анализа необходимо оценивать конкурирующие разработки реалистично и объективно. С этой целью может быть использована вся имеющаяся информация о конкурентных разработках:

- технические характеристики разработки;
- конкурентоспособность разработки;
- уровень завершенности научного исследования (наличие макета, прототипа и т.п.);
- бюджет разработки;
- уровень проникновения на рынок;
- финансовое положение конкурентов, тенденции его изменения и т.д

В качестве объектов сравнения были рассмотрены батарей разные компании, которые стоят в датчиках очистки нефти:

Вариант 1 – Установка электроцентробежных насосов

Вариант 2 – Установка винтового насоса

Вариант 3 – Установка магистрального насоса

Детальный анализ конструктивного исполнения необходим, т.к. каждый тип конструктивного исполнения имеет свои достоинства и недостатки. Данный анализ производится с применением оценочной карты, приведенной в таблице 6.1. Экспертная оценка производится по техническим характеристикам и экономическим показателям по 5 бальной шкале, где 1 – наиболее низкая оценка, а 5 – наиболее сильная. Общий вес всех показателей в сумме должен составлять 1.

Таблица 6.2 – Сравнение конкурентных технических решений (разработок)

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	3	3	0,4	0,4	0,3
2.Удобство в эксплуатации	0,04	4	3	3	0,15	0,1	0,2
3.Надежность	0,2	5	2	3	0,3	0,5	0,2
4.Безопасность	0,14	4	4	2	0,56	0,42	0,42
5.Энергоэкономичность	0,15	4	3	3	0,3	0,5	0,4
Экономические критерии оценки конкурентоспособности							
1.Цена	0,12	5	4	4	0,6	0,52	0,48
2. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	2	2	0,45	0,28	0,5
3. Финансирование научной разработки	0,14	3	4	2	0,65	0,3	0,52
4. Срок выхода на рынок	0,05	3	3	4	0,35	0,2	0,35В
Итого	1	32	28	26	3,76	3,22	3,17
Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
1.Повышение производительности труда пользователя	0,1	5	3	3	0,4	0,4	0,3
2.Удобство в эксплуатации	0,04	4	3	3	0,15	0,1	0,2
3.Надежность	0,2	5	2	3	0,3	0,5	0,2
4.Безопасность	0,14	4	4	2	0,56	0,42	0,42
5.Энергоэкономичность	0,15	4	3	3	0,3	0,5	0,4

Продолжение Таблицы 6.2

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Вар.1	Вар.2	Вар.3	Вар.1	Вар.2	Вар.3
1	2	3	4	5	6	7	8
1.Цена	0,12	5	4	4	0,6	0,52	0,48
2. Конкурентоспособность продукта	0,07	4	2	2	0,45	0,28	0,5
3. Финансирование научной разработки	0,14	3	4	2	0,65	0,3	0,52
4. Срок выхода на рынок	0,05	3	3	4	0,35	0,2	0,35в
Итого	1	32	28	26	3,76	3,22	3,17

Расчет конкурентоспособности, на примере стабильности срабатывания, определяется по формуле:

$$K = \sum B_i \cdot B_j = 0,1 \times 3 = 0,3$$

где K – конкурентоспособность проекта;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_j – балл показателя.

Как видно из таблицы 1 анализ конкурентных технических решений показал, что вариант №1 является наиболее подходящим и является наиболее выгодным и эффективным.

6.1.2 SWOT-анализ

SWOT – Strengths (сильные стороны), Weaknesses (слабые стороны), Opportunities (возможности) и Threats (угрозы) – представляет собой комплексный анализ научно-исследовательского проекта. SWOT-анализ применяют для исследования внешней и внутренней среды проекта (Таблица 6.3).

Таблица 6.3 – Матрица SWOT

	Сильные стороны научно-исследовательского проект: С1. Высокая эффективность за счет регулируемой подачи химреагентов в заданную точку скважины С2. Высокая степень защиты от осложнений	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: Сл1. Большие первоначальные вложения Сл2. Учет особенностей условий эксплуатации конкретной скважины
Возможности: В1. Экономичный расход химреагентов В2. Большое увеличение МРП скважины	В1С1 – за счет того, что химреагент подается в заданную точку в зависимости от технологической необходимости, он не тратится на насыщение столба нефти и абсорбцию на поверхностях труб; В2С2 – за счет высокой степени защиты от осложнений увеличивается МРП	В2Сл1 – Большое увеличение МРП окупит высокие первоначальные вложения
Угрозы: У1. При первоначальновысоком МРП скважины данная технология может не окупиться У2. Разрушение капиллярного трубопровода	У1С2 – если в скважине первоначально не наблюдалось проблем с осложнениями, то данная защита может быть бесполезной.	У1Сл1 – в случае если МРП скважины первоначально высокий, а ее дебит не высок, то применение данной технологии может понести убытки; У2Сл2 – Разрушение капиллярного трубопровода может произойти, например, вследствие высокой пластовой температуре, поэтому необходимо учитывать все особенности скважины

После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В

рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 6.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-» После того как сформулированы четыре области SWOT переходят к реализации второго этапа, который состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон научно-исследовательского проекта внешним условиям окружающей среды. Это соответствие или несоответствие должны помочь выявить степень необходимости проведения стратегических изменений. В рамках данного этапа необходимо построить интерактивную матрицу проекта (Таблица 6.4). Ее использование помогает разобраться с различными комбинациями взаимосвязей областей матрицы SWOT. Каждый фактор помечается либо знаком «+» – сильное соответствие сильных сторон возможностям, либо знаком «-» – слабое соответствие; «0» – если есть сомнения в том, что поставить «+» или «-».

Таблица 6.4 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к возможностям проекта

	C1	C2
B1	+	-
B2	-	+

При анализе таблицы 6.4, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности B1C1, B2C2.

Таблица 6.5 - Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к возможностям проекта

	Сл 1	Сл 2
В1	-	-
В2	+	-

При анализе таблица 6.5, выявлены следующие коррелирующие слабые стороны и возможности: В2Сл1

Таблица 6.6 – Интерактивная матрица проекта соотношения сильных сторон к угрозам проекта

	С1	С2
У1	-	+
У2	-	-

При анализе интерактивной таблица 6.6, можно выявить следующие коррелирующие сильные стороны и возможности: У1С2.

Таблица 6.7 – Интерактивная матрица проекта соотношения слабых сторон к угрозам проекта

	Сл 1	Сл 2
У1	+	-
У2	-	+

При анализе интерактивной таблицы 6.7 , можно выявить следующие коррелирующие сильные сторон и возможности: У1Сл1, У2Сл2,

Вывод: проект имеет высокую актуальность научного исследования, что приведет к совершенствованию технологической составляющей, созданию

конкуренции зарубежным предприятиям и появлению заинтересованных заказчиков.

6.2 Планирование научно-исследовательских работ

6.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Планирование комплекса научно-исследовательских работ осуществляется в порядке:

- определение структуры работ в рамках научного исследования;
- определение количества исполнителей для каждой из работ;
- установление продолжительности работ;
- построение графика проведения научных исследований.

Для оптимизации работ удобно использовать классический метод линейного планирования и управления.

Результатом такого планирования является составление линейного графика выполнения всех работ. Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы, приведен в таблице 6.8.

Таблица 6.8 – Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№ раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Научный руководитель
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение литературы по теме исследования	Инженер
	3	Выбор алгоритма исследования	Научный руководитель Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме исследования	Научный руководитель Инженер

Продолжение Таблицы 6.8

Теоретические и экспериментальные исследования	5	Анализ существующих технологий проведения строительных работ	Инженер
	6	Проведение теоретических расчетов и обоснование	Инженер
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка результатов исследования	Научный руководитель Инженер
Оформление отчета	8	Определение целесообразности проведения процесса	Научный руководитель Инженер
	9	Оформление пояснительной записки	Инженер
	10	Разработка презентации и раздаточного материала	Инженер

Как видно из представленной таблицы 6.8 научно исследовательская работа состоит из 10 этапов и требуют, как минимум двоих исполнителей.

6.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ и разработка графика проведения

Основная часть стоимости разработки проекта составляется из трудовых затрат, поэтому важно определить трудоемкость работ всех участников разработки проекта. Несмотря на то, что трудоемкость зависит от трудно учитываемых параметров, т.е. носит вероятностный характер, ее можно определить экспертным путем, в «человеко-днях». Ожидаемое (среднее) значение трудоемкости $t_{ожі}$ определяется по формуле:

$$t_{ожі} = \frac{3t_{\min i} + 2t_{\max i}}{5}, \quad (6.1)$$

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

$t_{\min i}$ – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни;

$t_{\max i}$ – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, человеко-дни.

Зная величину ожидаемой трудоемкости, можно определить продолжительность каждой i -ой работы в рабочих днях T_{pi} , при этом учитывается параллельность выполнения работ разными исполнителями. Данный расчёт позволяет определить величину заработной платы.

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (6.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, рабочие дни;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, человеко-дни;

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

Для перевода длительности каждого этапа из рабочих в календарные дни, необходимо воспользоваться формулой (4.3):

$$T_{ki.инж} = T_{pi} \cdot k_{кал}, \quad (6.3)$$

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

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{кал}$ – календарный коэффициент.

Рассчитаем продолжительность 1 работы – разработка технического задания:

$$t_{ожі} = \frac{3 * 1 + 2 * 3}{5} = 1,8 \text{ чел. -дн}$$

$$t_{pi} = \frac{1.8}{1} = 1.8 \text{ раб. дн.}$$

Расчет календарного коэффициент для пятидневной рабочей недели(рабочая неделя инженера):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 104 - 14} = 1,48$$

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

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

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

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, например задачи «Изучение литературы по соответствующей тематике»:

$$T_{ki, \text{инж}} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 11,6 \cdot 1,48 = 17,168 \approx 17 \text{ кал. дн.}$$

Расчет календарного коэффициента для шестидневной рабочей недели (для руководителя):

$$k_{\text{кал.инж}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}} = \frac{365}{365 - 66 - 14} = 1,28$$

Расчет календарной продолжительности выполнения работы, на примере задачи «Составление и утверждение технического задания»:

$$T_{ki, \text{инж}} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}} = 2,4 \cdot 1,28 = 1,792 \approx 2 \text{ кал. дн.}$$

Расчеты временных показателей проведения научного исследования обобщены в таблице 6.9.

Таблица 6.9 – Временные показатели проектирования

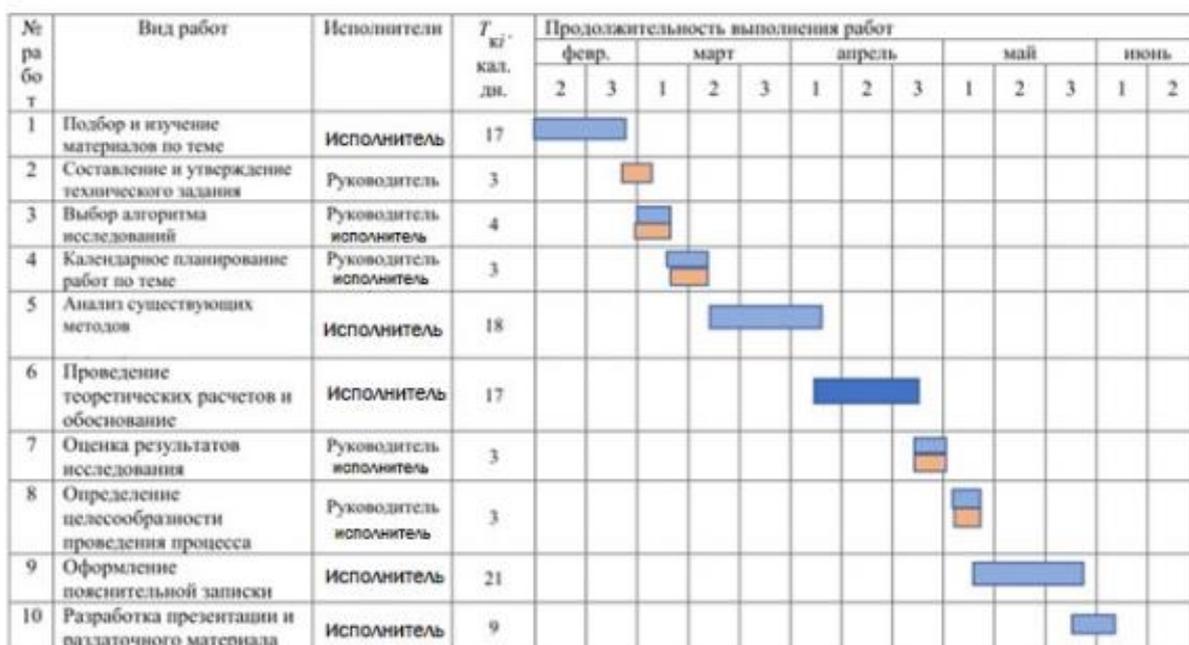
Название работы	Трудоёмкость работ			Исп-и	Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность Работ в календарных днях T_{ki}
	t_{min} чел-дни	t_{max} чел-дни	$t_{\text{ож}}$ чл-дни			
Подбор и изучение материалов по теме	10	13	11,2	Инженер.	11,2	17
Составление и утверждение технического задания	1	3	1,8	Науч-рук.	1,8	3

Продолжение Таблицы 6.9

Выбор алгоритма исследований	5	7	5,8	Науч-рук. Инженер	2,9	4
Календарное планирование работ по теме	3	6	4,2	Науч-рук. Инженер	2,1	3
Анализ методов строительства	10	15	12	Инженер	12	18
Проведение расчетов и обоснование	10	14	11,6	Инженер	11,6	17
Оценка результатов исследования	3	5	3,8	Науч-рук. Инженер	1,9	3
Определение целесообразности проведения процесса	3	5	3,8	Науч-рук. Инженер	1,9	3
Оформление пояснительной записки	12	17	14	Инженер	14	21
Разработка презентации и раздаточного материала	5	7	5,8	Инженер	5,8	9

После расчета и сведения в таблицу временных показателей проектирования, на основе полученной таблицы строится диаграмма Ганта.

Таблица 6.10 – Диаграмма Ганта



В результате выполнения подраздела был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей, а также рассчитано количество дней, в течение которых работал каждый из исполнителей.

6.2.3 Бюджет научно-технического исследования

При планировании бюджета научно-технического исследования учитывались все виды расходов, связанных с его выполнением. В этой работе использовать следующую группировку затрат по следующим статьям:

- материальные затраты научно-исследовательской работы (НИР);
- затраты на специальное оборудование для экспериментальных работ;
- основная заработная плата исполнителей темы;
- дополнительная заработная плата исполнителей темы;
- отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления);
- накладные расходы НИР.

Расчет материальных затрат научно-технического исследования

Расчёт стоимости материальных затрат производится по действующим прейскурантам или договорным ценам. В стоимость материальных затрат включаем транспортно-заготовительные расходы, составляющие 5 % от цены

Таблица 6.11 – Материальные затраты

Наименование материалов	Ед. измерения	Кол-во, ед.	Цена за ед. руб.	Сумма, руб.
Бумага	Шт.	300	0,38	114
Канц. принадлежности	Шт.	1	200	200
Печать на листе А4	Шт.	300	3	900
Итого:				1214

Специальное оборудование для научных (экспериментальных) работ

В данную статью включают все затраты, связанные с приобретением специального оборудования (приборов, контрольно-измерительной аппаратуры, стенов, устройств и механизмов), необходимого для проведения работ по конкретной теме. Определение стоимости спецоборудования производится по действующим прейскурантам, а в ряде случаев по договорной цене.

Таблица 6.12 – Специальное оборудование для экспериментальных работ

Наименование оборудования	Количество единиц, шт.	Цена за единицу, тыс.руб	Сумма, тыс.руб.
1. Установка электроцентробежных насосов	11	5760000	576000
Итого	576000		

Расчет амортизации специального оборудования

Расчет амортизации производится на находящееся в использовании оборудование. В итоговую стоимость проекта входят отчисления на амортизацию за время использования оборудования в статье накладных расходов.

Таблица 6.13 - Затраты на оборудование

№	Наименование оборудования	Кол-во, шт.	Срок полезного использования, лет	Цены единицы оборудования, тыс.руб.	Общая стоимость оборудования, тыс.руб.
1	Установка электроцентробежных насосов	1	10	576000	576000
Итого:	576000 руб.				

Расчет амортизации проводится следующим образом:

Норма амортизации определяется по следующей формуле:

$$H_A = \frac{1}{n}, \quad (6.4)$$

где n – срок полезного использования в годах.

Амортизация определяется по следующей формуле:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m \quad (6.5)$$

где I – итоговая сумма, тыс. руб.;

m – время использования, мес.

Рассчитаем норму амортизации для ноутбука, с учётом того, что срок полезного использования составляет 10 лет:

$$H_A = \frac{1}{n} = \frac{1}{10} = 0,1.$$

Общую сумму амортизационных отчислений находим следующим образом:

$$A = \frac{H_A \cdot I}{12} \cdot m = \frac{0,1 \cdot 576000}{12} \cdot 10 = 48000 \text{ руб.}$$

6.2.3.1 Основная заработная плата исполнителей темы

В данном разделе рассчитывается заработная плата инженера и руководителя, помимо этого необходимо рассчитать расходы по заработной плате, определяемые трудоемкостью проекта и действующей системой оклада.

Основная заработная плата $Z_{осн}$ одного работника рассчитывается по следующей формуле:

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p, \quad (6.6)$$

где $Z_{дн}$ – среднедневная заработная плата, руб.; T_p – продолжительность работ, выполняемых работником, раб.дн. (таблица 6.14).

Среднедневная заработная плата рассчитывается по формуле:

Для шестидневной рабочей недели (рабочая неделя руководителя):

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{51285 \cdot 10,3}{246} = 2147,3 \text{ руб.}, \quad (6.7)$$

где Z_m – месячный должностной оклад работника, руб.; F_0 – действительный годовой фонд рабочего времени научно-технического персонала, раб. дней; M – количество месяцев работы без отпуска в течение года:

– при отпуске в 28 раб. дня – $M = 11,2$ месяца, 5-дневная рабочая неделя;

– при отпуске в 56 раб. дней – $M = 10,3$ месяца, 6-дневная рабочая неделя.

Для пятидневной рабочей недели (рабочая неделя инженера):

$$Z_{\text{он}} = \frac{Z_m \cdot M}{F_0} = \frac{33150 \cdot 11,2}{213} = 1743,1 \text{ руб.}. \quad (6.8)$$

Должностной оклад работника за месяц:

– для руководителя:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_0) k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_m = Z_{mc} \cdot (1 + k_{np} + k_0) k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб.},$$

где Z_{mc} – заработная плата, согласно тарифной ставке, руб.; k_{np} – премиальный коэффициент, равен 0,3; k_0 – коэффициент доплат и надбавок, равен 0,2; k_p – районный коэффициент, равен 1,3 (для г. Томска).

Таблица 6.14 – Баланс рабочего времени исполнителей

Показатели рабочего времени	Руководитель	Инженер
Календарное число дней	365	365
Количество нерабочих дней		
- выходные дни	52/14	104/14
- праздничные дни		

Продолжение Таблицы 6.14

Потери рабочего времени - отпуск - невыходы по болезни	48/5	24/10
Действительный годовой фонд рабочего времени	246	213

Таблица 6.15 – Расчет основной заработной платы исполнителей

Исполнители НИ	$Z_{тс}, руб$	$k_{пр}$	k_{∂}	k_p	$Z_{м}, руб$	$Z_{\partialн}, руб$	$T_{р, раб. дн.}$	$Z_{осн}, руб$
Руководитель	26300	0,3	0,2	1,3	51285	2147,3	8	17178,4
Инженер	17000	0,3	0,2	1,3	33150	1743,1	67	116787,1
Итого:								133965,5

Дополнительная заработная плата определяется по формуле:

– для руководителя:

$$Z_{\partialоп} = k_{\partialоп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 17178,4 = 2576,7 \text{ руб.}$$

– для инженера:

$$Z_{\partialоп} = k_{\partialоп} \cdot Z_{осн} = 0,15 \cdot 1196787,1 = 17578,1 \text{ руб.}$$

где $k_{\partialоп}$ – коэффициент дополнительной заработной платы (на стадии проектирования принимаем равным 0,15).

Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды определяется по формуле: Для руководителя:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{\partialоп}) = 0,3 \cdot (17178,4 + 2576,7) = 5926,53 \text{ руб.}$$

Для инженера:

$$Z_{внеб} = k_{внеб} (Z_{осн} + Z_{\partialоп}) = 0,3 \cdot (116787,1 + 17578,1) = 40309,56 \text{ руб}$$

где $k_{внеб}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды (пенсионный фонд, фонд ОМС и социальное страхование). Общая ставка взносов составляет в 2022 году – 30% (ст. 425, 426 НК РФ).

6.2.3.2 Накладные расходы

Накладные расходы включают в себя следующие расходы: печать и ксерокопирование материалов исследования, оплата услуг связи и т.д. Сумма 5 статьи затрат, рассчитанных выше, приведена в таблице ниже и используются для расчета накладных расходов.

$$Z_{накл} = (\text{сумма статей } 1 \div 5) \cdot k_{кр} = (1214 + 48000 + 133965,5 + 20154,8 + 46236,09) \cdot 0,2 = 49914,078$$

где $k_{кр}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы. Величина коэффициента принимается равной 0,2.

Таблица 6.16 – Группировка затрат по статьям

Статьи								
Амортизация	Сырье, материалы	Специальное оборудование	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата	Отчисления на Социальные нужды	Итого без накладных расходов	Накладные расходы	Итого бюджетная стоимость
48000	1214	576000	133965,5	20154,8	46236,09	825570,39	49914,078	875484,46

В результате было получено, что бюджет затрат НТИ составит 875484,46 руб. При этом затраты у конкурентов составляют 10000000 рублей, из чего можно сделать вывод что полученный продукт будет экономичней, чем у конкурентов

Определение ресурсоэффективности исследования

Интегральный показатель финансовой эффективности научного исследования получают в ходе оценки бюджета затрат трех (или более) вариантов исполнения научного исследования. Для этого наибольший интегральный показатель реализации технической задачи принимается за базу расчета (как знаменатель), с которым соотносятся финансовые значения по всем вариантам исполнения.

В качестве вариантов исполнения были выбраны ближайшие аналоги:

1. ПАО «Роснефть»

2. ПАО «Татнефть»

Интегральный финансовый показатель разработки определяется как:

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{ri}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (6.9)$$

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

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

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения.

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}1} = \frac{875484,46}{1000000} = 0,87$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}2} = \frac{1000000}{1000000} = 1$$

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}3} = \frac{900000}{1000000} = 0,9$$

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

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов выполнения НИР (I_{pi}) определен путем сравнительной оценки их характеристик, распределенных с учетом весового коэффициента каждого параметра (таблица 6.17).

Таблица 6.17 – Сравнительная оценка характеристик вариантов НИР

Критерии	Весовой коэффициент	Бальная оценка разработки	Бальная оценка системы исполнения 1	Бальная оценка системы исполнения 2
1.Безопасность при Использовании установки	0,3	5	5	3
2. Стабильность работы	0,2	5	3	3
3.Техническиехарактеристики	0,2	4	2	3
4.Ремонтопригодность	0,15	5	3	3
5. Простота эксплуатации	0,15	3	3	2
Итого:	1	3,5	3,4	2,85

Расчет интегрального показателя для разрабатываемого проекта:

$$I_{p1}=0,3 \cdot 5+0,2 \cdot 5+0,2 \cdot 4+0,15 \cdot 5+0,15 \cdot 3=3,5;$$

$$I_{p2}=0,3 \cdot 5+0,2 \cdot 5+0,2 \cdot 2+0,15 \cdot 3+0,15 \cdot 3=3,4;$$

$$I_{p3}=0,3 \cdot 4+0,2 \cdot 3+0,2 \cdot 3+0,15 \cdot 3+0,15 \cdot 2=2,85$$

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки вычисляется на основании показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле:

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{финр}} \quad (6.10)$$

$$I_{исп1}=5,5$$

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп1}}{I_{исп2}} = \frac{3,4}{5,5} = 0,62$$

Таблица 6.18 – Сводная таблица показателей оценки ресурсоэффективности

№п /п	Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
1	Интегральный финансовый показатель разработки	0,87	1	0,9
2	Интегральный показатель Ресурсоэффективности разработки	3,5	3,4	2,85
3	Интегральный показатель эффективности	5,5	4,55	4,25
4	Сравнительная эффективность вариантов исполнения	1	0,83	0,71

Входе проведенной работы можно сделать вывод, поставленные цели раздела достигнуты.

Анализа конкурентных технических решений показал выбор одного из вариантов реализации устройства, как наиболее предпочтительного и рационального, по сравнению с остальными;

При проведении планирования был разработан план-график выполнения этапов работ для руководителя и инженера, позволяющий оценить и спланировать рабочее время исполнителей. Были определены: общее количество календарных дней для выполнения работы – 81 дня, общее количество календарных дней, в течение которых работал инженер – 65 и общее количество календарных дней, в течение которых работал руководитель - 16;

Составлен бюджет проектирования, позволяющий оценить затраты на реализацию проекта, которые составляют 875484,46 руб.

По факту оценки эффективности ИР, можно сделать следующие заключения: значение интегрального финансового показателя ИР составляет 0,87 что является показателем того, что ИР является финансово выгодной, по сравнению с аналогами. Значение интегрального показателя ресурсоэффективности ИР составляет 3,5, по сравнению с 3, 4 и 2,85. Значение интегрального показателя эффективности ИР составляет 5,5 по сравнению с

4,55 и 4,25, и является наиболее высоким, что означает, что техническое решение, рассматриваемое в ИР, является наиболее эффективным вариантом.

7 Социальная ответственность

В данной главе ВКР будет идти речь о таких разделах социальной ответственности как производственная безопасность, экологическая безопасность, безопасность в чрезвычайных ситуациях, а также рассмотрены правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности на объектах нефтедобычи при анализе эффективности работы УЭЦН. Основная проблема, которая может вызвать ЧС является неправильная эксплуатация УЭЦН.

Пользователями разрабатываемого решения являются непосредственно нефтяные и газовые компании, которые могут как выступать в роли подрядчиков, выполняя данную операцию, так и в роли заказчиков, которые контролируют процесс эксплуатации УЭЦН.

В качестве места выполнения работ рассматривается любое нефтегазовое производство.

Данная работа является актуальной, так как безопасность при эксплуатации УЭЦН важна, так как возможны ЧС, при которых возможны не только большие экономические потери, но также и нанесение вреда здоровью работников при его проведении.

7.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

При возникновении правовых и организационных вопросов регулируется Трудовым кодексом Российской Федерации от 30.12.2001 № 197-ФЗ (редакция от 25.02.2022), в котором и расписываются основные положения. Хочется отметить основные из них:

- режима рабочего времени, оплаты и нормирование труда;
- обеспечение важности и необходимости всех условий для сохранения здоровья и жизни сотрудников предприятия;

- условие финансирование труда;
- основные нормы по охране труда;
- координация деятельности в области охраны труда, окружающей среды и другие виды экономической и социальной деятельности;
- проведение плановых и внеочередных медицинских осмотров, основываясь на медицинских рекомендация с сохранением рабочего места и среднего заработка во время прохождения данных мероприятий.

Обязательные гарантии и обеспечение необходимых компенсаций, в соответствии с Настоящим Кодексом, согласно заключенному коллективному договору между работником и предприятием, трудовым договором различными локальными актами, если работник участвует в операциях с опасными и вредными условиями труда.[11]

Во избежание чрезвычайных ситуаций на кустовых площадках все работники должны проходить обучение в области промышленной безопасности (ПБ), охраны труда (ОТ) и проверки знаний. Проверка знаний у операторов проводится один раз в год; у лиц ИТР – промышленная безопасность 1 раз в 5 лет, охрана труда – 1 раз в 3 года.

Для выполнения работ на ОПО работники должны быть старше 18 лет; пройти медицинское и психиатрическое освидетельствование; водный, первичный, целевой инструктаж, обучение по безопасным методам выполнения работ; пройти стажировку на рабочем месте которая длится 21 рабочую смену, пройти проверку знаний и быть оснащённым средствами индивидуальной защиты (СИЗ), которые включают в себя защитные костюмы, каски, респираторы, перчатки, очки и т.д [12].

7.2 Производственная безопасность

Для определения и оценки потенциальные вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть при разработке, подготовки и непосредственного

эксплуатации УЭЦН используем ГОСТ 12.0.003-2015 «Опасные и вредные производственные факторы [13]. Классификация» и представим краткий результат в таблице 7.1.

Таблица 7.1 – Возможные опасные и вредные производственные факторы на кустовой площадке

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015) [14]	Нормативные документы
1. Аномальные климатические параметры воздушной среды на местонахождении; 2. Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума; 3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения; - Биологическое воздействие; - Химическое воздействие на организм работающего человека; - Разрушающиеся конструкции.	1) ГОСТ 12.4.011-89; 2) ГОСТ 12.1.003-2014; 3) СП 52.13330.2016; 4) ГОСТ Р 56139-2014; 5) ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ; 6) ГОСТ 12.2.003-91;

7.3 Анализ вредных производственных факторов

Повышенный уровень шума и другие неблагоприятные характеристики шума является одним из основных вредных производственных факторов. Шум – разновидность звуковых колебаний, находящаяся в диапазоне слышимых частот, имеющая возможность оказать вредное воздействие на безопасность и здоровье работников.[14] Максимально допустимые показатели шума и вибрации должны соответствовать нормам, которые регламентированы СанПиН 1.2. 3685-21[16] и ГОСТ, указанными в таблице 7.1. Данные представлены в таблице 7.2.

Таблица 7.2–Предельно допустимые эквиваленты уровня звука [16].

Предельно допустимые эквивалентные уровни звука, дБА			
Категории напряженности трудового процесса	Категории тяжести трудового процесса		
	легкая и средняя физическая нагрузка	тяжелый труд 1 степени	тяжелый труд 2 степени
Напряженность легкой и средней степени	80	75	75
Напряженный труд 1 степени	70	65	65
Напряженный труд 2 степени	60	-	-
Напряженный труд 3 степени	50	-	-

<*> Примечание. Количественную оценку тяжести и напряженности трудового процесса по условиям труда следует проводить в соответствии с действующим документом по гигиенической оценке факторов рабочей среды и трудового процесса.

Превышения установленных норм может привести к потере внимания, повышению количества ошибок при выполнении операций, влияет напрямую на центральную нервную систему, вызывает заболевания сердечно-сосудистой системы и других органов. Возможна потеря слуха, контузия и даже смерть и др.[15]

Для уменьшения влияния данного вредного фактора нефтегазовыми компаниями применяется целый комплекс мероприятий по защите работников, к которому относятся:

- Частичная автоматизация процессов;
- Использование системы для снижения шума в источниках его возникновения и на путях его распространения;
- Введение рациональных режимов труда и отдыха;
- Введение индивидуальных средств защиты работника. [14]

Обеспечение средствами индивидуальной защиты регламентируется отраслевыми правилами техники безопасности, а в частности «Типовыми

отраслевыми нормами бесплатной выдачи спецодежды, спецобуви и других средств защиты работникам нефтяной и газовой промышленности».[16]

Аномальные климатические параметры воздушной среды на месторождении. В условиях западной Сибири практически все залежи углеводородов характеризуются сложными климатическими и геологическими условиями. К примеру, климатические условия представлены варьированием температуры, давлением, влажностью воздуха, скоростью ветра воздушных масс [17].

Необходимо пользоваться правилами безопасности и носить специальную одежду, предназначенную для данных видов работ. К примеру, для защиты головы необходимо ношение касок, для глаз необходимо ношение маски с откидным экраном. При воздействии холодной температуры на организм человека необходимо ношение тёплой одежды, при дождях и ливнях необходимо ношение дождевых площадей, при тёплой погоде необходимо ношение материалов из хлопчатобумажной ткани. В качестве СИЗ необходимо применять спецодежда, перчатки, маски, каски, противогазы, газоанализатор.

Коллективная защита достигается путём осуществления и контроля нормированного рабочего дня, в соответствии с разделением на режим труда и режим отдыха, дистанционного управления автоматикой, рациональным выставлением кустовых оборудований.

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Рациональное освещение помещений и рабочих мест один из важнейших элементов благоприятных условий труда, улучшаются условия безопасности труда, снижается утомляемость.

К наиболее типичным профессиональным травмам, которые работник может получить в результате воздействия фактора недостаточного освещения относятся: травмы могут быть механические (ушиб, порез, перелом, вывих).

В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. При работе в темное время суток объект должен быть освещен, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк [18].

На территории кустов скважин искусственное освещение не установлено, что создает трудности в темное время суток. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность. Минимальная освещенность в АГЗУ составляет 75 лк [18].

7.4 Анализ опасных производственных факторов

Разрушающиеся конструкции. При осуществлении процесса эксплуатации УЭЦН необходимо использовать высоконапорные насосы, насосные установки, ППУ, АГЗУ, арматура для устья скважины и прочее вспомогательное оборудование, которое может представлять опасность для жизни работника. Наиболее типичные профессиональные травмы, которые работник может получить в результате воздействия фактора является: механические (ушибы, переломы, зажатие, вывихи), электрические (поражение электрическим током).

Поэтому очень важно использовать кожухи и заградительные ограждения, чтобы исключить вероятность соприкосновения человека при разрушающемся механизме. Необходимо систематически проверять целостность механизмов, плановую и внеплановую проверку устройств, а также проверку состояния оборудования. Также необходимо соблюдать

технику безопасности и форму. Работник, во время проведения работ на кустовых площадках должен иметь специальные индивидуальные средства защиты (спецодежда, перчатки, очки, при работах на высоте – страховочные стропы). [19].

Биологические воздействия определяются совокупностью воздействующих биологических факторов. Биологический фактор (биофактор) – это организмы или их сообщества, вызывающие нарушение работоспособного состояния объекта.

Опасные и вредные производственные факторы биологической природы действия на организм работающего связаны с такими биологическими объектами, как:

- патогенные и условно патогенные микроорганизмы (бактерии, вирусы, риккетсии, спирохеты, грибы, простейшие);
- продукты жизнедеятельности патогенных и условно патогенных микроорганизмов.

Возбудителями могут быть представители энтерококки, энтеротоксические виды стафилококков, стрептококков, споровые анаэробы, галсофильные вибрионы и другие микроорганизмы. носят характер групповых вспышек, объединенных одним источником питания. Механизм передачи возбудителей – фекально-оральный, основной путь распространения – пищевой, факторами передачи чаще всего служат мясные продукты, реже – молоко и молочные продукты, овощи.

Находясь в полевых условиях и питаясь в вахтовых столовых, работник может получить пищевое отравление в результате стафилококковой инфекции. Загрязнение продуктов протеем, энтерококком, клостридиями и другими микробами происходит при грубых нарушениях санитарных условий приготовления и хранения пищи и полуфабрикатов.

С целью избежание негативного воздействия на организм человека, необходимо придерживаться прописанных требований безопасности в ГОСТ Р 31659-2012, а именно:

- мясо и мясные продукты подвергать тепловой обработке;
- использовать отдельную посуду;
- придерживаться правил личной гигиены (мытьё рук с мылом).

Наиболее типичные заболевания, которые работник может получить в результате воздействия биологических факторов: инфекционные и паразитарные (туберкулез, бруцеллез, сап, сибирская язва, дисбактериоз, кандидомикоз кожи и слизистых оболочек, висцеральный кандидоз).

Химическое воздействие на организм работающего человека

При проведении различных технологических операций со скважиной могут применяться химические агрессивные вещества, которые могут нанести вред здоровью рабочего персонала.

В настоящее время для контроля за наличием определенной концентрации вещества в атмосфере установлено два норматива: среднесуточная предельно-допустимая концентрация и максимальная разовая предельно-допустимая концентрация. Под первой понимается концентрация, осредненная на какой-то продолжительный промежуток времени, под второй – за период двадцатиминутного измерения. ПДК некоторых вредных веществ в воздухе на рабочем месте приведены в Таблице 7.3

Таблица 7.3 – ПДК вредных веществ в рабочей зоне

Вещество	ПДК, мг/м ³
Азота диоксид	2
Аммиак	20
Бензин	100
Метанол	5
Серы диоксид	10
Сероводород	3
Углерода оксид	20

С целью регулировать концентрацию вредных веществ в атмосфере (не должна превышать ПДК), пылегазовые выбросы рассеиваются через высокие трубы. Кроме того, введен предельно-допустимый выброс (ПДВ), который также четко контролируется на промыслах.

Наиболее типичные профессиональные травмы, которые работник может получить в результате воздействия фактор является химический ожог.

В таких случаях работник перед проведением операции должен пройти специальный инструктаж по мерам безопасности при работе с ядовитыми и легковоспламеняющимися веществами. При работе с химическими реагентами необходимо соблюдать меры пожарной безопасности, техники безопасности, а также обязательно использовать СИЗ. Спецодежда должна противостоять хим.реагентам.

7.5 Экологическая безопасность

Основными типами воздействий на окружающую среду являются:

- Загрязнение нефтью или химическими реагентами окружающей среды из-за несовершенства технологий или аварийных разливов;
- Загрязнение атмосферы из-за испарений нефтепродуктов при нагреве для проведения исследований;
- Загрязнение отходами промышленного и бытового характера природной среды.

В результате происходит:

- Сокращение ареалов распространения флоры из-за разливов;
- Сокращение рыбных запасов из-за загрязнения поверхностных вод;
- Вырубка лесов из-за обустройства вахтового поселка.

Мерами по охране окружающей среды являются минимизация выброса газа и разлива нефти, а также оптимизация процессов сжигания газов.

Воздействие на литосферу

Загрязнение почв нефтью или химическими реагентами приводит к экологическому ущербу, т.е. снижается продуктивность лесов и ухудшается санитарное состояние окружающей среды. Поэтому следует проводить рекультивацию земель.

Рекультивацию загрязненных земель по трассам трубопроводов выполняется следующих образом:

1 этап – происходит сбор пролитой нефти, срез почвенного слоя толщиной 0,2-0,4 м и перемещения его во временные отвалы до начала строительных работ;

2 этап – производят поверхностное внесение минеральных удобрений и посев многолетних трав.

Предотвращение аварийных разливов нефти и химических реагентов достигается:

- Контролем за давлением в пласте и оборудовании;
- Аварийным отключением насосных агрегатов;
- Прокладкой трубопровода в кожухах через автомобильные дороги;
- Контролем за герметичностью оборудования.

Воздействие на гидросферу

Разлив нефти, химических реагентов, применяемых при обработке скважины, или утилизация остатков реагентов негативно влияют на состав поверхностных вод. При разливе нефти на воде образуется пленка, которая препятствует воздушному обмену.

Пути загрязнения природных вод:

- При некачественном цементировании скважины или ее негерметичности могут возникнуть перетоки по затрубному пространству нефти или химических реагентов с последующим попаданием в природные воды;

- Из-за отсутствия гидроизоляции производственных площадок может произойти загрязнение грунтовых вод.

Таким образом, следует не допускать разлива нефти и химических реагентов, чтобы не допустить загрязнения поверхностных и подземных вод.

Воздействие на атмосферу

Основным источником загрязнения атмосферы являются выбросы газа и вредных веществ, получаемые при аварийных ситуациях. Причины аварий заключаются в механических повреждениях оборудования, некачественном строительстве или ремонте оборудования, а также несоблюдении техники безопасности.

Мероприятия по защите атмосферы: защита от коррозии оборудования; разработанный план действий при аварийной ситуации; ликвидация аварий аварийными службами.

Чистоту атмосферы можно достичь путем сокращения выбросов газа и обезвреживанием попутных вредных веществ, выбрасываемых с основным газом.

Воздействие на жилую зону

При эксплуатации нефтяных и газовых скважин часты случаи разгерметизации технологического оборудования. По своему охвату аварии бывают разные, на их ликвидацию могут уйти как считанные минуты, так и месяцы. Углекислый газ является вредным для человека, поэтому нельзя допускать загазованности среды. При расположении объектов добычи нефти вблизи населённых пунктов, необходимо устанавливать датчики анализа среды в разных точках населённого пункта, чтобы не допустить отравления людей. Особенно это актуально, если в добываемой продукции присутствует сероводород.

7.6 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

На производственном объекте возможны чрезвычайные ситуации (ЧС) техногенного, природного, биологического, социального или экологического характера. При проведении химической обработки скважины могут возникнуть следующие возможные чрезвычайные ситуации: выброс газа при негерметичности оборудования; возгорание горюче-смазочных материалов; разливы нефти; нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов. К наиболее распространённым природным ЧС можно отнести аномальные температуры, штормы, наводнения, землетрясения и др.

Рассмотрим некоторые ЧС. Выброс газа при негерметичности оборудования влечет за собой опасность отравления работников предприятия. Также из-за высокой загазованности существует вероятность возникновения пожара с потенциальным ущербом инфраструктуре. Возгорание горючих материалов повлечет за собой отравление работников, также возможно получение ожогов работниками и ущерб предприятию.

Разливы нефти нанесут значительный вред окружающей среде и биосфере. Загрязнение нарушит естественные процессы в природе и изменит условия обитания живых организмов. Ликвидация разливов занимает от нескольких месяцев до нескольких лет.

Нарушение герметичности емкости для хранения химических реагентов в установке дозирования реагентов. При этом происходит разлив реагента в помещении, где находится УДХ. Соответственно, происходит загазованность помещения. Работник может отравиться парами химических реагентов или получить ожог.

Наиболее вероятной ЧС может быть взрыв или пожар из-за выбросов газа из негерметичных соединений. Несоблюдение правил эксплуатации оборудования может привести к нарушению его герметичности. При контакте с

воздухом образуется взрывоопасная смесь, которая может воспламениться при малейшей искре.

Для предотвращения данной ситуации необходимо проверять герметичность сальниковых и фланцевых соединений, запорных устройств, находящихся на кустовых площадках и в помещении, не реже 1 раза в смену.

При возникновении ЧС ответственный за проведение работ должен определить опасную зону и оградить её. Далее необходимо принять меры, направленные на спасение людей, находящихся в опасной зоне. Каждый сотрудник должен быть ознакомлен с планом действий при аварийной ситуации и ЧС. Работники должны отключить электроэнергию в загазованной зоне и прекратить огневые работы.

На случай возникновения пожара на кустовой площадке должны быть средства пожаротушения. Огнетушители должны быть полностью заряжены и в работоспособном состоянии. Узел запорно-пускового устройства должен быть опечатан. Огнетушители должны находиться на отведенных местах в течение всего времени эксплуатации месторождения [21].

Для снижения риска наступления рассмотренной ЧС необходимо ежедневно осматривать оборудование. Также нужно улучшать условия труда и повышать знания и компетенции работников в вопросах безопасности труда.

В результате неосторожного и холодного обращения с оборудованием на кустовых площадках может произойти пожар. Она подразделяется на ряд категорий от А до Д. Объекты на кустовой площадке представляют собой повышенную категорию взрывопожароопасности и им присваивается категория А.

Первичные средства пожаротушения предназначены для использования работниками организаций, личным составом подразделений пожарной охраны и иными лицами в целях борьбы с пожарами и подразделяются на следующие типы:

- 1) переносные и передвижные огнетушители;

- 2) пожарные краны и средства обеспечения их использования;
- 3) пожарный инвентарь;
- 4) покрывала для изоляции очага возгорания;
- 5) генераторные огнетушители аэрозольные переносные. [22].

На кустовых площадках в замерных установках в блоках местной автоматики должны быть установлены огнетушители, пожарные щиты, которая должны содержать лопату, песок, ведро, лом и т.д. Курение на кустовой площадке должно происходить за пределами обвалования. Каждый работник должен пользоваться средствами индивидуальной защиты.

Вывод

Таким образом, были представлены и рассмотрены основные опасные и вредные производственные факторы, которые могут проявиться при эксплуатации УЭЦН.

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория помещения по электробезопасности согласно ПУЭ – особо опасны помещения (3 категория).

Согласно правилам по охране труда при эксплуатации электроустановок персонал должен обладать I группой допуска по электробезопасности. Присвоение группы I по электробезопасности производится путем проведения инструктажа, который должен завершаться проверкой знаний в форме устного опроса и (при необходимости) проверкой приобретенных навыков безопасных способов работы или оказания первой помощи при поражении электрическим током.

Категория тяжести труда на территории по СанПиН 1.2.3685-21 «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания» относится к категории Ib (работы, производимые сидя, стоя или связанные с ходьбой и сопровождающиеся физическим напряжением).

По пожарной опасности наружные установки – АН.

Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности – А.

Рассмотренный объект, оказывающий негативное воздействие на окружающую среду, относится к объектам I категории.

Заключение

Выпускная квалификационная работа посвящена анализу эффективности эксплуатации УЭЦН на Шингинском нефтяном месторождении.

Один из основных факторов, который позволяет уменьшить себестоимость добываемой нефти, является увеличение межремонтного периода эксплуатации ЭПО. Эффективная эксплуатация напрямую зависит от качества подготовки погружных установок к эксплуатации, качества и технологии производимого ремонта, также оптимального соответствия электропогружного оборудования непосредственно в скважине.

Приведены причины отказов работы УЭЦН на Шингинском нефтяном месторождении. Отказы выявлены по следующим факторам: образование солевых отложений и механических примесей, приводящие к засорению и не исправности погружного оборудования; механические повреждения кабеля при спуске, не герметичность НКТ и погружного оборудования (погружного электродвигателя, гидрозащиты), другие причины, связанные с неверно подобранным типоразмером УЭЦН, снижение забойного и пластового давления.

Предложены возможные пути увеличения МРП работы скважины:

1) Усовершенствованные технологии для борьбы с мех. примесями. Самым распространенным и эффективным способом защиты от механических примесей является установка на приемной сетке установки специальных фильтров. ШМУ – входной модуль ШМУ используется в составе УЭЦН, находится между гидрозащитой и нижней секцией насоса. Комплектация погружных установок ШМУ позволяет увеличить наработку на отказ и повысить добычу нефти за счёт увеличения МРП.

2) Методы борьбы с коррозией погружного оборудования: защита кабельной линии, крепление кабельной линии и протекторная защита ПЭД. Для

защиты кабельной линии используется коррозионностойкое покрытие брони. Основным недостатком при эксплуатации такого кабеля — наличие внутренней коррозии свинцовой оболочки.

3) Для защиты от коррозии внутрискважинного оборудования используются ингибиторы коррозии, имеющие повышенную плотность. Закачка ингибитора в скважины осуществляется в режиме постоянного дозирования, при помощи установок дозировки реагентов (УДР).

Список использованной литературы

1. Дополнение к технологической схеме разработки Шингинского месторождения. - ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК», 2012 г.
2. Протокол ЦКЗ МПР №6 по подсчету запасов. - М., 1998г.
3. Протокол ЦКР Роскомнедра № 1673. – М, 1994 г.
4. В.Г. Крец “Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1992 г. - 117 с.
5. В.Г. Крец, Л.А. Саруев “Оборудование для добычи нефти”. Учебное пособие. Томск: Изд. ТПУ, 1997 г. - 123 с.
6. Щуров В.А. «Техника и технология добычи нефти». - М.: Недра, 1993. – 157 с.
7. Стандарт компании П1-01 И-003 ЮЛ-098, в.3, Инструкция по выводу на режим и эксплуатации скважин оборудованных УЭЦН с ЧП. – ОАО «Томскнефть», 2008 г. – 32 с.
8. Применения частотных преобразователей, законы пропорциональности. Электронный учебник. – Шлюмберже, 2004.
9. Руководство по эксплуатации ЦТКД 065 РЭ. Электронная версия. ЗАО «Электон», 2005.
10. Эксплуатационные данные скважин за 2017 г.
11. Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 № 197-ФЗ (ред.от25.02.2022)(сизм.идоп.,вступ.всилус01.03.2022).
12. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. – М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. – 288 с.

13. ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. – М.: Стандартиформ, 2017 год – 17с.
14. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Система стандартов безопасности труда. Шум. Общие требования безопасности. – М.: Стандартиформ, 2015 год – 28 с.
15. ГОСТ 12.1.012-2004. Система стандартов безопасности труда. Вибрационная безопасность. Общие требования. – М.: Стандартиформ, 2008 год – 20 с.
16. СанПиН 1.2. 3685-21. «Гигиенические нормативы и требования к обеспечению безопасности и (или) безвредности для человека факторов среды обитания», 2021 год – 736 с.
17. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны: ГОСТ 12.1.005-88. – Введ. 1989-01-01. – М.: Стандартиформ, 2008. – 95
18. ГОСТ 12.2.062-81 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. Ограждения защитные.
19. Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная защитная. Метод определения сопротивления порезу острыми предметами: ГОСТ ISO 13997-2016. – Введ. 2016-11-29. – М.: Стандартиформ, 2019. – 15 с.
20. Пожарная безопасность. Общие требования: ГОСТ 12.1.004-91. – Введ. 1992-07-01. – М.: Стандартиформ, 2006. – 95 с.
21. СП 9.13130.2009. Техника пожарная огнетушители требования к эксплуатации.
22. Федерального закона от 22.07.2008 № 123-ФЗ (ред. от 30.04.2021) "Технический регламент о требованиях пожарной безопасности".