

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ОСОБЕННОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ УДК 622.276.8(571.122)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарев Кирилл Романович		

Руководитель

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

КОНСУЛЬТАНТЫ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Кашук Ирина Вадимовна	К.Т.Н., доцент		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	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 личностного 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 взаимодействие и реализовывать свою роль в команде	И.УК(У)-3.1. Определяет свою роль в команде, исходя из стратегии сотрудничества для достижения поставленной цели
		И.УК(У)-3.2. Формулирует и учитывает в своей деятельности особенности поведения групп людей, выделенных в зависимости от поставленной цели
		И.УК(У)-3.3. Анализирует возможные последствия личных действий и планирует свои действия для достижения заданного результата
		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
		И.УК(У)-3.5. Участвует в командной работе по выполнению поручений
Коммуникация	УК(У)-4. Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на	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
		И.УК(У)-4.2. Осуществляет поиск необходимой информации для решения стандартных коммуникативных задач на государственном и иностранном языках

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)	<p>И.УК(У)-4.3. Выполняет перевод профессиональных текстов с иностранного языка на государственный</p> <p>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>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>И.УК(У)-5.1. Интерпретирует историю России в контексте мирового исторического развития</p> <p>И.УК(У)-5.2. Находит и использует при социальном и профессиональном 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 общепрофессиональные	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

	знания	<p>применяет основные законы химии</p> <p>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</p> <p>И.ОПК(У)-1.6. Демонстрирует знание основных правил построения и оформления эскизов, чертежей и схем в соответствии с требованиями стандартов</p> <p>И.ОПК(У)-1.7. Выполняет эскизы, чертежи и схемы в соответствии с требованиями стандартов с использованием средств автоматизации проектирования</p>
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений	<p>И.ОПК(У)-2.1. Участвует в сборе и обработке первичных материалов по заданию руководства проектной службы</p> <p>И.ОПК(У)-2.2. Анализирует ход реализации требований рабочего проекта при выполнении технологических процессов, в силу своей компетенции вносит корректировку в проектные данные</p> <p>И.ОПК(У)-2.3. Оценивает сходимость результатов расчетов, получаемых по различным методикам</p> <p>И.ОПК(У)-2.4. Обладает навыками работы с ЭВМ, используя новые методы и пакеты программ</p>
Когнитивное управление	ОПК(У)-3. Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента	<p>И.ОПК(У)-3.1. Использует основы логистики, применительно к нефтегазовому предприятию, когда основные технологические операции совершаются в условиях неопределенности</p> <p>И.ОПК(У)-3.2. Применяет на практике элементы производственного менеджмента</p> <p>И.ОПК(У)-3.3. Обладает навыками управления персоналом в небольшом производственном подразделении</p> <p>И.ОПК(У)-3.4. Находит возможность сочетания выполнения основных обязанностей с элементами предпринимательства</p>
Использование инструментов и оборудования	ОПК(У)-4. Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные	<p>И.ОПК(У)-4.1. Сопоставляет технологию проведения типовых экспериментов на стандартном оборудовании в лаборатории и на производстве</p> <p>И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской деятельности, используя стандартное оборудование, приборы и материалы</p> <p>И.ОПК(У)-4.3. Владеет техникой экспериментирования с использованием пакетов программ</p>
Исследование	ОПК(У)-5. Способен решать задачи в области профессиональной деятельности с применением современных информационных технологий и прикладных аппаратно-программных	<p>И.ОПК(У)-5.1. Применяет современные информационные технологии и программное обеспечение при решении задач профессиональной деятельности</p> <p>И.ОПК(У)-5.2. Использует знания о составах и свойствах нефти и газа, основные положения метрологии, стандартизации, сертификации нефтегазового производства</p> <p>И.ОПК(У)-5.3. Владеет методами оценки риска и управления качеством исполнения технологических операций</p> <p>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</p>

	средств	мультимедийные технологии
Принятие решений	ОПК(У)-6. Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии	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 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); 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); 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); 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>
	<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); ОТФ С «Организационно-техническое</p>	<p>ПК(У)-5. Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации</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>

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		<p>сопровождение углеводородного сырья»</p> <p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промышленной геологии»</p> <p>ОТФ А «Комплексирование геолого-промысловых данных и построение моделей нефтегазовых залежей»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	скважин	
	<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 промышленной геологии»</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p>	ПК(У)-6. Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья	И.ПК(У)-6.1 Участвует в организационно-техническом сопровождении работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования в сфере эксплуатации объектов добычи нефти и газа

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки: 21.03.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы: Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Бакалаврской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Пономарев Кирилл Романович

Тема работы:

Особенности технологии промышленной подготовки нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	12.05.2022 №132-39/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<ol style="list-style-type: none"> 1. Сущность промышленной подготовки нефти 2. Общие сведения об оборудовании, используемом на предприятиях по промышленной подготовке нефти 3. Анализ применения технологий подготовки нефти 4. Сведения о движении газодонефтяной жидкости по системе подготовки нефти 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение 6. Социальная ответственность
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	к.т.н., доцент Кашук Ирина Вадимовна

Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
Сущность промысловой подготовки нефти	
Анализ технологии подготовки нефти на X нефтегазоконденсатном месторождении	
Предложения по повышению эффективности ЦПС	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	
Социальная ответственность	

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

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Чеканцева Лилия Васильевна			

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарев Кирилл Романович		

Реферат

Выпускная квалификационная работа по теме “Особенности технологии промысловой подготовки нефти на примере X нефтегазоконденсатного месторождения” содержит 103 страницы текстового документа, 18 рисунков, 12 таблиц, 30 использованных источников, 8 приложения.

Ключевые слова: ПОДГОТОВКА НЕФТИ, РЕЗЕРВУАР, НЕФТЕПРОМЫСЛОВАЯ ПОДГОТОВКА НЕФТИ, НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОЕ МЕСТОРОЖДЕНИЕ, ТЕХНОЛОГИИ ПО ПОДГОТОВКИ.

Объектом исследования является центральный пункт сбора нефти X нефтегазоконденсатного месторождения.

В работе приведены сведения о геолого - физической характеристике X нефтегазоконденсатного месторождения, характеристики фонда скважин, основные показатели разработки.

Цель работы – рассмотреть технологии промысловой подготовки нефти и предложить способ по разгрузке центрального пункта сбора углеводородного сырья на X нефтегазоконденсатном месторождении.

Область применения: промысловая подготовка нефти в осложненных условиях эксплуатации месторождения.

В процессе исследования проводились расчёты экономической значимости установки дополнительных двух резервуаров на центральном пункте сбора. В результате исследования посчитана прибыль компании при сооружении ещё двух резервуаров РВС – 9 и РВС – 10. Экономическая эффективность работы: за счёт внедрения технологического решения с установкой двух резервуаров компания может получить дополнительно 24 миллиона рублей в год.

Обозначения и сокращения

ЯНАО - Ямало-Ненецкий автономный округ

РВС – Резервуар вертикальный стальной

ЦПС – Центральный пункт сбора нефти и газа

АО – Акционерное общество

НДС - Налог на добавленную стоимость

УЭЦН – Установка электроцентробежного насоса

КСП - Комплексный сборный пункт

ДНС – Дожимная насосная станция

УКПН - Установка комплексной подготовки нефти

ТУ - Технические условия

АК - Акционерная компания

ЭДГ - Электродегидратор

НГСВ - Нефтегазовый сепаратор со сбросом воды

ПНГ - Попутный нефтяной газ

МТР - Материально-технические ресурсы

УПСГ – Установка предварительного сброса газа

СВ – Сепаратор входной

ГТЭС - Газотурбинная электростанция

СФВД – Сепаратор, расположенный перед факелом высокого давления

БПГ - Блок подготовки газа

СИКГ - Система измерений количества газа

ПТБ – Печь трубчатая блочная

ГС – Сепаратор газовый

СФ - Сепаратор, расположенный перед сдвоенным факелом высокого и низкого давлений

С – Сепаратор газовый

ПНС - Подпорная насосная система

КС - Концевая сепарационная установка

НВО – Насосы внешней откачки

ПСП - Приемо-сдаточный пункт

ППД – Система поддержания пластового давления

КНС - Кустовая насосная станция

ГНПС - Система магистральных нефтепроводов

НПС - Нефтеперекачивающая станция

ПАО – Публичное акционерное общество

УДР - Узел дозирования розлива

КВЧ – Количество взвешенных частиц

БКНС – Блочная кустовая насосная станция

СППК - Сбросной пружинный предохранительный клапан

ТБ – Точка безубыточности

ВМЛУ – X лицензионный участок

ООО – Общество с ограниченной ответственностью

Оглавление

ВВЕДЕНИЕ	17
1 СУЩНОСТЬ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ	19
1.1 Причины образования эмульсии и способы борьбы с ними.....	19
1.2 Применение деэмульгаторов на практике	21
1.3 Влияние механических примесей на свойства продуктивного пласта и износ оборудования.....	23
1.3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений, связанных с механическими примесями.....	25
1.4 Оборудование, используемое на предприятиях по промышленной подготовке нефти.....	27
2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА Х НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ.....	42
2.1 Общие сведения о месторождении.....	42
2.2 Природно-климатические условия района месторождения.....	44
2.3 Геологическое строение месторождения	45
2.4 Сведения о запасах углеводородов и характеристика текущего состояния разработки месторождения.....	50
2.5 Движение газодонефтяной жидкости по системе подготовки нефти.....	52
2.6 Перегруженность центрального пункта сбора углеводородного сырья	55
2.7 Требования к качеству закачиваемой воды	56
3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦПС	58
3.1 Внедрение дополнительных резервуаров	58
3.2 Установка внутритрубных сепараторов.....	58
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	61
4.1 Расчёт прироста нефти от проведения мероприятия.....	63
4.2 Расчет стоимости дополнительной добычи нефти после улучшения качества подготовки воды для системы ППД.....	64

4.3 Расчет экономического эффекта мероприятия	68
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	74
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения.....	75
5.2 Производственная безопасность при разработке проектного решения	76
5.2.1 Анализ вредных производственных факторов	78
5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания	78
5.2.1.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрам воздушной среды, а также с повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума.....	79
5.2.2 Анализ опасных производственных факторов	82
5.2.2.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током	82
5.2.2.2 Опасные факторы, связанные с физической природой действия, обусловленные свойствами этих химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться.....	82
5.2.2.3 Действие силы тяжести, которое может вызвать падение работающего с высоты.....	84
5.3 Экологическая безопасность при разработке проектного решения	86
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения.....	88
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	91
Список используемых источников.....	92
Приложение А Таблица удельных расходов химических реагентов	96
Приложение Б Изображение принципиальной схемы ЦПС ВМЛУ	97
Приложение В Таблица преимуществ и недостатков внутритрубных сепараторов по мнению института ООО “ТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗПРОЕКТ”	98
Приложение Г Обзорная карта района работ X месторождения	99
Приложение Д Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов X	100

Приложение Е Геологический разрез I - I	101
Приложение Ж Интегральный контурX месторождения в пределах лицензионных участков СЛХ 14924 НР и СЛХ 14925 НР	102
Приложение И Результаты исследований скважин объекта ПК1-3	103

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяная промышленность в мире активно развивается, совершенствуются и процесс сбора, и подготовки флюида, что позитивно отражается на большом объеме экспорта горючих ископаемых Российской Федерации странам импортерам.

Актуальностью выпускной квалификационной работы является разгрузка систем центрального пункта сбора нефти на месторождении с высокими: газовым фактором, обводненностью, вязкостью и механическими примесями сырой нефти.

В связи с этим целью данной работы является – рассмотреть технологии промышленной подготовки нефти и предложить способ по разгрузке центрального пункта сбора углеводородного сырья на X нефтегазоконденсатном месторождении.

То есть для достижения цели необходимо выполнить ряд следующих задач:

1. Знакомство с современными публикациями по подготовки нефти.
2. Анализ причины образования водонефтяной эмульсии, механических примесей и особенностей технологий по подготовки нефти.
3. Вычисление экономической эффективности от добавления в систему ЦПС двух резервуаров жидкости РВС - 10000 для уменьшения загруженности системы подготовки нефти.
4. Рассмотрение других возможных решений проблем по подготовки на X нефтегазоконденсатном месторождении.

Результаты по разгрузке системы промышленной подготовки нефти носит практически значимый характер, поскольку конструирование резервуаров, внутритрубных сепараторов и другого нового значимого оборудования по подготовке нефти поспособствует увеличению прибыли нефтегазовой компании X и решит большинство их проблем по подготовки нефти.

Вкладом выпускной квалификационной работы является решение проблемы по подготовки нефти, связанной с качеством подготавливаемой воды. А именно предложение постройки двух резервуаров РВС – 10000 по хранению жидкости с экономическим обоснованием целесообразности технологического решения.

Предметом исследования является принципиальная технологическая схема центрального пункта сбора X нефтегазоконденсатного месторождения.

1 СУЩНОСТЬ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ

1.1 Причины образования эмульсии и способы борьбы с ними

Как известно нефть из продуктивных горизонтов на устье скважин поступает в сыром виде и такую нефть называют водонефтяной эмульсией. Под эмульсией понимают такую смесь двух взаимно нерастворимых жидкостей, одна из которых диспергирована в другой, в виде мелких капелек (глобул). В пластовых условиях нефтяные эмульсии не образуются. Для дальнейшей транспортировки нефти на нефтеперерабатывающие заводы необходимо нефть привести к товарным условиям в соответствии с ГОСТом [1].

По характеру дисперсной фазы и дисперсионной среды различают эмульсии двух типов: прямого типа, когда неполярная жидкость (нефть) размещается в виде мелких капель в полярной жидкости (воде) – нефть в воде (Н/В), и обратного типа – когда полярная жидкость (вода) размещается в виде мелких глобул в неполярной жидкости (нефти) – вода в нефти (В/Н). Почти все эмульсии, встречающиеся при добыче нефти, являются эмульсиями типа Вода в Нефти (В/Н).

Для образования эмульсии недостаточно только перемешивания двух несмешивающихся жидкостей. Чтобы она образовалась, необходимо наличие в нефти особых веществ – природных эмульгаторов [2]. Эмульгаторы, обладающие гидрофобными свойствами (т.е. растворимые в нефти), образуют эмульсию типа В/Н, а гидрофильные (т.е. растворимые в воде) эмульгаторы образуют эмульсию типа Н/В.

Доказано, что старение нефтяных эмульсий имеет большое практическое значение, так как свежие эмульсии разрушаются значительно легче и быстрее, чем подвергшиеся старению. В зависимости от размера капелек воды и степени старения нефтяные эмульсии разделяются на легко расслаивающиеся (глобулы воды крупные), средней стойкости и стойкие (мелкие глобулы). На стойкость водонефтяных эмульсий влияют: процесс старения эмульсий, время, прочность плёнки, размер капелек, температура,

содержание парафина, условия образования эмульсии, количество и состав эмульгированной воды. Важным показателем для эмульсий является их устойчивость, т.е. способность в течение определенного времени не разрушаться, и не разделяться на нефть и воду [3].

Актуальными на практике остаются вопросы повышения эффективности разрушения устойчивых водонефтяных эмульсий, усовершенствования методов борьбы с ними. Существует ряд современных способов борьбы с водонефтяной эмульсией [4]: гравитационное разделение, термохимическое и электрическое воздействие, центрифугирование, фильтрация через пористую среду и комплексообразование методов.



Рисунок 1–Примеры стойких ВНЭ и промежуточных слоев на объектах добычи нефти

1.2 Применение деэмульгаторов на практике

Один из наиболее популярных в практическом смысле способов отделения воды от нефти в водонефтяных эмульсиях является термохимический метод. Добавление химических реагентов способствует лучшему отделению воды от нефти, а подогрев углеводородного сырья ускоряет эту реакцию. Деэмульгаторы подают на забой, в устье скважины или в трубопроводы в системе центрального пункта сбора нефти на начальных стадиях подготовки нефти до всех ступеней сепарации с целью облегчения отделения нефти от воды.

Для разрушения эмульсии необходимо сместить стабилизационный слой на поверхности раздела фаз. Механизм действия деэмульгатора в этом и заключается – за счёт более высокой поверхностной активности его активное вещество проникает в межфазное пространство и замещает присутствующий адсорбционный слой. При этом деэмульгатор уменьшает поверхностное натяжение, обеспечивает более высокую степень свободы поверхности глобул и не препятствует слиянию глобул дисперсной фазы.

Процесс разложения эмульсии состоит из следующих этапов:

- 1) соударение диспергированных частиц
- 2) слияние их в крупные глобулы
- 3) выпадение крупных частиц и формирование сплошных отдельных слоёв.

Действие деэмульгаторов направлено на реализацию второго этапа[2].

Деэмульгаторы должны обладать следующими свойствами [5]:

- способностью проникать на поверхность раздела фаз нефть – вода
- вызывать флокуляцию и коалесценцию глобул воды
- хорошо смачивать поверхность механических примесей

Вещество, обладающее моющими свойствами, может быть отнесено к реагенту деэмульгатору, поэтому в качестве реагентов первоначально использовались жирные кислоты, которые в последствие были заменены на

аммониевые соли. Требовалось создание реагентов с большей эффективностью, что привело к разработке теоретической и практической базы с точки зрения оптимального применения и расхода деэмульгаторов. В качестве добавок стали использоваться: глицерин, касторовое масло, жирные кислоты и др. [6].

Современная промышленность выпускает реагенты с использованием алкилбензосульфоната кальция и алканосульфоната натрия [7].

Применение в качестве базы для выпуска реагентов азотсодержащих соединений, тримеров пропилена и оксиэтилированного алкилфенола [8], позволяет достичь различных комбинаций поверхностно – активных веществ, при применении которых проявляется синергизм [9].

Также в качестве основы очень часто применяется блок сополимера окислов глутарового альдегида [10] и метилсульфат [11].

Пример нескольких реагентов и их стоимостей с указанием конкретного месторождения на котором применяется данный деэмульгатор с расходом в граммах реагента на тонну жидкости представлен в таблице 1.

Таблица 1 – Деэмульгаторы на месторождениях России

№	Наименование деэмульгатора с дозировкой	Цена за тонну (без НДС)	Месторождение, использующее химический реагент
1	ХимТехно 118М; ДИН5А (52г/т)	170 000,00 руб.	Х
2	СТХ-9 (29 г/т)	79 200,00 руб.	Куметауское [12]
3	АМ – 7 (в зим. Время - 9,5 г/т; в лет. Время – 5г/т)	30 000,00 руб.	Аганское [13]
4	Флэк – Д – 012 (20-40 г/т)	29 000,00 руб.	Сугмутское [14]

[15]

1.3 Влияние механических примесей на свойства продуктивного пласта и износ оборудования

Механические примеси являются одним из наиболее неблагоприятных факторов, осложняющих добычу нефти в современных условиях. Применительно к установкам электроцентробежных насосов (УЭЦН) механические примеси служат главной причиной поломок и образования дефектов конструкций. Принято считать, что крупные механические частицы вызывают заклинивание насоса, а мелкие – вибрацию и повышенный абразивный износ. Согласно известным статистическим данным, собранным за последние годы для различных месторождений, представленных в таблице 2, процентная доля поломок электроцентробежных насосов от механических примесей намного превосходит влияние других факторов, таких как коррозия и солеотложения.

Таблица 2 – Основные причины отказов УЭЦН

Причины отказа	Доля в процентах от общего числа, %
Механические примеси	35-50
Коррозия	20-25
Солеобразование	15-20

В таблице 3 приведены данные по осложненному фонду некоторых отечественных нефтедобывающих предприятий, в которых указана доля скважин с интенсивным выносом механических примесей (здесь следует учитывать, что на одной скважине может быть несколько видов осложнений).

Таблица 3 – Статистика по осложненному фонду скважин

Предприятие	Газпромнефть- Ноябрьск нефтегаз	Роснефть- Ставрополь нефтегаз	Роснефть- Пурнефтегаз	Томск нефть	Белкам нефть	Мессояха нефтегаз
Неосложнен ный фонд, %		37		25	37	
Мех. Примеси, %	32	73	74	14	31	24
Соли, %	25	20	24	10		2
Коррозия, %		22	10	4	2	5
Парафины, %	37	11	33	3	74	10
Газ, %	23	16	39	20		26
Температура, %			19	18		
Эмульсия, %					24	

1.3.1 Мероприятия по предупреждению осложнений, связанных с механическими примесями

Механические примеси можно разделить на две категории:

а) по времени выноса – это искусственные (материалы, использованные при ГРП, коррозия внутрискважинного оборудования), у них вынос продолжается примерно около двух недель с массовым содержанием от 1000 мг/л и выше.

б) натуральные – это непосредственно разрушенная порода пласта (от 500 мг/л), у этих вынос постепенно уменьшается и зависит от времени.

Вынос натуральных механических примесей происходит из-за разрушения скелета породы пласта. Размер частиц составляет от 1 мкм и больше. Вынос продолжителен по времени, всплески наблюдаются при запуске УЭЦН после смены.

Основные методы предупреждения:

1. очистка жидкости перед приемом насоса при помощи скважинных фильтров
2. комплектация УЭЦН фильтром входного модуля
3. использование УЭЦН в износостойком исполнении

Для предотвращения выноса механических примесей в скважину рекомендуется установка фильтра скважинного пенометаллического многослойного (СПМФ) (ТУ 3665-011-12058737-2005) или аналогичный по техническим характеристикам фильтр. СПМФ предназначен для предотвращения выноса песка, пропанта и материнской породы с размером частиц более 0,2 - 0,3 мм из призабойной зоны пласта в эксплуатационную колонну. Устанавливается он в интервале перфорации скважины и пакеруется на стенах эксплуатационной колонны. Фильтр СПМФ снабжен пенометаллическими фильтрующими перегородками с изменяющимся размером пор (0,5-2,5 мм) в направлении движения пластовой жидкости.

Диаметр и длина фильтра СПМФ выбираются исходя из диаметра эксплуатационной колонны и подачи ЭЦН.

Недостатком подобных фильтров является постепенное снижение проницаемости фильтрующего элемента, что требует периодического демонтажа.

Для нагнетательных скважин в отработке на добычу применение скважинных фильтров нецелесообразно, поэтому в этом случае для предотвращения попадания механических примесей в рабочие органы УЭЦН предлагается применять фильтры входного модуля: ЖНШ или близкие по техническим характеристикам фильтры других производителей, (ТУ3631-025-21945400-97). Данные фильтры монтируются вместо входного модуля насоса между гидрозащитой и газосепаратором. Основным элементом фильтра ЖНШ - щелевые решетки, изготовленные из V-образной высокопрочной немагнитной проволоки и концентрических намагниченных опорных прутков, присоединенных к ней сваркой. Непрерывные отверстия сформированы так, что имеют две точки контакта с частицами механических примесей у щелевого отверстия. Это приводит к частичному раскалыванию и размельчению крупных частиц об острые кромки проката треугольного профиля, что минимизирует засорение. За счет конструктивной особенности фильтра щелевой экран имеет самоочищающуюся поверхность. По рекомендации производителя для установок производительностью до 60 м³/сут включительно применяется щелевой экран с межвитковым зазором 100 мкм, более 60 м³/сут – 200 мкм. Ширину ячейки фильтра целесообразно так же выбирать исходя из анализа гранулометрического состава механических примесей.

Однако при применении подобных фильтров следует обратить внимание на то, что фильтрующий элемент создает перепад давления на приеме (потеря напора ЭЦН и КПД установки в целом), а мелкие фракции механических примесей все равно попадают в насос и остаются в каналах рабочих органов, что в итоге приводит к износу и даже полному

засорению насоса. Фракции, не прошедшие через фильтр, оседают на забой, что приводит его к засорению.

1.4 Оборудование, используемое на предприятиях по промышленной подготовке нефти

В настоящее время процесс промышленной подготовки нефти отличается на месторождениях в разных частях планеты, это связано с различными геологическими условиями залегания пластов, с местоположением продуктивных горизонтов, с рельефной местностью на месторождении и удобством применения технологической схемы для конкретных участков месторождения нефти и газа. В том числе месторождения отличаются природно-климатическими условиями, сеткой размещения скважин, способами и объемами добычи нефти, газа и воды, физико–химическими свойствами пластовых жидкостей, что не может не сказываться на системе сбора и подготовки нефти.

После того как нефть одним из способов подняли из скважины на поверхность, она попадает в систему сбора и подготовки продукции. Вся эта система представляет собой довольно сложный комплекс нефтепромышленного оборудования, состоящий из трубопроводов, запорно-регулирующей аппаратуры, замерных установок, сепараторов, резервуаров. Формируется система сбора и подготовки нефти в соответствии с проектом обустройства месторождения, который разрабатывается специализированной проектной организацией (проектным институтом).

Как уже было рассмотрено ранее, продукция нефтяных скважин практически никогда не состоит из чистой нефти. Как правило, она представляет собой смесь нефти, воды и газа с небольшими примесями других веществ – эмульсию. Поэтому важнейшей задачей системы сбора и подготовки нефти является сепарация, то есть разделение нефти, газа и воды друг от друга [16].

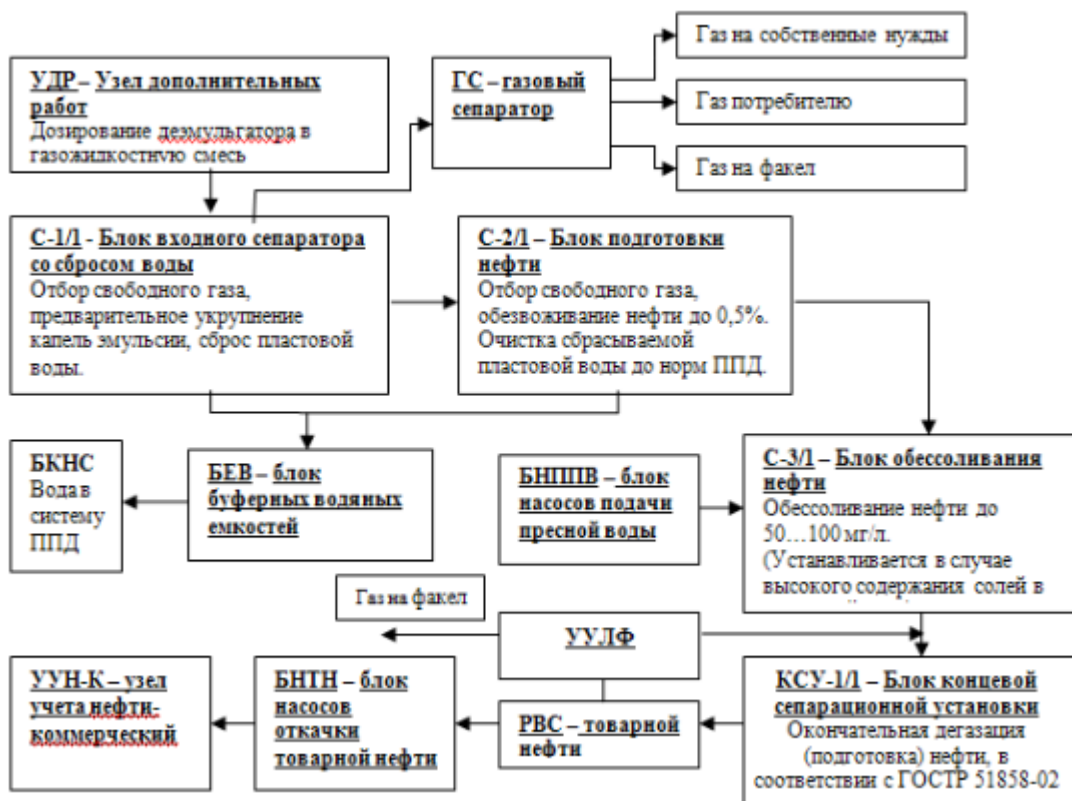


Рисунок 2 – Комплексная технологическая блок-схема установки подготовки нефти [17]

Сепарация, как правило, происходит в несколько стадий. На каждой стадии могут использоваться различные типы сепараторов. По принципу действия сепараторы подразделяются на центробежные и гравитационные, по конструкции – на горизонтальные, вертикальные, сферические. Для более эффективного отделения воды от нефти и предупреждения образования трудноразрушаемой эмульсии в продукцию скважин добавляют различные реагенты–деэмульгаторы. Также на определенных стадиях производят нагрев нефти для ускорения процессов разделения воды от нефти.

Обычно на одном нефтяном месторождении устанавливают один ЦПС. Но иногда целесообразно один ЦПС использовать для нескольких месторождений с размещением его на более крупном из них. В этом случае на отдельных месторождениях могут сооружаться комплексные сборные пункты (КСП), где жидкость, добытая из скважин, проходит частичную сепарацию и обработку.

Или же для транспортировки нефти до ЦПС с более дальних кустов, где давление в линии меньше общего линейного давления в трубопроводе могут сооружаться дожимные насосные станции (ДНС), где жидкость, добытая из скважин, проходит частичную обработку со сбросом воды и дегазацией. Благодаря мощным насосным установкам жидкость приобретает большее давление, нежели давление в коллекторе – линиях, ведущих от групповых установок к сборным пунктам, и движется до ЦПС.

Окончательная подготовка нефти проводится на установке комплексной подготовки нефти (УКПН), являющейся составной частью ЦПС. Процесс окончательной подготовки нефти включает:

1. Дегазацию (окончательное отделение газа от нефти)
2. Обезвоживание (разрушение водонефтяной эмульсии, образующейся при подъеме продукции из скважины и транспорте ее до УКПН)
3. Обессоливание (удаление солей за счет добавления пресной воды и повторного обезвоживания)
4. Стабилизацию (удаление легких фракций с целью уменьшения потерь нефти при ее дальнейшей транспортировке)
5. Измерение товарных качеств

Подготовленная (товарная) нефть направляется в товарный парк, включающий резервуары различной вместимости: от 1000 м³ до 50000 м³. Далее нефть через головную насосную станцию подается в магистральный нефтепровод. Замер объема сдаваемой на транспортировку нефти производится на узле учета, оборудованном в соответствии с техническими условиями (ТУ) АК «Транснефть» [16].

Рассмотрим современное оборудование, используемое на установке комплексной подготовки нефти.

Электродегидратор (ЭДГ) применяют для глубокого обессоливания, и обезвоживания средних и тяжелых нефтей с использованием

электрического поля переменного тока. Устанавливают его после блочных печей нагрева или других нагревателей и после отстойников.

В ЭДГ электроды 1, 2 на рисунке 3 подвешены горизонтально друг над другом. Они имеют прямоугольную форму занимающую все сечение рам. ЭДГ представляет собой горизонтальный цилиндрический аппарат с эллиптическим днищами, установленными на седловых опорах, оснащенные электродами. Расстояние между электродами – 25–40 см, питаются они от двух взрывозащищенных высоковольтных трансформаторов мощностью по 50 кВт.

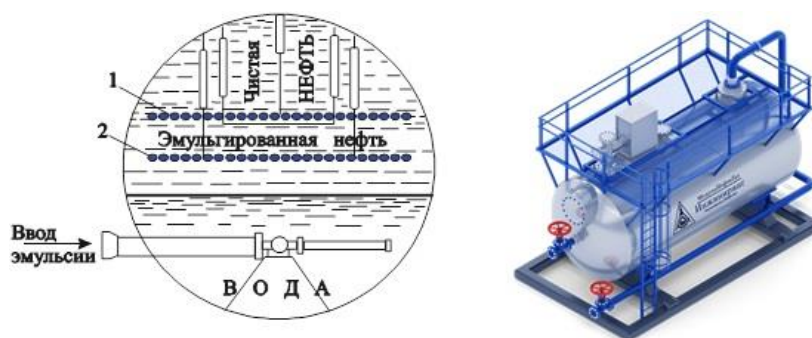


Рисунок 3 - Электродегидратор

Принцип действия ЭДГ заключается в ускорении коалесценции частиц воды в водонефтяной эмульсии под действием сильного электрического поля, которое возникает между электродами, и слабого поля с внешней стороны электродов. Эмульсия поддается водной промывкой путем смешения нагретой нефти с пресной водой, с последующим разрушением образующейся при этом водонефтяной эмульсией и отделением воды от нефти. Отстоявшаяся вода с растворенными в ней солями выводится из нижней части электродегидратора, а обезвоженная нефть – из верхней части.

Коалесценция обусловлена действием электрического поля, под действием которого капли воды поляризуются, вытягиваются вдоль силовых линий поля и начинают направленно двигаться. Если электрическое поле будет переменным, то направление движения капель будет постоянно изменяться, капли будут испытывать деформацию, так как

постоянно будет изменяться полярность. Направление движения и форма капель будет постоянно меняться. При столкновении таких диполей оболочки разрываются, частицы сливаются, укрупняются и оседают под действием сил тяжести.

Печи предназначены для нагрева продукции. В роли нагревателя в основном используется путевые подогреватели, работающие на попутном газе либо на жидкостном топливе. Путевые подогреватели обеспечивают «мягкий» нагрев за счет наличия промежуточного теплоносителя и могут использоваться для нагрева нефтяной эмульсии, нефти, газа, газового конденсата, воды, теплоносителей на объектах добычи, транспортировки и первичной подготовки нефти. В качестве промежуточного теплоносителя может использоваться пресная вода (минерализация не более 1 г/л), а также любые негорючие невязкие теплоносители (водные растворы этиленгликоля, пропиленгликоля, антифризы, тосол, и т.д.).

Печи современного типа, такие как ПТБ-10Э работают в автоматизированной системе управления технологическим процессом, с максимальным КПД до 85 % с электрическими приводами исполнительных механизмов. Система автоматизации позволяет дополнительно контролировать соотношение газа и воздуха, обеспечивая наилучшую полноту сгорания и концентрацию газа в теплообменной камере печей.

Принцип действия трубчатой блочной печи состоит в следующем: Нагреваемый продукт, при своем движении по секциям змеевика, нагревается за счет тепла. Далее из змеевиков теплообменной камеры он направляется для дальнейшей подготовки.

Применение принудительной подачи воздуха в камеры сгорания обеспечивает хорошее смешение топливного газа с воздухом, стехиометрическое сгорание топливной смеси и рециркуляцию продуктов сгорания в объеме теплообменной камеры при небольшом избыточном давлении. Характерной особенностью данной печи является более благоприятный, в сравнении с печами прямого нагрева других типов,

тепловой режим поверхностей нагрева, обеспечивающий «мягкий» нагрев продукта в трубах змеевиков и тем самым предотвращающий коксообразование. Этот режим, при котором поверхности труб змеевиков получают равномерный нагрев, достигается путем создания достаточно равномерного поля по всему внутреннему объему теплообменной камеры за счет интенсивной рециркуляции продуктов сгорания топлива. Рециркуляция газов достигается созданием высокой скорости движения продуктов сгорания во внутреннем объеме теплообменной камеры, получаемой в результате сжигания топлива в специальных камерах сгорания и установки дефлекторов у конфузоров камер сгорания [18].

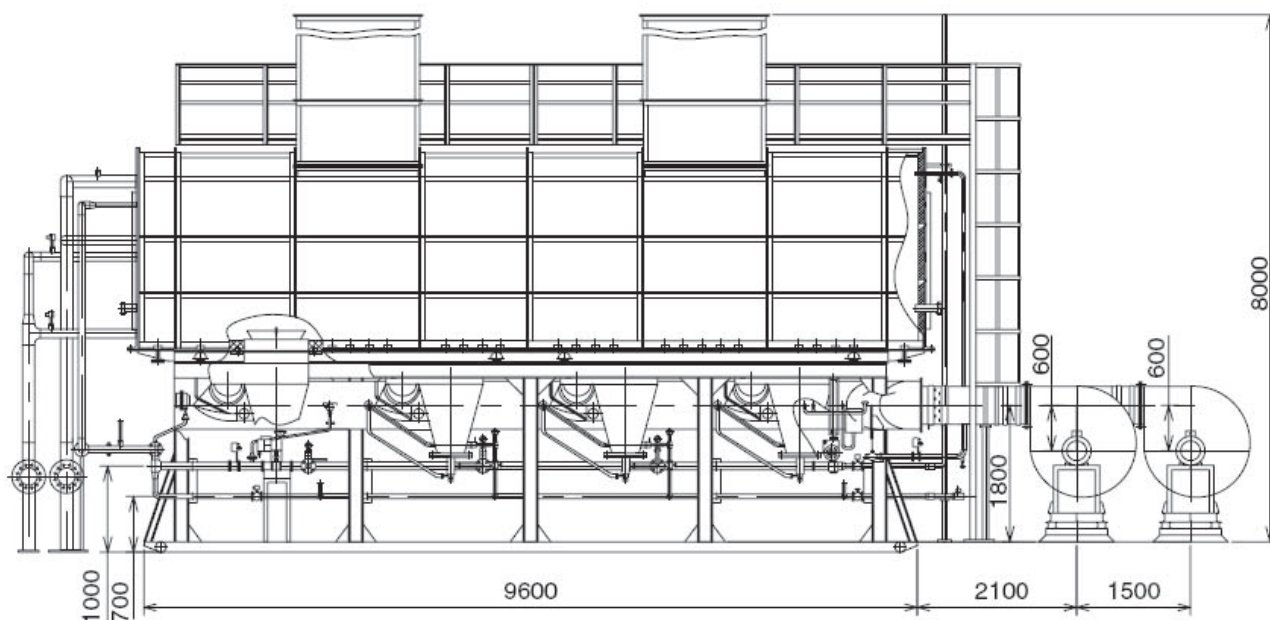


Рисунок 4 – Печь трубчатая блочная ПТБ – 10Э

Для наглядности принципа действия печи ПТБ–10Э на рисунке 5 представлена структура печи ПТБ–10А – аналог старого поколения печей, отличающиеся от современного представителя отсутствием блока автоматики, но с аналогичным принципом работы [19].

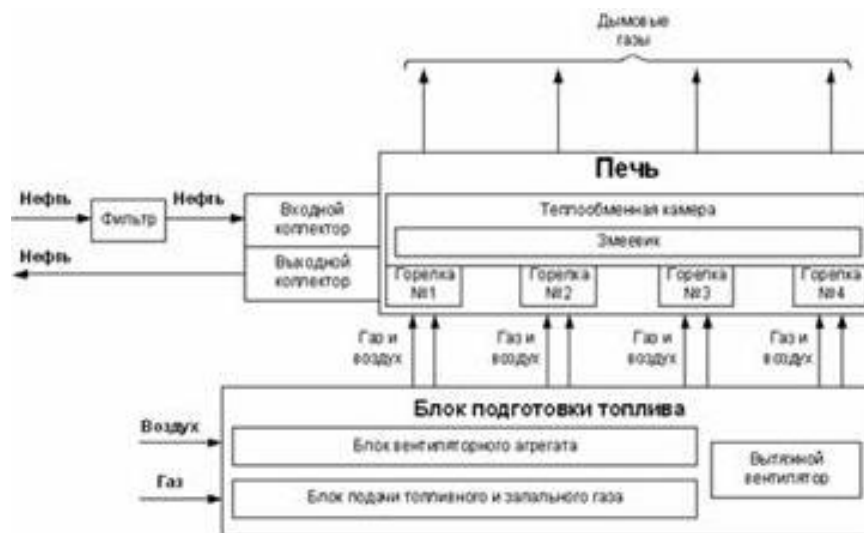


Рисунок 5 – Блочная структура печи ПТБ-10А

Газовый сепаратор (ГС) — аппарат для очистки продукции газовых и газоконденсатных скважин, а также защиты запорно-регулирующей арматуры и газоперекачивающего оборудования от капельной влаги, углеводородного конденсата и механических примесей, представленный на рисунке 6.

Газовые сепараторы, как правило, имеют секции:

1. предварительной сепарации (для отделения большей части примесей)
2. отстойную (для сбора и предварительного отстоя жидкости)
3. каплеуловительную (для окончательной очистки газа от мельчайших капель жидкости)

Газовые сепараторы комплектуются приборами для контроля давления, температуры газа и уровня жидкости.

Сепараторы разделяются: по характеру действующих сил – на гравитационные, инерционные (насадочные), центробежные и смешанного типа; по геометрической форме и положению в пространстве – на цилиндрические (вертикальные, горизонтальные, наклонные) и сферические; по положению сборника отсепарированной жидкости – с выносным сборником и сборником, находящимся в объёме газового сепаратора; по

рабочему давлению – низкого (до 0,6 МПа), среднего (0,6-2,5 МПа) и высокого (свыше 2,5 МПа).

Принцип действия гравитационного газового сепаратора основан на снижении скорости газа в нем до величины, при которой примеси оседают под действием силы тяжести. Сепараторы просты по конструкции, но громоздки и металлоёмки. Эффективность сепарации (отношение масс двух фаз – уловленной и поступающей в сепаратор) 75-90%.

В инерционных газовых сепараторах осаждение примесей на поверхности насадки происходит вследствие многократного отклонения потока (специальными насадками). Насадки выполняются из пластин различной конфигурации, фильтрующих материалов и коалесцирующих набивок. Наиболее распространены жалюзийные и сетчатые насадки, которые применяются в качестве концевых сепарационных секций и обеспечивают эффективность сепарации 95-99%.

В центробежных газовых сепараторах осаждение примесей на стенке корпуса происходит под действием центробежных сил при вращении потока в цилиндрической (или кольцевой) камере сепарации. Наиболее совершенные прямоточные центробежные газовые сепараторы однопоточного и мультициклонного типов достигают эффективности сепарации для твёрдых частиц 98-99,5% (габаритные размеры и металлоёмкость меньше, чем у гравитационных и инерционных газовых сепараторов). Пропускная способность газовых сепараторов 0,5-15 млн. м³/сутки (при давлении 0,6-16 МПа, температуре газа от -40 до 100°С, начальном содержании жидкости 1-200 см³/м³ и гидравлическом сопротивлении 0,01-0,05 МПа). Скорость газа: в гравитационных газовых сепараторах 0,05-0,2 м/с, инерционных 0,2-1 м/с, центробежных 1-5 м/с [20].



Рисунок 6 – Сепаратор технологический

Описание вертикального сепаратора

Вертикальное сепарационное устройство представляет собой корпус в форме цилиндра, оснащенный короткими трубками для ввода пластовой жидкости и вывода жидкой и газовой фаз, арматурой для предохранения и регуляции, а также специальными элементами для отделения жидкостей.

Описание горизонтального сепаратора

В состав горизонтального сепаратора входит емкость с 2-мя полками, расположенными под наклоном, пеногаситель, отделитель жидкостей и устройство, предотвращающее возникновение воронки в процессе дренажа нефти. Горизонтальный нефтесепаратор оснащен трубкой для ввода пластовой жидкости, штуцерами для выхода фаз и люк – лазом.

Описание гидроциклонного сепаратора

Гидроциклонный газонефтяной сепаратор представляет собой горизонтальную емкость, состоящую из одноточных гидроциклонов. Одноточный циклон – это устройство в форме цилиндра с тангенциальным вводом пластовой жидкости, направляющей трубкой и отделом перетока.

Сепарационные аппараты делятся на категории в зависимости от основной силы, благодаря которой осуществляется отделение.

При выборе оборудования рекомендуется учесть следующие параметры:

1. свойства пластовой жидкости и ее количество
2. тип потока
3. стойкость
4. давление
5. температурный режим

Сепараторы вертикального типа более продуктивны в сравнении с горизонтальными, но и имеют более высокую цену. Они подходят для предприятий с высокими производственными мощностями, а также в случае, если эмульсия содержит большое количество твердых частиц.

Горизонтальные сепарационные устройства – оптимальный вариант для переработки небольших объемов материала, а также жидкостей с большим содержанием растворенного газа. Они пользуются наибольшим спросом, так как достаточно производительны и доступны в цене. Для достижения максимальной эффективности при использовании горизонтальных нефтегазовых сепараторов нефть перемешивают в процессе сепарации, повышают температурный режим и снижают давление [21].

Трёхфазный нефтегазосепаратор (НГСВ) – сепараторы нефтегазовые типа НГС применяются для очистки попутного газа, для дегазации не пенящихся нефтей, а также для подготовки продукции нефтяных месторождений в установках сбора. НГС используются в составе входных, промежуточных и концевых ступеней в промышленных установках для подготовки нефти и газа. Предварительный сброс пластовой воды осуществляется в трёхфазных сепараторах.

Основное отличие 3-фазного нефтегазосепаратора от двухфазного сепаратора заключается в том, что первый разделяет нефтяную эмульсию на 3 составляющих:

1. нефть
2. попутный газ
3. вода

В нефтегазовых сепараторах протекают процессы дегазации непенистой нефти и очистки попутного газа, применяемые в установках сбора и подготовки продукции нефтяных месторождений для эксплуатации в макроклиматических районах по ГОСТ 16350 в условиях умеренного и умеренно холодного климата по ГОСТ 15150. [22]

Устройство и принцип работы нефтегазосепаратора НГСВ

Внутренняя конструкция трёхфазных сепараторов может быть различной. Рассмотрим два наиболее распространённых варианта, представленных на рисунках 7 и 8.

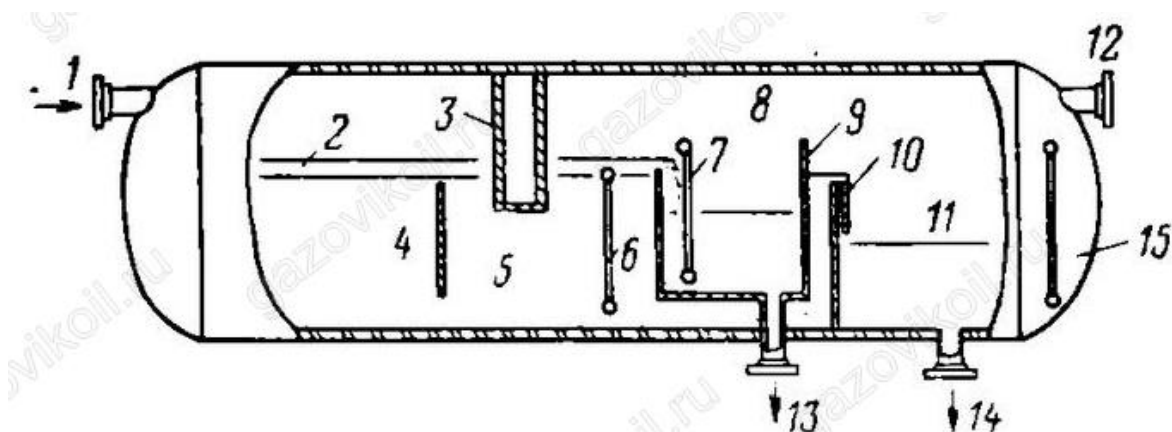


Рисунок 7 – Схема 3-х фазного сепаратора

1 - ввод; 2 - эмульсия; 3 - туманоуловитель; 4 - перегородка; 5 - вода; 6 и 7 - контроль уровня; 8 - газ; 9 - короб; 10 - подвижная перегородка; 11 - уровень воды; 12 - выход газа; 13 - слив нефти; 14 - слив воды; 15 – корпус.

На рисунке 8 приведена схема трехфазного сепаратора типа БАС-1-100, где БАС – блочная автоматизированная сепарационная установка, 1 – номер модификации, 100 – объём сепаратора в м³.

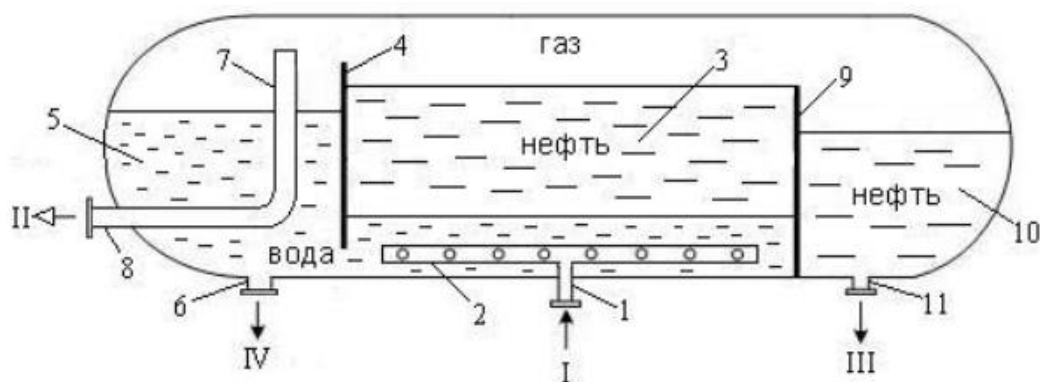


Рисунок 8 – Схема трёхфазного сепаратора

I – смесь нефти, газа и воды; II – газ; III – нефть; IV – вода; 1 – штуцер ввода сырья; 2 – распределительный коллектор; 3 – сепарационный отсек; 4 и 9 – перегородки; 5 – водяной отсек; 6 – штуцер отвода пластовой воды; 7 – газоотводная линия; 8 – штуцер отвода газа; 10 – нефтяной отсек; 11 – штуцер отвода нефти

Предварительно смешанная с деэмульгатором продукция скважин поступает через штуцер 1 и коллектор 2 в сепарационный отсек 3, где происходит гравитационное разделение нефти, газа и воды. Более тяжёлая вода собирается на дне отсека 3, из которого она перетекает под перегородкой 4 в отсек 5 и отводится через штуцер 6.

Газ поднимается в верхнюю часть сепаратора и отводится по газоотводной линии 7 через штуцер 8.

Более лёгкая нефть собирается в верхнем слое жидкой фазы отсека 3, из которого через перегородку 9 нефть поступает в отсек 10 и через штуцер 11 отводится из аппарата.

Производительность такого сепаратора 2500 м³ в сутки по жидкости [22].

Резервуар вертикальный стальной (РВС) – стационарный или передвижной сосуд разнообразной формы и размеров, предназначенный для хранения больших объемов добываемой продукции нефтяных и газовых месторождений.

Основными конструктивными элементами типового резервуара является:

1. крыша
 - стационарного исполнения
 - коническая
 - сферическая
 - плавающая
2. стенка
3. днище

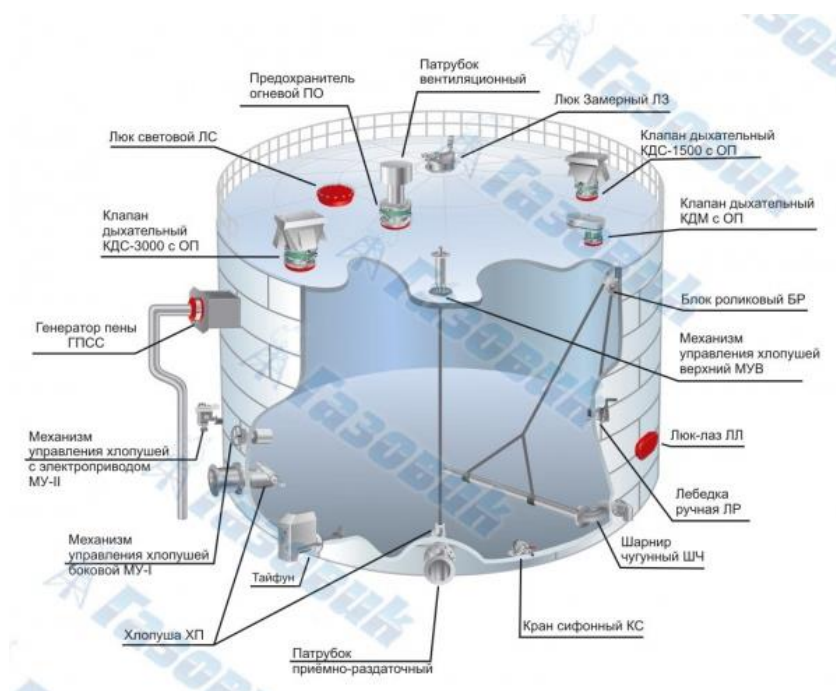


Рисунок 9 – Конструктивная схема РВС

В специальных сериях конструкций резервуаров предусматривается наличие плавучих понтонов, поднимающихся и опускающихся за счет изменения уровня, содержащегося в резервуаре жидкости [23].

В состав оборудования резервуара могут входить различные вспомогательные элементы [23]:

А) Оборудование, установленное на резервуаре с внешней стороны:

1. световой люк (необходим для проветривания и освещения)
2. вентиляционный патрубок (служит для сообщения газового пространства резервуара с атмосферой)

3. дыхательные клапаны (предназначены для периодического выброса в атмосферу паровоздушной смеси в результате испарения нефтепродуктов)

4. замерной люк (необходим для контрольного замера уровня жидкости и взятия проб)

5. указатель уровня (служит для своевременного определения уровня хранящейся в резервуаре жидкости)

6. люк-лаз (предназначен для внутреннего осмотра, ремонта и очистки резервуара)

7. генератор пены с площадкой обслуживания и системой патрубков (служит для осуществления оперативного пожаротушения нефтепродуктов внутри резервуара)

8. система орошения (предназначена для охлаждения горячего резервуара и для охлаждения при возгорании соседнего резервуара)

9. молниеприемники

10. шахтная лестница

11. Площадка обслуживания

12. Всасывающие и нагнетающие трубопроводы

Б) Оборудование, установленное на резервуаре с внутренней стороны:

1. Приёмораздаточное устройство (служит для выдачи потока нефтепродукта или расслоенной воды из ёмкости резервуара)

2. Хлопушка (необходима для предотвращения потери нефтепродуктов из резервуара в случае выхода из строя трубопроводов или задвижек при подаче нефтепродуктов резервуара)

3. Механизм управления хлопушкой

Резервуары, которые в холодный период года заполняются нефтепродуктами с температурой выше 0 °С, следует оснащать непромерзающими дыхательными клапанами.

Установка улавливания легких фракций углеводородов (УУЛФ)

предназначена для отбора, компримирования паров легких фракций углеводородов, выделившихся в газовое пространство резервуаров при производстве технологических операций, связанных с подготовкой, переработкой, хранением и перекачкой нефти и нефтепродуктов. УУЛФ позволяет максимально снизить потери ценных легких фракций нефти и нефтепродуктов из резервуаров и емкостей, а также обеспечить долговечность резервуаров и емкостей за счет поддержания в их газовом пространстве оптимального избыточного давления, исключающего попадание кислорода и воздуха. Установка УУЛФ комплектно - блочного исполнения состоит из технологического блока и блока управления [24].

2 АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА X НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

2.1 Общие сведения о месторождении

X нефтегазоконденсатное месторождение расположено в Тазовском районе Ямало-Ненецкого Автономного округа Российской Федерации в 605 км к северо-востоку от г. Салехард и в 340 км к северу от Нового Уренгоя.

Приурочено к одноимённому локальному поднятию Мессояхско-Балахнинского нефтегазоносного пояса Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Это самое северное из разрабатываемых нефтяных месторождений России, находящихся на суше.

Именно на Мессояхе впервые в периметре «Газпром нефти» начато массовое опытно-промышленное бурение по технологии fishbone (в переводе с английского – «рыбья кость»). Конструкция, при которой от основного горизонтального ствола отходят многочисленные ответвления, позволяет одновременно дренировать запасы на различных глубинах и существенно увеличивает охват нефтенасыщенных участков.

В июне 2020 года реализован уникальный проект утилизации попутного нефтяного газа. ПНГ, получаемый в процессе добычи нефти, проходит подготовку и транспортируется на Западно-Мессояхское месторождение, где закачивается в неразработанные газовые пласты. Мощность подземного хранилища – 1,5 млрд м³ ПНГ в год. Эта схема позволит предприятию достичь целевого показателя в 95% утилизации газа.

На конец 2020 года совокупный объем добычи с начала разработки X месторождения превысил 19 млн тонн нефти.

Для добычи и подготовки нефти на X построена многофункциональная производственная и административно-бытовая инфраструктура: газотрубинная электростанция (ГТЭС) мощностью 84 МВт,

центральный пункт сбора и подготовки нефти с химико-аналитической лабораторией, ремонтная база, 98-километровый трубопровод, соединяющий месторождение с приемо-сдаточным пунктом, откуда мессояхская нефть отправляется в магистральный нефтепровод Заполярье-Пурпе.

Период разработки запасов Мессояхской группы месторождений оценивается в 30 лет. В освоение X месторождения инвестировано 85 млрд. руб. Суммарные инвестиции до 2040 г. составят около 256 млрд. руб. За время эксплуатации месторождения до 2040 г. в бюджеты всех уровней будут перечислены налоги в сумме 1 трлн. руб.

2.2 Природно-климатические условия района месторождения

Месторождение находится в арктической климатической зоне, в регионе с неразвитой инфраструктурой.

Диапазон температур в течение года от +32 до -60 °С, 238 дней в году лежит снег. Мессояха – территория сплошного распространения вечномерзлых грунтов.

Климат данного района умеренно континентальный. В тоже время влияние на формирование климата оказывают: непосредственная близость моря, повышающая температуру зимой и снижающая ее летом; защищенность с запада Уральскими горами, с востока – Восточно-Сибирскими [Приложение Г]. Благодаря такому местоположению над территорией осуществляется меридиональная циркуляция воздушных течений, в результате которой периодически происходит смена холодных и теплых воздушных масс, что вызывает резкие переходы от тепла к холоду. Для данной территории ясно выражены муссонные ветры: зимой – с охлажденного материка на океан, летом – с океана на сушу.

Зима суровая, холодная и продолжительная. Лето короткое, теплое. Короткие переходные сезоны - осень и весна. Наблюдаются поздние весенние и ранние осенние заморозки, резкие колебания температуры в течение года и даже суток.

2.3 Геологическое строение месторождения

На нефтегазоконденсатном месторождении достаточно сложное геологическое строение нефтеносных пластов. Разработка основного продуктивного пласта осложнена наличием газовой шапки и подстилающей воды, освоение нижележащих запасов на глубине 2,5 – 3,2 км затрудняет аномально высокое давление пласта (коэффициент аномальности 1.6);

X нефтегазоконденсатное месторождение относится к категории наиболее сложных в Западной Сибири, что обусловлено многопластовостью и неоднородностью строения продуктивных пластов, наличием зон замещения коллекторов непроницаемыми породами и многочисленных дизъюнктивных нарушений, а также многофазовый характер флюидонасыщения большинства залежей и свойствами нефти основного пласта ПК1-3.

На месторождении выделен 31 продуктивный пласт: ПК1-3, ПК15, ПК19, ПК20, ПК21, ПК22, МХ1, МХ3, МХ4, МХ7, МХ8-9, БУ6(1+2), БУ63, БУ7, БУ8, БУ9, БУ101, БУ102, БУ11, БУ122, БУ130, БУ131, БУ132, БУ141, БУ142, БУ143, БУ15, БУ16, БУ210, БУ212 и БУ22.

Пласты группы ПК стратиграфически приурочены к покурской свите нижнего мела, пласты группы МХ – к малохетской свите и пласты группы БУ – к суходудинской свите.

В пределах X месторождения выявлены 6 нефтяных, 2 газоконденсатнефтяных, 1 нефтегазоконденсатная, 3 газонефтяных, 5 газоконденсатных и 4 газовых залежи тектонически экранированного типа.

X месторождение находится в распределённом фонде недр и относится к классу крупных, а по степени промышленной освоенности к разведываемым.

Нефтегазоконденсатное месторождение находится в распределённом фонде недр и относится к классу крупных.

Основным объектом разработки является пласт ПК 1-3, расположенный на небольших глубинах, представляющий собой содержащие запасы высоковязкой нефти в песчаных коллекторах [Приложение Д].

Геологический разрез пласта ПК 1-3 представлен в приложениях работы [Приложение Е].

Объект ПК1-3

По состоянию на 1.01.2017 года на объекте ПК1-3 пробурены 82 добывающие скважины и 29 нагнетательных, 27 из которых еще находятся в отработке на нефть.

Бурение ведется по проектной системе:

- однорядная система горизонтальных добывающих и нагнетательных скважин (ГС - 1000 м) с направлением стволов вдоль простирания структуры пласта,

- расстояние между рядами 300 м

- расстояние между скважинами в ряду 100 м,

- смещение нагнетательных рядов относительно добывающих на 200 м.

В дальнейшем предусмотрено уплотнение сетки до 150 м между рядами скважин.

Анализ разработки показал, что фактические дебиты нефти новых скважин ниже проектных показателей (155,8 т/сут – проект, 116 т/сут – факт), это связано с меньшей продуктивностью скважин и с более высокой фактической обводненностью продукции скважин (2,6 % – проект, 18,7 % - факт).

В процессе разбуривания объекта ПК1-3 выявилась неоднородность ФЕС коллектора по площади. Пласт условно можно разделить на две зоны:

- *центральная зона* – выдержанный коллектор с более высокими ФЕС;

- *краевая зона* – высокорасчлененный коллектор с низкими ФЕС.

Продуктивность скважин центральной зоны значительно выше продуктивности скважин, пробуренных в краевой зоне.

После бурения по проектной однорядной системе с расстоянием между рядами 300 м производили бурение уплотняющих скважин (с расстоянием между рядами до 150 м).

Продуктивная группа пластов ПК1-3 залегает в кровельной части сеноманского яруса покурской свиты. Выполнено описание 211 шлифов из образцов, отобранных из 20 скважин X месторождения. Проницаемые разности представлены песчаниками мелкозернистыми алевритовыми, вверх по разрезу зернистость уменьшается, глинистость увеличивается, преобладают песчаные алевролиты с прослоями глинистых алевролитов. Средняя и верхняя часть пласта характеризуется сложным переслаиванием глинистых алевролитов, песчаных алевролитов, песчаников мелкозернистых алевритовых, преимущественно слабо сцементированных, и тонких прослоев угля. В песчаных и алевролитовых прослоях отмечаются горизонты с включениями, угловатых, реже окатанных, обломков аргиллита.

Текстура, в основном, волнистая, пологоволнистая, горизонтальная, крупная косая, отмечается комбинированная рябь волнения и течения. Иногда нарушена ходами бентосных организмов (преимущественно ихнофагии *Skolithos* и *Cruziana*), углефицированными корешками растений и конседиментационной деформацией (текстуры оползания, конволютная слоистость).

В песчано-алевритовых породах присутствует растительный детрит, остатки углефицированных корней, встречаются остатки раковин пресноводных пелеципод.

Коллекторами нефти и газа в сеноманских отложениях являются песчаники мелкозернистые алевритовые и алевролиты мелко-крупнозернистые песчаные.

На X месторождении преобладают глинисто-алевритовые породы, реже песчано-алевритовые. Содержание цемента составляет 10-30%, основная глинистая составляющая – каолинит (53-92%) и гидрослюдистые минералы (30-45%).

В некоторых скважинах, в песчано-алевритовых породах отмечается значительное содержание монтмориллонита (22-36%).

Количество обломочного материала в песчано-алевритовых породах 60-90%. Состав: полевошпатово-кварцевый, с количеством кварца 35-65%, полевого шпата 25-55%, обломков пород 10-25% и слюдистых минералов 0,5-10%. Кварц с редкими следами регенерации в виде шиповидных наростов, иногда с включениями пелитовой размерности. Полевые шпаты представлены плагиоклазами и калиевыми разностями, преимущественно в средней и сильной степени измененности, подвергнуты пелитизации, гидратации, серитизации и выщелачиванию. Преобладающий размер обломков на X месторождении 0,05-0,10 мм. Зерна породобразующих минералов, угловатые, полуугловатые, полуокатанные, окатанные. Сортировка от средней до плохой, реже хорошая ($S_0=1,66\div 4,29$).

Аутигенные минералы представлены единичными зернами пирита, сгустками пелитоморфного сидерита, кристаллами кальцита, сидерита и примазками лейкоксена.

Среди аксессуарных минералов встречаются циркон, турмалин, апатит, сфен, рутил, эпидот, гранат. Возможно, для групп минералов, которые встречаются на X месторождении, существовали разные источники сноса. Материнскими породами могли служить магматические породы кислого (циркон, турмалин, апатит) и основного (сфен, рутил, эпидот) состава, а так же метаморфические (гранат) породы.

Свободные поры мелкопсаммитовой и алевритовой размерности замкнутые и сообщающиеся друг с другом, составляют, в основном, 10-15% от площади шлифа.

Пласт перекрыт региональной покрывкой покурской свиты, которая состоит из аргиллита алевритистого тонкоплитчатого темно-серого.

По результатам литологических исследований и текстурно-структурным особенностям отложения пласта ПК1-3 относятся к литогенетическим типам прибрежно-морских фаций: лагуны, дельты, приморские озера и болота.

Литологические типы данной фации связаны с условиями осадконакопления в большем или меньшем удалении от берега. В целом, вверх по разрезу наблюдается морская трансгрессия, при котором уровень моря повышается, происходит затопление береговой полосы.

Фильтрационно-емкостные свойства пласта ПК1-3 X месторождения к 01.01.2017 г. изучены на 5 149 образцах из 25 скважин.

Коэффициент открытой пористости K_p измерен на 2 819 образцах из коллекторов. Среднее значение K_p коллекторов по керну составляет 31,4%, диапазон – от 23 до 43,6%. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляют 28,2%, в газонасыщенной – 27,1%.

Коэффициент абсолютной проницаемости $K_{пр}$ измерен на 2 732 образцах из коллекторов. По коллекторам среднее значение $K_{пр}$ составляет 444,9 мД при диапазоне от 0,54 мД до 5 043 мД. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляют 318,1 мД, в газонасыщенной – 251,6 мД.

Коэффициент водоудерживающей способности $K_{вс}$ измерен на 233 образцах из коллекторов. Диапазон изменения $K_{вс}$ меняется в пределах 11,4-86,3%, при среднем значении 41,6%. Средневзвешенные значения в нефтенасыщенной части разреза составляют 36,0%, в газонасыщенной – 43,9%.

2.4 Сведения о запасах углеводородов и характеристика текущего состояния разработки месторождения

Извлекаемые запасы категории АВ1С1+В2С2 на 1 января 2021 года составляют более 485 млн. тонн нефти и газового конденсата и свыше 172 млрд. кубометров природного и попутного газа. Этот показатель относит Мессояхские месторождения к уникальным. При этом 70% запасов относятся к трудноизвлекаемым.

Таблица 4 – Динамика добычи

Год	2016	2017	2018г	2019	2020
млн.т/ т.н.э	707 тыс.тн	3, 1 т	4,4 т	5,6 т.н.э.	6,2 т.н.э.

Эксплуатационный фонд по данным на начало 2021 года составляет около 450 нефтяных скважин. Практически каждую третью скважину «Мессояханефтегаз» строит в конструкции «фишбон», скважины этого типа имеют от четырех до девяти боковых стволов. Технология позволяет направить каждое такое ответвление в отдельные нефтяные участки, не задевая пласты с газом и водой. «Фишбоны» увеличивают нефтеотдачу пласта и поднимают дебит на 40% по сравнению с обычными горизонтальными скважинами.

Таблица 5 – Запасы углеводородов по залежам

НГЗ	МХ4 р-н 50	МХ1 р-н 50	ПК1-3, р-н 35	ПК1-3, р-н 60	ПК1-3, р-н 95
Газ, млн м3 АВ1/В2	<u>2347</u> 5458	<u>2326</u> 0	<u>2031</u> 0	<u>3828</u> 0	<u>0</u> 1543
Нефть, т.т АВ1/В2	<u>1674</u> 3703	<u>1984</u> 2125	<u>30242</u> 0	<u>37774</u> 5425	<u>8299</u> 5697
КИН АВ1В2	0,300	0,300	0,300	0,300	0,300
ИЗ т.т. АВ1В2	1613	1233	9073	12960	4199

Утвержденное в действующем проектном документе значение коэффициент вытеснения нефти Квыт составляет 0,461.

Результаты исследования скважин объекта ПК₁₋₃ представлены в приложении И. Сопоставляя параметры горизонтальных (добывающих) и наклонных (разведочных) скважин в таблице 6, можно отметить, что дебит горизонтальных скважин значительно (в 6 раз) выше, чем наклонных, продуктивность ГС выше в 3 раза. Средняя обводненность скважин обоих типов невысокая, что не выявляет преимуществ по этому параметру.

Таблица 6 – Запасы углеводородов по залежам

Параметр	ГС		ННС	
	Интервал изменения	Среднее значение	Интервал изменения	Среднее значение
Дебит, м ³ /сут	3,0-424,3	109,2	0,36-69,0	17,2
Обводненность весовая, %	0-100	13,5	0-99	22,6
Продуктивность, м ³ /(сут*МПа)	2,1-418	59,9	0,7-67	19,2
Скин-фактор	-7,3/ 6,6	-3,6	-6,2/ 18,8	0,1

Анализ результатов гидродинамических исследований скважин X месторождения, выглядит следующим образом:

1. Основной пласт месторождения ПК1-3 достаточно полно охвачен гидродинамическими исследованиями скважин. Остальные пласты изучены слабо;
2. Большинство пластов характеризуются как низкопроницаемые, низкопродуктивные;
3. Пласт ПК1-3 имеет высокие коллекторские свойства;
4. Бурение горизонтальных скважин позволяет увеличивать продуктивность, что характеризует данную технологию как эффективную.

2.5 Движение газоводонефтяной жидкости по системе подготовки нефти

Продукция скважин X месторождения в количестве 70000 м³/сут при температуре 10-20 °С и абсолютном давлении не ниже 0,6 - 0,7 Мпа, газовым фактором 415 м³/м³ по нефтесборным коллекторам поступает на блок входной гребенки УПСГ. Где в продукцию скважин добавляются химические реагенты в блоке деэмульгирования расход деэмульгатора составляет 51 г/т и в блоке ингибитора солеотложения расход ингибитора составляет 13 г/т [приложение А]. Далее газожидкостная смесь по двум трубопроводам DN 1000 направляется на блок сепарации УПСГ. В блоке сепарации продукции скважин разделяется на газовую и жидкую фазы во входных сепараторах СВ-1, СВ-2, СВ-3, СВ-4. Попутный нефтяной газ с абсолютным давлением не ниже 0,5 - 0,6 Мпа, выделившийся на блоке сепарации и пройдя сепарационные емкости каплеуловители СК-1, СК-2, направляется на УКПГ. Часть газа используется для собственных нужд УПСГ, ЦПС и нужд ГТЭС.

Остаточная часть газа сжигается на факеле высокого давления, пройдя через факельный сепаратор СФВД в количестве 3 штук для очищения попутного нефтяного газа от содержащейся в нём остаточной жидкости. После блока предварительной сепарации жидкость поступает на первую ступень сепарации УПСГ. В аппаратах УПСГ осуществляется предварительный сброс воды до 45 % (по массе) на трёхфазных аппаратах НГСВ в количестве 4 штук.

Далее нефтегазовая эмульсия под давлением не ниже 0,45 - 0,55 Мпа направляется на сооружения ЦПС X месторождения для подготовки нефти, а выделившаяся свободная вода подается в систему подготовки воды ЦПС X месторождения на РВС в количестве 5 штук (не включая РВС-1,2,3). Отделившийся газ вновь используется для собственных нужд

УПСГ, ЦПС и нужд ГТЭС предварительно пройдя через блок подготовки БПГ-2 и систему измерения газа СИКГ-2.

После сепарированная жидкость перед второй ступенью сепарации нагревают до 50 °С в блоке нагрева на печах ПТБ-10Э в количестве 7 штук, от чего нагретая жидкость способна распадаться на нефть и воду, способствуя разрушению водонефтяной эмульсии, намного быстрее нежели с изначальной температурой в среднем 10-20 °С на входе в УПСГ. После блока нагрева жидкость поступает на вторую ступень сепарации ЦПС где нефть частично отделяется от оставшегося газа и воды в трёхфазных сепараторах НГСВ в количестве 9 штук под давлением не ниже 0,25 - 0,3 Мпа. При этом в блоке глубокого обезвоживания горячая вода смешивается с холодной свободной водой, и они поступают в систему подготовки воды на подпорные насосы ПНС через резервуары РВС - 4,5,6,7,8. А отделившейся попутный нефтяной газ в свою очередь транспортируется до пункта измерения качества газа СИКГ – 1, предварительно пройдя через газовые сепараторы ГС-1,2 для окончательного отделения оставшейся жидкости.

С СИКГ – 1 газ часть газа вновь используется для собственных нужд ЦПС и нужд ГТЭС. Остаточная часть газа сжигается уже на втором сдвоенном факеле высокого давления, пройдя через факельный сепаратор СФ в количестве 3 штук для очищения попутного нефтяного газа от содержащейся в нём остаточной жидкости.

Отделившаяся газоводонефтяная жидкость с абсолютным давлением не ниже 0,1 – 0,15 Мпа поступает на третью ступень сепарации ЦПС в блок электродегидраторов. Нефть с водой проходя через газовые сепараторы С-3/1,2,3, заполненные на половину жидкостью, в последствии уровень жидкости в них поддерживается постоянным, отделяются друг от друга окончательно. При этом газ поступает на факел через пункт СИКГ-1, а горячая вода укрупнившись и усевшись на дно по трубопроводу поступает на аппарат ПНС.

Почти готовая к товарным условиям нефть поступает на заключительный четвёртый этап сепарации в концевую сепарационную установку КС-1,2,3. Где товарная нефть самотёком падает на РВС – 1,2,3 за счет перепада давления и установки КС по высоте выше резервуаров. При этом часть газа сепарируется и идёт на сдвоенный второй факел низкого давления через систему СИКГ - 1 и факельный сепаратор СФ - 1,2,3.

После приведения нефти к товарным условиям её измеряют на отклонения от ГОСТ Р 51858-2002, предварительно откачав её в системе НВО. В итоге готовая товарная нефть поступает на ПСП или же при необходимости забирается для собственных нужд компании АО «Мессояханефтегаз» на пункте Нефтеналива. При этом отделившаяся вода отстаивается в РВС - 4,5,6,7,8 и закачивается в систему ППД в среднем в количестве 55000 м³/сут пройдя через пункты ПНС в количестве 2 штук с предварительным добавлением ингибитора в количестве 16 г/т в блоке ингибитора коррозии и аппаратов КНС в количестве 2 штук [Приложение Б].

На ЦПС X месторождения нефть готовится до соответствия требованиям ТР ЕАЭС 045/2017 Технический регламент Евразийского экономического союза "О безопасности нефти, подготовленной к транспортировке и (или) использованию" (ТР ЕАЭС 045/2017) и ГОСТ Р 51858-2002 «Нефть. Общие технические условия». Далее нефть, подготовленная к транспортировке, направляется по напорному нефтепроводу на ПСП X месторождения и через СИКН № 1506 сдается в систему магистральных нефтепроводов ГНПС № 1 трубопроводной системы «Заполярье – НПС «Пурпе» ПАО «Транснефть».

2.6 Перегруженность центрального пункта сбора углеводородного сырья

Разгрузка систем подготовки должна решить ряд проблем на предприятии, связанных с:

1. Высоким газовым фактором газожидкостной смеси на узле дозирования розлива (УДР) более 400 м³/т, в связи с тем модуль входных сепараторов работает в большой перегрузке, поскольку прогнозируемый газовый фактор геологами АО “Месоханефтегаз” больше не соответствует фактическому значению.

2. Высоким объемом воды на входе в УДР по аналогичным причинам.

3. Качеством подготавливаемой воды для систем ППД, поскольку оно не соответствует государственным стандартам в связи с количеством газа и воды на приеме УДР.

4. Механическими примесями, которые содержатся в огромном количестве в газожидкостной смеси на входе в УДР, в связи с осложненным фондом добывающих скважин (на данный момент общий процент осложненных скважин мех примесями на Восточо-Мессояхском месторождении составляет 24 %).

2.7 Требования к качеству закачиваемой воды

Воды, используемые для ППД, должны удовлетворять требованиям ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству воды».

Основные из них:

- совместимость с пластовой водой и породой; содержание растворенного кислорода не должно превышать 0,5 мг/литр;

- набухаемость глин коллекторов в закачиваемой воде не должна превышать значения их набухаемости в пластовой воде данного месторождения;

- сероводород должен отсутствовать в воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора, пластовые воды которых не содержат сероводород или содержат ионы железа;

- при коррозионной активности воды свыше 0,1 мм/год необходимо предусматривать мероприятия по антикоррозионной защите трубопроводов и оборудования. Из известных ингибиторов коррозии для этих целей можно рекомендовать Корексит, Серво, Кормастер разных модификаций и др.;

- если в воде, нагнетаемой в продуктивные коллектора содержатся ионы железа, сероводород должен отсутствовать;

- не допускается присутствие сульфатовосстанавливающих бактерий СВБ в воде, предназначенной для закачки в пласты, нефть, газ и вода которых не содержат сероводород. При появлении в воде значительных количеств СВБ (более 100 кл/мл) рекомендуется обработка ее бактерицидами (формалин, составы на основе глутарового альдегида) по известным технологиям;

- при заводнении продуктивных пластов, содержащих сероводород, учитывать возможность образования сернистого железа, и при необходимости разработать мероприятия для удаления ионов трехвалентного железа из воды.

Контроль качества закачиваемой в пласт воды должен осуществляться лабораторным анализом проб (КВЧ, железо), отбираемых не реже одного раза в месяц на водозаборе, на БКНС и на устье нагнетательных скважин.

В соответствии с ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству» на X месторождении:

- для объектов ПК (ПК1-3, ПК15, ПК20-22), МХ (МХ1, МХ3, МХ4, МХ7, МХ8-9,) - допустимое содержание ТВВ-50 мг/л и нефти- 50 мг/л.

- для объектов БУ (БУ6(1+2), БУ63, БУ7-9, БУ101, БУ102, БУ11, БУ122, БУ130, БУ131, БУ132, БУ141, БУ142, БУ143, БУ15, БУ16, БУ210, БУ212, БУ22,): допустимое содержание ТВВ-10 мг/л и нефти- 15 мг/л.

Размер частиц механических примесей и эмульгированной нефти в соответствии с ОСТ 39-225-88:

- при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью свыше 0,1 кв. мкм должно быть 90% частиц не крупнее 5 мкм.

- при закачке воды в поровые коллекторы проницаемостью до 0,1 кв. мкм - не крупнее 1 мкм.

3 ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЦПС

3.1 Внедрение дополнительных резервуаров

Время динамического отстоя жидкостей в резервуарах напрямую зависит от качества нефти и от максимальной загруженности резервуара по входной жидкости. На X нефтегазоконденсатном месторождении количество воды, закачиваемое в пласт через систему ПДД превышает рассчитанные нагрузки заводом-изготовителем действующих двух РВС - 10000 и трёх РВС – 3000. Вследствие чего принято решение увеличить время динамического отстоя жидкости в резервуарах с целью улучшения свойств подготавливаемой для системы ПДД технологической воды. Для этого рекомендуется установить поэтапно два резервуара РВС – 10000.

3.2 Установка внутритрубных сепараторов

Для решения проблем с высоким газовым фактором нефти в поверхностных условиях на входной гребенке установки по подготовке газа требуется кардинально новое решение. Поскольку трёхфазные и двухфазные сепараторы не были рассчитаны сепарировать нефть с содержанием газа 420 м³/м³.

Подбор внутритрубных устройств предварительного отбора газа по количеству оборудования и арматуры оптимален, также они более просты в обслуживании нежели сооружения дополнительных входных сепараторов СВ и трехфазных сепараторов НГСВ.

Для внедрения в систему центрального пункта сбора требуется незначительные капиталовложения по сравнению с конструированием дополнительных сепараторов с целью предотвращения осложнений вызванных с увеличением и так высокого газового фактора.

Недостатком сооружения внутритрубных сепараторов является то что заявленные производителем гарантии окончательно определяются только после

запуска оборудования в эксплуатацию. А преимущества над стандартными методами расчета во входных сепараторах колоссальны и заключаются в следующем [Приложение В]:

1. меньшая массы единицы оборудования в тоннах
2. меньший размер площадки строительства в м²
3. выше производительность единицы оборудования по жидкости (газу)
4. существенно меньшие капиталовложения в млн. Р
5. не требуется предохранительная арматура типа СППК

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

Студенту:

Группа	ФИО
2Б8Г	Пономареву Кириллу Романовичу

Школа	ИШПР	Отделение школы (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 «Нефтегазовое дело»

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Расчет стоимости материально – технических, финансовых и человеческих ресурсов выполнялся на основе рыночных цен и данных с предприятия АО "Мессояханефтегаз"</i>
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения мероприятия по подготовки воды для системы ППД</i>
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>НДС (18%), налог на прибыль (20%), налоговый кодекс РФ ФЗ</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Расчет дохода и себестоимости добываемой продукции</i>	<i>Расчет прироста добычи нефти и стоимости дополнительной добычи нефти после проведения мероприятия по установке двух РВС -10000</i>
2. <i>Определение экономической эффективности</i>	<i>Расчет и анализ экономической эффективности мероприятия по установке двух РВС -10000</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей)

1. <i>Расчетные формулы</i>
2. <i>Таблицы:</i>
– <i>Показатели работы РВС и стоимости оборудования</i>
– <i>Исходных данные для расчета экономических показателей</i>
3. <i>Показатели работы резервуарного парка и стоимости оборудования для АО "Мессояханефтегаз"</i>

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Кащук Ирина Вадимовна	к.т.н., доцент		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарев Кирилл Романович		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ,
РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Расширение товарного парка X месторождения выполняется в связи с тем, что необходимо улучшить качество подготавливаемой воды для систем ППД. Поскольку оно не соответствует государственным стандартам в связи с высоким количеством газа и воды в нефти на приёме входной гребенки центрального пункта сбора нефти.

Увеличение объема резервуарного парка месторождения позволит увеличить объем товарной нефти за счет строительства резервуаров под технологическую воду общей вместимостью до 49000 м³, вместо 29000 м³ имеющих на данный момент.

Это мероприятие позволит получить дополнительную прибыль за счёт увеличения объёмов хранения технологической воды и увеличения времени динамического отстоя технологической жидкости в резервуарах, а вследствие этого предприятие АО “Мессояханефтегаз” получит дополнительный прирост добычи нефти.

Расходы на проведение данного мероприятия будут складываться из единовременных затрат на покупку оборудования и эксплуатационных затрат, связанных с текущими издержками на оплату электроэнергии, добычу нефти, переработку, транспортировку, обслуживание резервуара в течение года и заработную плату работников.

Исходные данные для расчета экономической эффективности представлены в таблицах 7 и 8.

Таблица 7 – Показатели работы резервуарного парка и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Фактическое среднее количество нефти в	93,375	50

жидкости РВС, мг/л.*		
Затраты на приобретение РВС – 10000, руб./ед.	0	87 065 000
Прирост нефти в сутки за счёт строительства двух резервуаров для хранения технологической жидкости, м ³ /сут	0	2,56
Средняя стоимость 1 очистки РВС руб./ед.	820664	820664

*Значение 93,375 взято с января по август 2021 г.

Таблица 8 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	30509,1
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	87,25
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	30
НДС	%	20
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДС**	руб./т	919
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции по ремонту и очистке РВС*	руб./бр.час	6312,8
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	64

Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	923,6
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1012
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	100
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	10

* по данным на 2022 год

** средневзвешенный за 2022 год

4.1 Расчёт прироста нефти от проведения мероприятия

Для дальнейшей простоты понимания вычисления введём следующие величины:

α – Допустимое количество нефти и мех. примесей в жидкости РВС (для основного эксплуатируемого пласта ПК 1-3 расположено в главе 2.7)

Значение, α определено исходя из ОСТ 39-225-88 «Вода для заводнения нефтяных пластов. Требования к качеству»

β – Фактическое количество нефти в жидкости РВС.

Q1 – Количество жидкости поступающее на ЦПС.

Q2 – Количество жидкости, закачиваемое обратно в пласт с РВС - 1,2,3,6,7,8.

ρ_n – Плотность нефти.

X – Стоимость 1 м³ нефти по курсу на 31 марта 2022 год.

Значения β , Q1, Q2, ρ_n определено исходя из данных на промысле.

Исходные данные представлены в таблице 9.

Таблица 9 – Исходные данные

Физическая величины, ед.измерения:	Значения:
α , мг/л	50
β , мг/л	93,375
Q_1 , м ³ /сут	70600
Q_2 , м ³ /сут	55000
ρ_n , кг/м ³	933
X, P	30509,1

Расчетные формулы с единицами измерения представлены ниже:

$$K = \frac{\beta - \alpha}{\rho_n * 100} = \frac{93,375 - 50}{933 * 100} \approx 0,0000465 \text{ м}^3 / \text{м}^3 \quad (1)$$

$$H = K * Q_2 = 0,0000465 * 55000 \approx 2,557 \text{ м}^3 / \text{сут} \quad (2)$$

$$h = H * \frac{\rho_n * 365}{1000} = 2,557 * \frac{933 * 365}{1000} \approx 871 \text{ т} / \text{год} \quad (3)$$

$$Q_n = (Q_1 - Q_2) * \frac{\rho_n}{1000} * 365 = (70600 - 55000) * \frac{933}{1000} * 365 \approx 5\,312\,502 \text{ т} / \text{год} \quad (4)$$

$$x = Q_n + h = 5\,312\,502 + 871 \approx 5\,313\,373 \text{ т} / \text{год} \quad (5)$$

Где K – Количество нефти приходящееся на 1 м³ жидкости, которое можно не закачивать в пласт обратно (сэкономленная); H – Кол-во нефти в сутки (сэкономленное) в м³; h – прирост нефти в год в тоннах; Q_n – количество нефти поступающее на ПСП в год в тоннах до установки дополнительных двух резервуаров; x – количество нефти поступающее на ПСП в год в тоннах после установки дополнительных двух резервуаров.

4.2 Расчет стоимости дополнительной добычи нефти после улучшения качества подготовки воды для системы ППД

Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку двух РВС - 10000:

$$Z_{\text{ед}} = 87\,065\,000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от (введено Изменением N 1/2015 ОКОФ, утв. Приказом Росстандарта от 25.12.2015 N 2202-ст; в ред. Изменения N 3/2017 ОКОФ, утв. приказом Росстандарта от 04.07.2017 N 631-ст) 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «РВС» отнесен к 5-ой амортизационной группе (от 7 до 10 лет включительно); Резервуары и газгольдеры рулонированные вертикальные цилиндрические; код ОКОФ2–220.25.29.11.121. Норма амортизации составляет 10 % в год. Срок полезного использования – 10 лет.

Произведем расчет размера амортизационных отчислений за 1 год использования. Размер амортизационных отчислений за первый год вычислим линейным методом.

$$A_{\Gamma} = C_{\text{п}} \times H_{\text{А}} / 100\% = 87\,065\,000 \times 10\% / 100\% = 8\,706\,500 \text{ руб.} \quad (6)$$

где $C_{\text{п}}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;

$H_{\text{А}}$ – норма амортизационных отчислений, %.

Расчёт эксплуатационных затрат

При расчете эксплуатационных затрат на дополнительную добычу нефти необходимо учитывать только переменные затраты, зависящие от объема добычи нефти. Затраты включают в себя текущие издержки на добычу дополнительной нефти и затраты на закачку реагента (при необходимости). Дополнительным капитальным вложением будет являться покупка двух РВС - 10000.

Себестоимости одной тонны нефти до установки дополнительно двух РВС - 10000 на ЦПС:

Энергетические затраты:

$$Z_{\text{э}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{э}} \quad (7)$$

где Y_3 —удельные затраты на перекачку нефти насосным способом в систему ППД из РВС, руб./т.

$$Z_3 = 5\,312\,502 \times 64 = 340\,000\,128 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{тн}} \quad (8)$$

где $Y_{\text{тн}}$ —удельные затраты на сбор и транспорт нефти, руб./т.

$$Z_{\text{тн}} = 5\,312\,502 \times 313,6 = 1\,666\,000\,627,2 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = Q_{\text{н}} \times Y_{\text{п}} \quad (9)$$

где $Y_{\text{п}}$ —удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$Z_{\text{п}} = 5\,312\,502 \times 308,4 = 1\,638\,375\,616,8 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = Q_{\text{н}} \times X \times Y_{\text{т}} \quad (10)$$

где $Y_{\text{т}}$ — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X -доля нефти на экспорт, %.

$$Z_{\text{т}} = 5\,312\,502 \times 0,5 \times 1012 = 2\,688\,126\,012 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на два резервуара:

$$Z_{\text{от}} = n \times Y_{\text{от}} \quad (11)$$

где $Y_{\text{от}}$ — удельные затраты на оплату труда за один резервуар в год, тыс.руб./рез.;

n – количество дополнительных резервуаров.

$$Z_{\text{от}} = 2 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием резервуаров:

$$Z_{\text{рем}} = n \times Y_{\text{рем}} \quad (12)$$

где $Y_{\text{рем}}$ – удельные затраты на ремонт одного резервуара в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{\text{рем}} = C_{\text{бр}} \times T \quad (13)$$

Где $C_{\text{бр}}$ – стоимость 1 часа работы бригады по очистке, руб./час;

T —средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{\text{рем}} = 6312,8 \times 130 = 820664 \text{ руб}$$

$$Z_{\text{рем}} = 3,38 \times 820664 = 2773844,32 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки двух дополнительных РВС-10000:

$$C_1 = \frac{\Delta_{\text{общ}}}{Q_0} \quad (14)$$

где $\Delta_{\text{общ}}$ – общие эксплуатационные затраты до внедрения мероприятия, руб.;

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{6\,336\,199\,828,32}{5\,312\,502} = 1192,7 \text{ руб/т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки дополнительно двух РВС - 10000 на ЦПС:

Энергетические затраты:

$$Z_3 = 5\,313\,373 \times 64 = 340\,055\,872 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$Z_{\text{тн}} = 5\,313\,373 \times 313,6 = 1\,666\,273\,772,8 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$Z_{\text{п}} = 5\,313\,373 \times 308,4 = 1\,638\,644\,233,2 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$Z_{\text{т}} = 5\,313\,373 \times 0,5 \times 1012 = 2\,688\,566\,738 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на один резервуар:

$$Z_{\text{от}} = 1 \times 923600 = 923600 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием резервуаров.

$$Z_{\text{рем}} = 1,69 \times 820664 = 1\,386\,922,16 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки дополнительно двух РВС - 10000 на ЦПС:

$$C_2 = \frac{\Delta_{\text{общ}}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (15)$$

где ΔQ – изменение объема добычи нефти после внедрения мероприятия, т.

$$C_2 = \frac{6\,335\,851\,138,16}{5\,312\,502 + 871} = 1\,192,4 \text{ руб/т.}$$

4.3 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения двух РВС - 10000 в систему ЦПС X нефтегазоконденсатного месторождения определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta \mathcal{E}}{(C + E_n \times K)} \times 100\% \quad (16)$$

где $\Delta \mathcal{E}$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($Z_{\text{рем}}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($Z_{\text{ед}}$ + средняя стоимость одной очистки резервуара), руб.

$$\Delta \mathcal{E} = \Delta Q \times C_t = 871 \times 0,1364 \times 87,25 \times 100 = 1\,036\,568,39 \text{ руб.} \quad (17)$$

C_t – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2022 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 87,25 \$. 1 баррель \approx 0,1364 т, курс доллара: 1\$ = 100 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{1\,036\,568,39}{1\,386\,922,16 + 0,15 \times 87\,885\,664} \times 100\% = 7,11\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{сп}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{1192,7 - 1\,192,4}{1192,7} \times 100\% = 0,025\% \quad (18)$$

где C_1 – себестоимость на добычу нефти до внедрения мероприятия, руб./т;

C_2 – себестоимость одной тонны нефти после внедрения мероприятия, руб./т.

Объем выручки определяется от реализации продукции на внешнем и внутреннем рынках. При реализации на экспорт выручка определяется с учетом доли продукции, реализуемой на экспорт по соответствующей цене в твердой валюте, с переводом ее в рублевый эквивалент по принятому курсу.

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке за n лет:

$$\Delta B_{\text{в}} = Q_n \times X \times C_{\text{э}} \times C_{\text{§}} \times n \quad (19)$$

$$\Delta B_3 = 871 \times 0,1364 \times 0,1 \times 87,25 \times 100 \times 9 \approx 932\,911,6 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за n лет:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_n \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} \times n = 871 \times (1 - 0,1) \times 30509,1 \times 9 = 215\,244\,751,4 \text{ руб.} \quad (20)$$

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке за 1 год:

$$\Delta B_3 = 871 \times 0,1364 \times 0,1 \times 87,25 \times 100 \approx 103\,656,839 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке за 1 год:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_n \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} \times n = 871 \times (1 - 0,1) \times 30509,1 = 23\,916\,083,49 \text{ руб.}$$

Годовая выручка в сумме составит:

$$B = \Delta B_{\text{вн}} + \Delta B_3 = 103\,656,839 + 23\,916\,083,49 = 24\,019\,740,329 \text{ руб.}$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти определяется по формуле:

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}} \quad (21)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2022 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной (B_c).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (22)$$

Где C – цена нефти на мировом рынке, долл./барр.;

$C_{\text{баз}}$ – базовая цена нефти (15 долл./барр.);

P – курс доллара;

$$D_{\text{м}} = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{ц}} \times (1 - K_{\text{в}} \times K_{\text{з}} \times K_{\text{д}} \times K_{\text{дв}} \times K_{\text{кан}}) \quad (23)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 559 \text{ руб./т}$ на период с 1 января по 31 декабря 2022 года;

$K_{\text{в}}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

$K_{\text{з}}$ – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

$K_{\text{д}}$ – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

$K_{ДВ}$ – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов залежи;

$K_{КАН}$ – коэффициент, характеризующий регион добычи и свойств нефти;

Значения коэффициентов K_B , K_3 , K_D , $K_{ДВ}$, $K_{КАН}$ равны 0,3; 1; 1; 0,3; 1 соответственно.

$$\text{НДПИ} = Q_n \times (B_c \times \frac{(C - C_{газ})}{261} - ДМ) \quad (24)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (6.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\text{НДПИ} = 871 \times (919 \times \frac{(87,25 - 15) \times 100}{261} - (559 \times 13,22 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 16\,300\,651,04 \text{ руб.}$$

где B_c – ставка НДПИ, 919 руб./т.;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_n \times X \times C_{ТП} \times P \quad (25)$$

где $C_{ТП}$ – размер таможенной пошлины на 1 т. нефти, долл. США/т.

$$\text{ТП} = 871 \times 0,1364 \times 0,1 \times 30 \times 100 = 35\,641 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \Pi \times C_{НП} \quad (26)$$

где $C_{НП}$ – ставка налога на прибыль (20%);

Π – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\begin{aligned} \Pi &= \Delta B_{вн} + \Delta B_3 - \Delta Z_3 - \Delta Z_{тн} - \Delta Z_{п} - \Delta Z_{т} - \Delta Z_{рем} - Z_{ед} \times 2 - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП} \\ &= 215\,244\,751,4 + 932\,911,6 - 55\,744 - 273\,145,6 - 268\,616,4 - 440\,726 - 0 - 87\,065\,000 \times 2 - 8\,706\,500 - 16\,300\,651,04 - 35\,641 = 15\,966\,638,96 \text{ руб.} \end{aligned} \quad (27)$$

$$\text{НП} = 15\,966\,638,96 \times 0,2 = 3\,193\,327,792 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \Pi - \text{НП} = 15\,966\,638,96 - 3\,193\,327,792 = 12\,773\,311,2 \text{ руб.} \quad (28)$$

Выводы по разделу

Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка дополнительно двух РВС в систему ЦПС существенно не влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. После проведения технологического мероприятия на ЦПС дополнительный прирост добычи нефти предположительно составляет 871 тонн в год.

В результате расчета экономический эффект составляет 7,11%. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти уже через 9 лет составит 12 773 311,2 рубля. Ежегодная прибыль после достижения срока окупаемости составит 24 019 740,3 рубля. Данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект. Его применение является рациональным и рентабельным.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2Б8Г		Пономарев Кирилл Романович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	Гуляев М.В.
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Особенности технологии промышленной подготовки нефти на примере X нефтегазоконденсатного месторождения	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> принципиальная технологическая схема центрального пункта сбора нефти и газа X нефтегазоконденсатного месторождения</p> <p><i>Область применения:</i> Промысловая подготовка нефти</p> <p><i>Рабочая зона:</i> полевые условия</p> <p><i>Размеры помещения (климатическая зона*):</i> Месторождение находится в арктической климатической зоне, в регионе с неразвитой инфраструктурой</p> <p><i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> РВС-10000</p> <p><i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> Промысловая подготовка нефти с качественной подготовкой закаченной воды в пласт</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>ГОСТ 12.0.003 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.</p> <p>ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.</p> <p>ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.</p> <p>ГОСТ 12.4.026 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»</p> <p>ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.</p> <p>ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных опасных и вредных производственных факторов – Разработка мероприятий по снижению воздействия опасных и вредных производственных 	<p>Вредные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания. 2. Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрам воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха. 3. Повышенный уровень и другие

факторов.	<p>неблагоприятные характеристики шума.</p> <p>Опасные факторы (ГОСТ 12.0.003-2015):</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Производственные факторы, связанные с электрическим током. 2. Действие силы тяжести, которое может вызвать падение работающего с высоты. 3. Опасные факторы, связанные с физической природой действия, обусловленные свойствами этих химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться. <p>Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов (ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ.): перчатки, противогазы, респираторы, комбинезоны, ботинки, перчатки, очки защитные, газоанализаторы, противошумные вкладыши, каски защитные, предохранительные пояса, тросы.</p>
3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения.	<p>Воздействие на литосферу (отходы)</p> <p>Воздействие на гидросферу (сбросы)</p> <p>Воздействие на атмосферу (выбросы)</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения.	<p>Возможные ЧС: разливы нефти в результате разгерметизации оборудования; взрыв и пожар</p> <p>Наиболее типичная ЧС: взрыв и пожар</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б8Г	Пономарев Кирилл Романович		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Модернизация товарного парка относится к газоопасным работам. Руководство предприятия, исходя из существующего на нем резервуарного парка, наименований нефтепродуктов, оборудования, устройств, наличия технических моющих средств, обеспечивающих качественную и безопасную зачистку, доукомплектовывает предприятие необходимыми средствами зачистки и составляет в установленном порядке рабочие инструкции на технологические процессы зачистки резервуаров.

В рабочей инструкции конкретизированы работы по подготовке и проведению операций зачистки, назначены ответственные работники за выполнение подготовительных и зачистных работ.

Проведение работ оформляется нарядом-допуском. К наряду-допуску прикладываются схемы обвязки и установки оборудования (выкачка остатка, промывка, дегазация, удаление продуктов зачистки и т. д.) и технологический процесс. Разработанная документация согласовывается с начальником пожарной охраны предприятия, инженером по охране труда, промышленной безопасности и утверждается главным инженером предприятия.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения

Большинство месторождений нефти удалены от места постоянного проживания работников или места нахождения работодателя, поэтому для работников преобладает вахтовый метод работы. Особенности работы вахтовым методом отображены в главе 47 ТК РФ.

Вахтой считается общий период, включающий время выполнения работ на объекте и время междусменного отдыха. Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца. В исключительных случаях на отдельных объектах продолжительность вахты может быть увеличена работодателем до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации.

При принятии решений, затрагивающих интересы работника, работодатель не имеет права основываться на персональных данных работника, полученных исключительно в результате их автоматизированной обработки или электронного получения.

Размещение технологического оборудования и запорной арматуры на центральном пункте сбора нефти и газа должно обеспечивать удобство и безопасность их эксплуатации, возможность проведения ремонтных работ. Конструкция органов управления должна учитывать требуемую точность и скорость движений при осуществлении управления, а также частоту использования органа управления; допустимые динамические и статические нагрузки на двигательный аппарат человека; антропометрические характеристики двигательного аппарата человека; необходимость быстрого распознавания органов управления, формирования и закрепления навыков по управлению.

5.2 Производственная безопасность при разработке проектного решения

Согласно ГОСТ 12.0.003 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы» [25] при модернизации возможны следующие опасные и вредные производственные факторы:

Таблица 10 – Возможные опасные и вредные производственные факторы при очистке и строительстве РВС

Факторы (ГОСТ 12.0.003–2015)	Нормативные документы
Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания.	ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.
Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрам воздушной среды на местонахождении работающего: температурой и относительной влажностью воздуха.	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
Повышенный уровень и другие неблагоприятные характеристики шума.	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
Производственные факторы, связанные с электрическим током	ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
Действие силы тяжести, которое может вызвать	ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и

падение работающего с высоты.	классификация.
Опасные факторы, связанные с физической природой действия, обусловленные свойствами этих химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться.	ГОСТ 12.4.026 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний»

5.2.1 Анализ вредных производственных факторов

5.2.1.1 Производственные факторы, связанные с чрезмерным загрязнением воздушной среды в зоне дыхания

Основным опасным и вредным химическим фактором является токсичность многих нефтепродуктов и их паров, особенно этилированных бензинов.

Бензин относится к ЛВЖ и представляет собой прозрачный летучий нефтепродукт с характерным запахом. Скорость распространения пламени по поверхности зеркала бензина при обычных условиях составляет 10–15 м/с.

Класс опасности – IV, ПДК в рабочей зоне – 100 мг/м³.

Человек с нормальным обонянием ощущает запах паров бензина при концентрациях их в воздухе около 400 мг/м³. Легкое отравление парами бензина может наступить после 5–10 минут пребывания человека в атмосфере с концентрацией паров бензина в пределах 900–3612 мг/м³. При этом появляются: головная боль, головокружение, сердцебиение, слабость, психическое возбуждение, беспричинная вялость, легкие подергивания мышц, дрожание рук, мышечные судороги. При непродолжительном вдыхании воздуха с концентрацией паров бензина 5000–10000 мг/м³ уже через несколько минут появляются головная боль, неприятные ощущения в горле, кашель, раздражение слизистых оболочек носа, глаз. Кроме того, первыми признаками острого отравления парами бензина являются понижение температуры тела, замедление пульса и другие симптомы. При концентрации паров бензина в воздухе свыше 2,2 % (30 г/м³) после 10–12 вдохов человек подвергается отравлению, теряет сознание; свыше 3 % (40 г/м³) происходит молниеносное отравление (2–3 вдоха) – быстрая потеря сознания и смерть.

С повышением температуры окружающего воздуха сила токсического воздействия бензина резко повышается. При воздействии на кожу бензин обезжиривает ее и может вызвать кожные заболевания (дерматиты и экземы). Бензин не накапливается в организме, но ядовитые вещества, растворенные в нем (тетраэтилсвинец), остаются в организме [26].

5.2.1.2 Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрам воздушной среды, а также с повышенным уровнем и другими неблагоприятными характеристиками шума

К проведению работ привлекаются рабочие, достигшие 18-летнего возраста и прошедшие медосмотр, инструктаж по технике безопасности при проведении работ и изучившие технологию работ.

По санитарно-гигиенической характеристике работы по модернизации относятся к группе Ів – процессы, вызывающие загрязнение веществами ІІІ-го и ІV-го классов опасности тела и спецодежды, удаляемое с применением специальных моющих средств.

В зависимости от санитарно-гигиенической характеристики выполняемых работ, климатического региона (пояса) обеспечиваем персонал специальной одеждой, специальной обувью и средствами индивидуальной защиты по Типовым нормам.

При разработке внутрисменного режима работы на период рабочей смены ориентируются на допустимую степень охлаждения работающих, регламентируемую временем непрерывного пребывания на холоде и временем обогрева;

Пребывание рабочих внутри резервуара для выполнения доводочных работ допускается только при достижении условий обитания, указанных выше, и при наличии вытяжной вентиляции. ПДК паров в воздухе рабочей зоны не должна превышать:

1. углеводороды – 0,3 г/м³;
2. бензин – 0,1 г/м³;
3. ТЭС – 0,005 г/м³ [26].

В целях нормализации теплового состояния при выполнении работ в холодный период года температура воздуха в местах обогрева поддерживается на уровне 21–25 °С. Помещение оборудовано устройствами для обогрева кистей и стоп, температура которых в диапазоне 35–40 °С.

Допустим, что в результате рационализации рабочих мест условия труда на участке улучшились. Однако на отдельных рабочих местах содержание аэрозоля (вещества IV-го класса опасности) все еще превышает ПДК до пяти раз. Не удалось также снизить до установленных норм производственный шум, и он превышает ПДУ до 80 дБА. Температура воздуха на этих рабочих местах сохраняется на уровне 27 °С. В условиях повышенного содержания аэрозоля и повышенной температуры воздуха рабочие находятся 460 мин, или 96 % смены (остальные 4 % рабочего времени рабочие отдыхают в комнате отдыха с допустимыми параметрами микроклимата); в условиях повышенного уровня шума рабочие находятся

360 мин, или 75 % продолжительности смены (остальное время установки, генерирующие шум, не работают).

Рассчитаем размер доплат за вредные условия труда.

Устанавливаем баллы, соответствующие вредным факторам, согласно Гигиенической классификации труда:

по аэрозолю – 2 балла;

по шуму – 2 балла;

по микроклимату – 1 балл.

Определяем фактическое состояние условий труда на рабочих местах по вредным факторам с учетом гигиенической классификации труда и времени работы в указанных выше условиях в течение рабочей смены (480 мин):

$$X_{\text{ФАКТ}} (\text{аэрозоль}) = 2 \text{ балла} \cdot (460 \text{ мин}/480 \text{ мин}) \approx 2 \text{ балла}; \quad (29)$$

$$X_{\text{ФАКТ}} (\text{шум}) = 2 \text{ балла} \cdot (360 \text{ мин}/480 \text{ мин}) = 1,5 \text{ балла}; \quad (30)$$

$$X_{\text{ФАКТ}} (\text{микроклимат}) = 1 \text{ балл} \cdot (460 \text{ мин}/480 \text{ мин}) \approx 1 \text{ балл}. \quad (31)$$

В случае превышения норматива в 80 дБ применяются СИЗ – наушники и противозумные вкладыши, которые должны соответствовать ГОСТ 12.4.275-2014 [28]

Условия труда для определения конкретных размеров доплат оцениваем по сумме значений $X_{\text{ФАКТ}}$:

$$\Sigma X_{\text{ФАКТ}} = 2 + 1,5 + 1 = 4,5 \text{ балла}. \quad (32)$$

В таблице 11 представлены доплаты к тарифной ставке (окладу). Размер доплаты составит 12 % тарифной ставки.

Таблица 11 – Размеры доплат к тарифной ставке (окладу)

На работах	X _{ФАКТ} , баллы	Размеры доплат к тарифной ставке (окладу), %
С тяжелыми и вредными условиями труда	До 2	4
	2,1–4,0	8
	4,1–6,0	12
С особо тяжелыми и особо вредными условиями труда	6,1–8,0	16
	8,1–10,0	20
	Более 10,0	24

5.2.2 Анализ опасных производственных факторов

5.2.2.1 Производственные факторы, связанные с электрическим током

В результате поражения током могут наблюдаться нарушения деятельности сердечно-сосудистой системы, дыхания, нервной системы, электроожоги. Возможен летальный исход.

Для защиты от поражения электрическим током основным средством является изоляция проводников. Также согласно ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [29], как техническое средство, применяемое дополнительно, используется защитное заземление. Площадки должна иметь заземляющий проводник «на землю». Все заземления должны иметь сопротивление, рассчитанное согласно ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ [30], маркироваться специальным знаком согласно ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ [29].

5.2.2.2 Опасные факторы, связанные с физической природой действия, обусловленные свойствами этих химических веществ воспламеняться, гореть, тлеть, взрываться

Сварщик подвергается опасности поражения электрическим током, воздействия высоких температур и выбросов капель расплавленного металла и искр, значительных концентраций сварочных аэрозолей и газов, шума, вибрации, опасности ушибов и порезов рук о кромки свариваемых деталей, которые могут стать причиной травм и профессиональных заболеваний.

При ручной дуговой сварке ультрафиолетовые лучи могут вызвать профессиональное заболевание глаз (электроофтальмию), инфракрасная радиация может привести к помутнению хрусталика глаза, длительное воздействие сварочного аэрозоля, содержащего окислы марганца, хрома, ванадия, цинка, свинца, фтористые соединения и др., может привести к пневмокониозу.

Сварщики, не сдавшие испытания по сварочным работам и не прошедшие проверку знаний по охране труда, пожарной безопасности, к выполнению сварочных работ не допускаются.

Сварщики подвергаются предварительному и периодическим медицинским осмотрам (один раз в год при работе в закрытых пространствах и один раз в 2 года – при работе на открытых площадках и участках цеха).

Сварщик должен быть защищен от воздействия лучей сварочной дуги, аэрозоля и газов, от поражения электрическим током, выплесков расплавленного металла, брызг, искр, от ожогов рук, тела при соприкосновении с расплавленным металлом в зоне сварного шва и др. как средствами коллективной, так и индивидуальной защиты [28].

Спецодежда – защитный костюм из брезентовой парусины с огнестойкой пропиткой с накладками из кожевенного сплика и тентового материала удовлетворяют требованиям прочности, огнестойкости, воздухопроницаемости, неэлектропроводности.

Рукавицы из кожевенногосплика с огнестойким покрытием пригодны как по срокам носки, так и по качеству – прочные, достаточно эластичные, не прожигаются при попадании искр, не изменяют своих свойств при температуре до -25 °С. Рукавицы могут быть однопальными с короткими или длинными крагами, обычными или утепленными.

Специальная обувь обеспечивает защиту ног сварщика от ожогов и травм. Ботинки с носками, облицованными металлическими пластинками, и с боковой застежкой исключают попадание искр и капель расплавленного металла и обеспечивают необходимую защиту ног от механических травм.

При повышенной опасности поражения электрическим током сварщики обеспечиваются диэлектрическими перчатками, галошами, резиновыми ковриками.

Для защиты органов дыхания сварщика при незначительных концентрациях газов и аэрозоля могут применяться противопылевые респираторы ШБ-1, «Лепесток», «Астра-2»; при высоких концентрациях газов и аэрозоля – используют шланговые противогазы с принудительной подачей воздуха, системы принудительной подачи воздуха под маску электросварщика.

Для защиты глаз и лица сварщика применяются специальные щитки и

маски со смотровым окном, размер которого не должен уменьшать угол зрения сварщика, оборудованным светофильтром, соответствующим конкретным условиям излучения сварочной дуги.

5.2.2.3 Действие силы тяжести, которое может вызвать падение работающего с высоты

К работам на высоте относятся работы, при выполнении которых работник находится выше 1 м от пола, перекрытия, рабочего настила и для их производства должны устраиваться леса и подмости. К работам на высоте до 5 м допускаются работники без специальной подготовки, но прошедшие медицинское освидетельствование на годность к работе на высоте.

К верхолазным работам относятся работы, при выполнении которых работник находится на высоте более 5 м от пола, перекрытия, рабочего настила. К верхолазным работам допускаются работники не моложе 18 лет и не старше 60 лет, прошедшие медицинское освидетельствование на годность к верхолазным работам, имеющие квалификацию монтажника не ниже 3-го разряда, обученные правилам безопасного выполнения верхолазных работ, имеющие необходимую тренировку и практические навыки их выполнения, прошедшие перед началом каждой работы специальный инструктаж на рабочем месте, имеющие соответствующее удостоверение о допуске к верхолазным работам.

Работы на высоте и верхолазные работы выполняют по плану производства работ (ППР) с обязательным проведением инструктажа на рабочем месте с разъяснением:

1. приемов безопасной работы на высоте;
2. порядка подхода к рабочему месту;
3. состояния рабочего места;
4. характера и безопасных методов выполнения предстоящей работы;
5. порядка пользования предохранительными приспособлениями;
6. порядка и места установки грузоподъемных средств и т. д.;

7. мер предупреждения падения с высоты, способов безопасного перехода с одного рабочего места на другое;

8. мероприятий по обеспечению безопасности при установке в проектное положение или снятии конструкций, узлов, деталей и т. д.;

Газоопасные работы выполняют со страхующими – не менее 2 человек. Как представлено на рисунке 10, которые должны находиться вне резервуара, держать один конец страховочной веревки, а другой конец – к спасательному поясу сварщика.

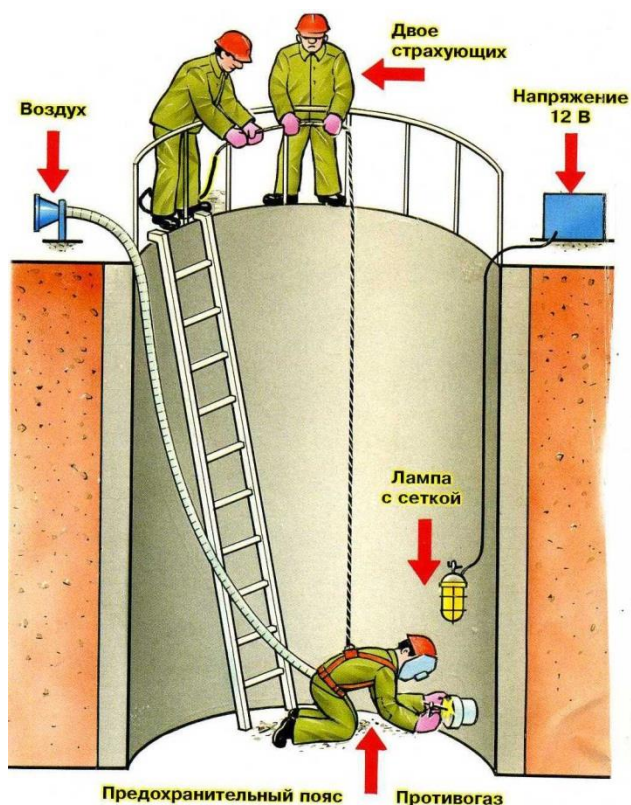


Рисунок 10 - Обеспечение безопасности при проведении газоопасных работ внутри резервуара

Работник, производящий работу на высоте, не должен допускать падения инструмента или материалов с места производства работ. При наличии под местом производства работ оборудования и людей и при отсутствии сплошного настила ниже места работ устанавливают предохранительные перекрытия. При работе на решетчатых площадках для предотвращения падения с них инструмента и материалов устраивают плотный дощатый настил.

Площадки передвижных платформ и вышек должны быть рассчитаны на работу не менее 2 чел. и иметь перила высотой не менее 1 м и бортовую доску высотой 150 мм. Все основные элементы лесов, площадок и подмостей должны быть рассчитаны на равномерно распределенную нагрузку 2000–2500 Н/см², а горизонтальные элементы должны быть проверены еще на сосредоточенную нагрузку в 1300 Н. Допускать перегрузку подмостей и лесов не разрешается, должны быть вывешены плакаты со схемами допустимых нагрузок.

Подвесные люльки разрешается применять только после их испытания статической нагрузкой, превышающей расчетную на 50 %, а также динамической нагрузкой, превышающей расчетную на 10 %.

5.3 Экологическая безопасность при разработке проектного решения

При производстве работ по модернизации образуется ветошь замасленная со следующим составом (%): тряпье – 73; масло – 12; влага – 15.

Расчет массы этого вида отходов производится по удельному нормативу образования по формуле

$$M_{\text{ВЕТМОД}} = C_{\text{СМ}} \cdot N_{\text{ВЕТМОД}} \cdot n_{\text{МОД}} \cdot 10^{-6}, \text{ т/год}, \quad (33)$$

где $C_{\text{СМ}}$ – число смен в году;

$N_{\text{ВЕТ.МОД}}$ – удельный норматив образования ветоши при модернизации на одного слесаря-ремонтника,

$N_{\text{ВЕТ.МОД}} = 100 \text{ г/(смену чел)}$; $n_{\text{МОД}}$ – число слесарей-ремонтников, чел.

Класс опасности – IV (малоопасный), степень негативного воздействия отходов на окружающую природную среду – низкая.

Промасленная ветошь представляет пожарную опасность. Для временного размещения предусматриваем специальную емкость. По мере накопления промасленная ветошь сжигается или вывозится на термическое обезвреживание.

Огарки сварочных электродов представляют собой остатки электродов после использования их при сварочных работах в процессе ремонта

оборудования. Состав (%): железо – 96,0–97,0; обмазка (типа $Ti(CO_3)_2$) – 2,0–3,0; прочие – 1,0.

Расход сварочных электродов за год составил: УОНИ 13/55 – 80 кг; Св-0,7ГС – 62 кг. Итого фактический расход электродов $M_{OCT} = 142$ кг/год.

Нормативное количество образующихся огарков сварочных электродов.

$$N = M_{OCT} \cdot \alpha = 142 \cdot 0,15 = 21,3 \text{ кг/год} \quad (34)$$

где α – остаток электрода, принимаем $\alpha = 15$ % от массы электрода.

Класс опасности – IV (малоопасный), степень негативного воздействия отходов на окружающую среду – низкая.

Расчёт показателя опасности нефтешламов от зачистки резервуаров сведён в таблице 12.

Таблица 12 – Показатели опасности компонентов нефтешламов

Компонент отхода	Концентрация компонента отхода С, мг/кг	Относительный параметр опасности компонента отхода X_i	Коэффициент степени опасности компонента отхода W_i	Показатель степени опасности компонента отхода K_i
нефтепродукты	10^6	2,85	2928,645	324,381
хлорид натрия	30000	2,2	398,1072	75,36
сульфат натрия	20000	2	215,4435	92.83

Места производства работ оснащены передвижным оборудованием – мусоросборниками для сбора отходов и мусора и ёмкостями для сбора отработанных ГСМ.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения

При нахождении на ЦПС могут возникнуть различные ЧС как природного, так и техногенного характера. К возможным природным ЧС относятся наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, метели, снежные заносы. К ЧС техногенного характера относятся разливы нефти в результате разгерметизации оборудования, взрывы и пожары.

Все виды сварки пожароопасны не только вследствие разлетающихся раскаленных металлических частиц, но и по причине неисправности сварочного оборудования.

Наибольшую пожарную опасность представляет электросварка открытой дугой, сварка в среде углекислого газа плавящимся электродом. Особенно пожароопасна сварка в среде углекислого газа при малой плотности тока сильным разбрызгиванием металла из сварочной ванны, что свойственно также контактной, электрошлаковой и другим видам сварки.

В случаях, когда сопротивление обратного провода оказывается выше сопротивления других обходных путей, протекающие по ним токи могут приводить к искрению и нагреву мест со значительным переходным сопротивлением, что может вызвать воспламенение горючих материалов.

Возгорание может происходить при электросварочных работах в плохо защищенных от пожара помещениях, вблизи легковоспламеняющихся материалов и веществ. При сварке емкостей из-под жидкого топлива (бензобаки, цистерны, бочки, канистры и т. п.) без надлежащей их перед сваркой промывки, пропаривания, проветривания, продувки и при нарушении требований обеспечения безопасности при сварке таких емкостей может произойти взрыв.

Перед проведением сварочных работ принимают меры обеспечения пожарной безопасности: легковоспламеняющиеся материалы должны быть удалены из опасной зоны, легковоспламеняющиеся конструкции зданий, сооружений, объектов сварки защищены от возгорания.

К проведению сварочных работ работники в спецодежде и рукавицах со следами масел, жиров, бензина, керосина и других горючих жидкостей допускаться не должны.

Запрещается сварка свежеокрашенных конструкций до полного высыхания краски, аппаратов и коммуникаций, находящихся под напряжением, заполненных горючими, токсичными материалами, негорючими жидкостями, газами, парами, находящимися под давлением.

Сварочные работы вне цеха могут проводиться только по согласованию с пожарной охраной с определением и выполнением мер пожарной безопасности.

При выполнении сварочных работ на открытых участках рабочее место сварщика ограждается со всех сторон щитами или ширмами. С наружной стороны такие ограждения обозначены сигнальными цветами и знаками безопасности и надписями крупными буквами «Осторожно, идет сварка!» [27].

Выводы по разделу

В ходе выполнения раздела «Социальная ответственность» были рассмотрены некоторые правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. Проанализированы потенциальные опасные и вредные производственные факторы которые могут возникнуть при очистке и строительстве РВС. Рассмотрена защита окружающей среды от загрязнения и безопасность в чрезвычайных ситуациях.

При очистке и строительстве РВС, а также других работ, необходимо комплексно подходить к минимизации влияния опасных и вредных производственных факторов на работников, так как причины их возникновения тесно взаимосвязаны, взаимное влияние факторов усиливает каждый из них. Тот же вывод справедлив и для обеспечения экологической безопасности и безопасности при ЧС.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В дипломной работе произведен анализ по разгрузке ЦПС X нефтегазоконденсатного месторождения. Предложена реконструкция резервуарного парка с увеличением количества резервуаров с 5 РВС – 10000 до 7 РВС - 10000.

В технологической части предложен анализ предмета исследования - принципиальная схема ЦПС ВМЛУ [Приложение Б] с движением газодонефтяной смеси по системе подготовки нефти на промысле с описанием объекта исследования - X-Мессояхское месторождение.

Изучены публикации по тематике, связанной с основными технологиями подготовки нефти, с которыми сталкиваются специалисты по подготовке нефти на X месторождении. По последним сведениям рассмотрены основные технологические оборудования и химические реагенты для успешной подготовки сырой нефти к товарным критериям.

Для решения цели по формированию предложения способа по разгрузке центрального пункта сбора решена задача, сформулированная в главе 2.6, по качеству подготовки технологической воды к закачке в пласт по системе ППД. Как итог срок окупаемости от внедрения двух дополнительных резервуаров РВС-9 и РВС-10 составляет 9 лет, средняя окупаемость после достижения этого времени составляет около 24 млн. рублей в год на момент подсчета в 2022 году.

Список используемых источников

1. ГОСТ Р 51858. Нефть. Общие технические условия. Дата введения: 2002-07-01. – Текст : электронный // Москва. ИПК «Издательство стандартов» - 2002
2. eLIBRARY.RU : научная электронная библиотека : сайт. – Москва, 2000 – . – URL: <https://elibrary.ru> (дата обращения: 23.05.2022). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. – Текст : электронный.
3. Куприевский А.О. Эффективность применения деэмульгаторов при промышленной подготовке нефти.: Куприевский А.А., Гордиевский А.В., Леонтьев С.А. – Н.; 2020. – 18 с.
4. Мухамадуллина А.М. Механизм процессов образования, стабилизации и разрушения нефтяных эмульсий: Матер. 67-й науч.-техн. конф. студентов, аспирантов и молодых ученых: Мухамадуллина А.М., Абызгильдина С.Ш. – У.; Изд-во: УГНТУ, 2016. - 272 с.
5. Wikiwand.com: [сайт] – URL: <https://www.wikiwand.com/> (дата обращения: 23.05.2022). Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. – Текст : электронный.
6. Серебренникова О. В. Генезис нефтей месторождения Белый Тигр (Вьетнам) по данным о составе насыщенных ациклических углеводородов: Серебренникова О. В., Ву Ван Хай., Савиных Ю. В., Красноярова Н. А. – Т.; Изд-во: ИзвестияТПУ , 2012. - № 1. – 25 с.
7. Способ термического обезвоживания нефтесодержащих отходов: патент. Рос. Федерация № 2541546; заявл. 06.08.13; опубл. 20.02.2015, Бюл № 5. – 5 с.
8. Состав для обезвоживания и обессоливания нефтяных эмульсий: патент. Рос. Федерация № 98100986; заявл. 26.01.98; опубл. 11.10.99, Бюл. № 1. – 6 с.

9. Гурвич, Л. М. Многофункциональные композиции ПАВ в технологических операциях нефтедобычи: Гурвич Л. М., Шерстнев. Н. М. - М.; Изд-во: ВНИИОЭНГ, 1994. - 226 с.

10. Состав для обезвоживания и обессоливания нефти: патент. Рос. Федерация № 97109108/04; заявл. 29.05.97; опубл. 27.04.99, Бюл. № 5. – 5 с.

11. Состав для разрушения водонефтяных эмульсий, ингибирующий асфальтосмолопарафиновые: патент. Рос. Федерация № 2485160; заявл. 07.02.97; опубл. 27.02.99, Бюл. № 2. – 5 с.

12. Халилова, Г.А. Методы борьбы с нефтяными эмульсиями при добыче нефти/ Халилова, Г.А. Яркеева Н.Р. – Текст : электронный //– 2019. – С. 28-31. – URL: <http://ntj-oil.ru/files/ntj/2019/5/ntj-5-2019-p28-32.pdf> (дата обращения: 23.05.2022).

13. Алекперова, Е.А. Повышение эффективности подготовки нефти в условиях ЦППН ОАО «Газпромнефть-Муравленко», Новые технологии – нефтегазовому региону [Текст]: материалы Всероссийской с международным участием научно-практической конференции. Алекперова Е.А., Ермакова О.В., Тюменский государственный нефтегазовый университет, г. Т. 4; – Тюмень: ТюмГНГУ, 2015. - 216 с. ISBN 978-5-9961-0496-3 – URL: <https://www.tyuiu.ru/wp-content/uploads/2015/08/Том-41.pdf> (дата обращения: 23.05.2022).

14. Тарасов, М.Ю. Промысловые исследования обезвоживания нефти в нефтегазоводоразделителях с подогревом продукции - Тарасов, М.Ю. А.Б. Зырянов, А.А. Зобнин, И.А. Ташбулатов, М.Ю. – URL: <https://www.gtng.ru/upload/iblock/21f/096-098%20Tarasov.pdf> стр. 98. (дата обращения: 23.05.2022).

15. Торговая площадка «B2B-energo» – Текст : электронный // URL: <https://www.b2b-energo.ru/market/deemulgatory/tender-536452/?action=positions> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный.

16. vseonefti.ru: сайт. – Москва, 2022 – . – URL: <https://vseonefti.ru/> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

17. НИПИ ОНГМ: электронный справочник [обеспечение всех типов образовательных учреждений нормативными, методическими, научнопрактическими материалами]. – URL: <http://nipi-ongm.ru> (дата обращения: 23.05.2022). – Режим доступа: для зарегистрир. пользователей. – Текст : электронный.

18. tehnongv.ru: сайт. – Саратов, 2022 - . - URL: <http://tehnongv.ru/product/trubchat4/> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

19. studbooks.net: сайт., 2022 - . - URL: https://studbooks.net/2431393/informatika/printsip_raboty_peci_tipa (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

20. [mining-enc.ru](http://www.mining-enc.ru): сайт., 2022 - . - URL: <http://www.mining-enc.ru/g/gazovuj-separator/> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

21. [prommz.ru](https://www.prommz.ru): сайт. – Курган, 2022 - . - URL: <https://www.prommz.ru/blog/vidy-separatorov-nefti> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

22. gazovikoil.ru: сайт. – Саратов, 2022 - . - URL: <https://gazovikoil.ru/> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

23. [youtube.com](https://www.youtube.com): сайт., 2022 - . - URL: <https://www.youtube.com/watch?v=6-W5dvhFu2g> (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Видеоматериал : электронный.

24. ozna.ru: сайт, 2022 - . - URL: https://ozna.ru/razdel-resheniy/?ELEMENT_ID=67 (дата обращения: 24.05.2022). – Режим доступа: свободный. – Текст : электронный.

25. ГОСТ 12.0.003 «ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы.- Введен 01.01.1976.- Москва: Государственного комитета стандартов Совета Министров СССР,1974.

26. ГОСТ 12.1.005 Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны .- Введен 29.09.1988.-Москва: Министерством здравоохранения СССР,1998.

27. ГОСТ 12.4.026 ССБТ. Цвета сигнальные, знаки безопасности и разметка сигнальная. Назначение и правила применения. Общие технические требования и характеристики. Методы испытаний».- Введен 01.01.1989.- Москва: Министерством здравоохранения СССР,1989.

28. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация. ». - Введен 27.10.1989.-Москва: Государственным комитетом СССР по стандартам, Всесоюзным Центральным Советом Профессиональных Союзов, 1989.

29. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.

30. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.

Приложение А

Таблица удельных расходов химических реагентов

ВРЕМЯ	Удельный расход реагента			
	Дезэмульгатор	Ингибитор соли		Ингибитор коррозии
	Массомер	ППД	ВГ	
	г/тн	г/м3	г/м3	г/тн
02 ⁰⁰	51	19	13	12
4 ⁰⁰	52	19	13	18
6 ⁰⁰	51	19	12	19
8 ⁰⁰	52	19	13	16
10 ⁰⁰	51	19	13	15
12 ⁰⁰	52	18	13	17
14 ⁰⁰	52	18	13	15
16 ⁰⁰	51	19	13	14
18 ⁰⁰	52	19	13	15
20 ⁰⁰	51	19	13	10
22 ⁰⁰	52	19	13	19
24 ⁰⁰	51	19	13	14
02 ⁰⁰	52	19	13	15
	51	19	13	16

Рисунок А.1 – Расход дезэмульгатора, ингибиторы коррозии и солеотложения

Приложение Б

Изображение принципиальной схемы ЦПС ВМЛУ

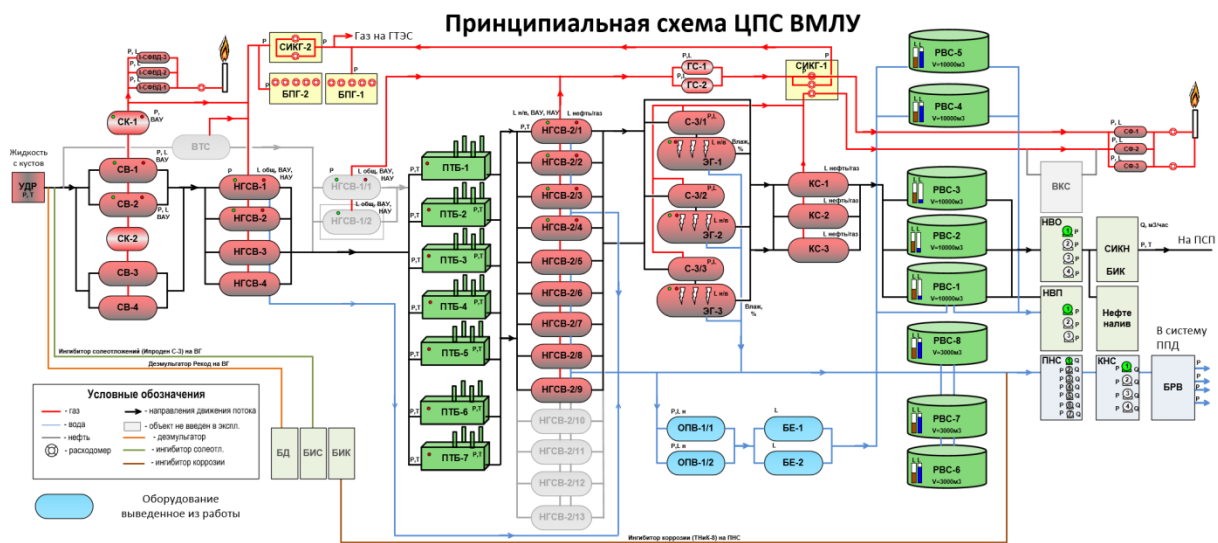


Рисунок Б.1 – Принципиальная схем центрального пункта сбора нефти и газа на X месторождения


Приложение В

Таблица преимуществ и недостатков внутритрубных сепараторов по мнению института ООО «ТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗПРОЕКТ»

Сравнение параметров Вариантов строительства

Вариант -1 - Площадка входных сепараторов (три этапа строительства).
 Вариант-2 - Площадка устройства предварительного отбора газа на базе внутритрубных сепараторов

Параметр	Ед. изм.	Вариант 1	Вариант 2
Тип оборудования	-	Сепаратор входной по типу 911-И.00-000; в ТИ, с ЭО нижней части;	Внутритрубные устройства предварительного отбора газа
Количество единиц оборудования	Ед.	6	2
Масса единицы оборудования	т	21,8	До 10,0
Производительность единицы оборудования по жидкости, (газу)	м ³ /ч	416,67 (416 670)	1288,0 (119822)
Количество запорной арматуры для единицы оборудования	шт.	6+3с электроприводом	1+1с электроприводом
Необходимость предохранительной арматуры	—	1 блок СППК	не требуется
Количество регуливающей арматуры	шт.	1- на все аппараты	1- на ед.
Система КИПиА на единице оборудования		Предусмотрена. Контроль по 10 параметрам	Требуется. Контроль по 3 параметрам
Размеры площадки строительства	м х м	25 х 62	15 х 22
Предварительная стоимость строительства с НДС в ценах 4 кв.2020 г	млн. р	534,348	144,378
Преимущества	-	Стандартные методы расчета, широко отработанная практика применения	Простота обслуживания, относительно низкие капитальные затраты
Недостатки	-	Высокие капитальные затраты, относительно сложная система управления	Недостаточность стандартных методов расчета. Заявленные производителем гарантии отделения газа окончательно определятся только после запуска оборудования в эксплуатацию


 ООО «ТЮМЕНЬНЕФТЕГАЗПРОЕКТ»

6

Рисунок В.1 – Сравнение параметров вариантов строительства дополнительного оборудования на УПСГ X месторождения

Приложение Г

Обзорная карта района работ X месторождения

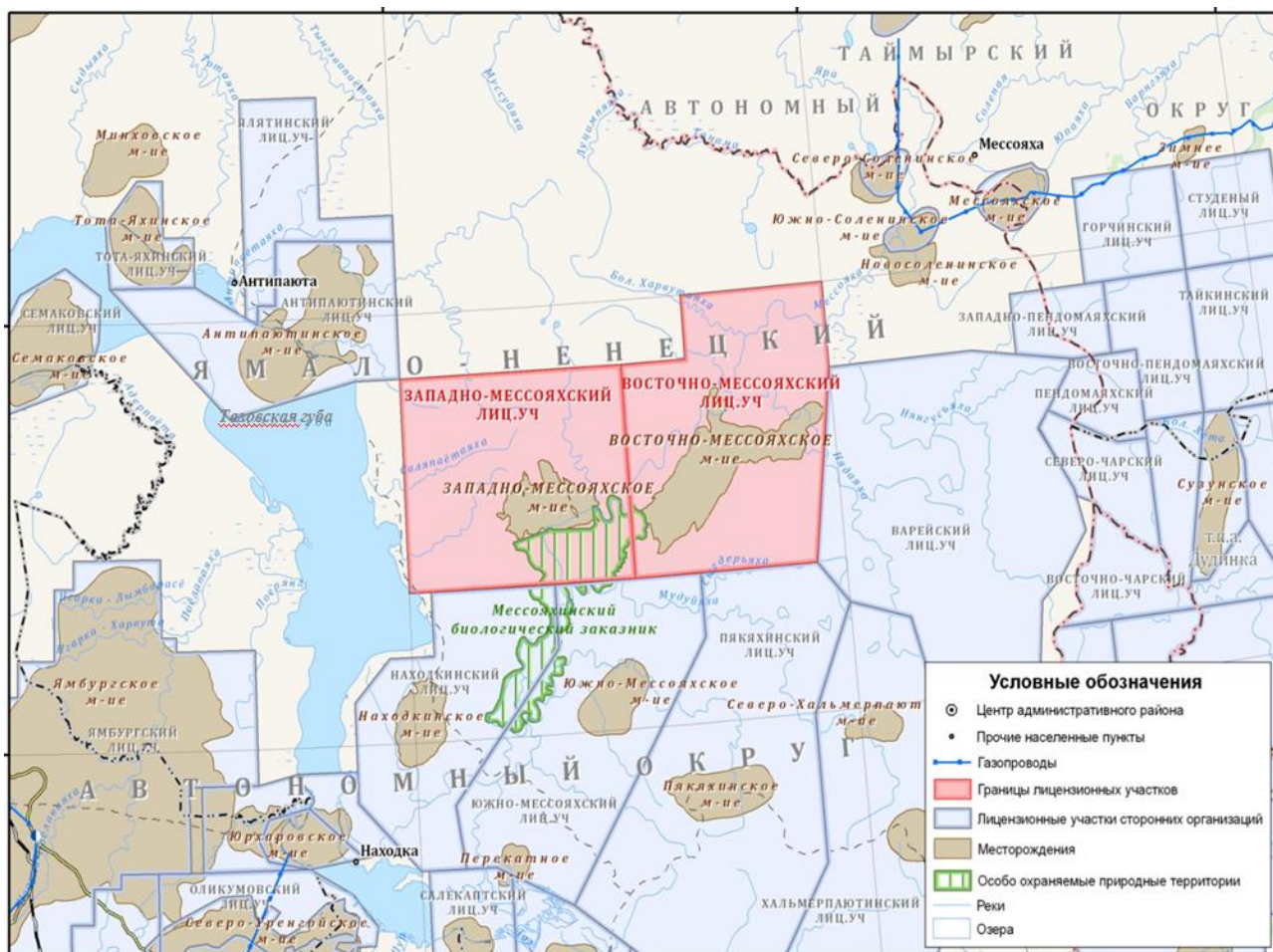


Рисунок Г.1 - Схема расположения и инфраструктура района X месторождения

Приложение Д

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов X

месторождения

Параметры	Пласт ПК ₁₋₃																				
	Блок скв. № 10	Блок скв. № 49, 85, 127, 148	Блок скв. № 121, 123	Блок скв. № 58	Блок скв. № 418	Блок скв. № 2	Блок скв. № 57	Блок скв. № 112	Блок скв. № 42	Блок скв. № 42 север	Блок скв. № 1В	Блок скв. № 41, 50, 61	Блок скв. № 115	Блок скв. № 33, 132	Блок скв. № 35, 52	Блок скв. № 95	Блок скв. № 65	Блок скв. № 60	Блок скв. № 36	Блок скв. № 36 юг	По пласту в целом
Средняя а.о. залегания кровли (а.о.), м	813	756	756	782	775	782	782	782	767	767	773	792	785	799	790	778	851	778	768	758	789
А.о. в своде, м	797	697	697	750	752	750	750	750	730	730	730	754	774	755	757	752	840	722	71	732	753
Тип залежи	Массивная, тектонически заправленная																				
Тип коллектора	Поровый, терригенный																				
Геологические запасы нефти, тыс. т	16333	138181	157443	61457	17967	9077	2391	57381	99858	3777	11244	23389	8260	75881	29433	13796	33844	42412	3519	864	806507
Геологические запасы газа, млн м ³	-	5732	4263	-	934	-	-	3258	-	-	1072	-	442	2031	1543	-	3828	497	-	-	23600
Площадь нефтеносности, тыс. м ²	13828	40733	25325	8405	2801	8776	1333	11468	41668	4622	1712	11726	2660	27829	13970	12193	30196	11127	875	1213	272460
Площадь газоносности, тыс. м ²	-	22463	19834	-	2799	-	-	10475	-	-	-	6299	-	6897	8069	9048	-	10844	829	-	97557
Средняя общая толщина, м	105	117,6	122,2	110,4	130,9	112,7	121,8	103,2	99,7	82,7	96,8	91,6	85,1	101,8	111,9	106,9	102,2	108,2	117,6	87,4	109,9
Средняя эффективная толщина, м	32,9	75,7	82,4	56,8	96,6	82,7	93,2	72,5	68,5	45,9	60,4	59,5	50,6	62,7	81,7	58,5	60,8	50,5	67,8	59,8	73,7
Средняя эфф. нефтенасыщенная тол., м	7,9	19,8	32,4	34,3	29,2	8	11,7	22,4	14,6	5,7	38,1	11,6	19,7	22,2	11	8,5	7,2	21,6	20,6	4,2	16,8
Средняя эфф. газоносная тол., м	-	14,2	12,4	-	15,7	-	-	15	-	-	-	9,6	-	4,2	10,7	11,1	-	21,5	32,7	-	13,3
Коэффициент пористости, доли ед.	0,29	0,29	0,30	0,31	0,32	0,27	0,28	0,32	0,30	0,28	0,29	0,30	0,30	0,29	0,32	0,27	0,29	0,30	0,31	0,29	0,29
Коэф. нефтенасыщенности, доли ед.	0,57	0,65	0,69	0,76	0,76	0,53	0,6	0,76	0,59	0,56	0,65	0,62	0,58	0,61	0,66	0,54	0,57	0,64	0,70	0,64	0,64
Коэф. газоносности, доли ед.	-	0,67	0,67	-	0,79	-	-	0,75	-	-	-	0,65	-	0,64	0,74	0,6	-	0,62	0,73	-	0,67
Проницаемость, 10 ⁻³ мкм ²	186,1	149,3	201,1	263,8	389,8	79,5	291,0	381,9	250,8	109,4	157,6	308,9	508,4	236,0	696,7	103,5	208,7	705,1	603,1	161,2	384,9
Коэффициент песчаности, доли ед.	0,72	0,65	0,67	0,51	0,74	0,73	0,77	0,7	0,67	0,6	0,61	0,65	0,59	0,62	0,73	0,55	0,61	0,47	0,58	0,65	0,66
Расчлененность	11	27	36	20	29	34	19	34	31	19	54	17	31	22	21	30	23	17	33	27	31
Начальная пластовая температура, °С	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16	16
Начальное пластовое давление, МПа	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8	7,8
Вязкость нефти в дд условиях, мПа·с	121,4	111,1	111,1	121,4	111,1	121,4	121,4	111,1	121,4	121,4	121,4	111,1	121,4	111,1	111,1	111,1	121,4	111,1	111,1	121,4	111,1 - 121,4
Плотность нефти в дд условиях, г/м ³	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921	0,921
Плотность нефти в пов условиях, г/м ³	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945	0,945
Абсолютная отметка ГНК, м	-	773	752	-	763,0	-	-	775,1	-	-	-	805,0	-	799,1	796,3	804,0	-	804,0	771,4	-	771-805
Абсолютная отметка ВНК, м	828,0	816,4+1,0	811,7	810,1	810,0	813,0	826,8	811,6	803,0	817,4	815,1	830,6	852,0	842,8	817,4	821,5	862,1	833,8	810,0	842,8	803,3-862,1
Объемный коэф. нефти, доли ед.	1,034	1,045	1,045	1,034	1,045	1,034	1,034	1,045	1,034	1,034	1,034	1,045	1,034	1,045	1,045	1,045	1,034	1,045	1,045	1,034	1,034 - 1,045
Содержание серы в нефти, %	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28	0,28
Содержание парафина в нефти, %	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42	0,42
Давление нас. нефти газом, МПа	5,6	7,8	7,8	5,6	7,8	5,6	5,6	7,8	5,6	5,6	5,6	7,8	5,6	7,8	7,8	7,8	5,6	7,8	7,8	5,6	5,6 - 7,8
Газосодержание, м ³ /т	20,4	29,0	29,0	20,4	29,0	20,4	20,4	29,0	20,4	20,4	20,4	29,0	20,4	29,0	29,0	29,0	20,4	29,0	29,0	20,4	20,4 - 29,0
Содержание сероводорода, %	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.	нобн.
Вязкость воды в дд условиях, мПа·с	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11	1,11
Плотность воды в пов условиях, г/м ³	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011	1,011
Сжимаемость, 1/МПа × 10 ⁻⁴																					
нефти	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02	6,02
воды	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1	5,1
скелета, ГПа × 10 ⁻⁴	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102	0,102
пор, ГПа × 10 ⁻¹	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293	0,293
Коэффициент вытеснения, доли ед.	0,419	0,463	0,476	0,477	0,528	0,368	0,442	0,506	0,445	0,402	0,500	0,445	0,397	0,461	0,497	0,376	0,412	0,480	0,520	0,477	0,461

Рисунок Д.1 – Таблица основных геолого-физических характеристик продуктивных пластов ПК₁₋₃

Приложение Е

Геологический разрез I - I

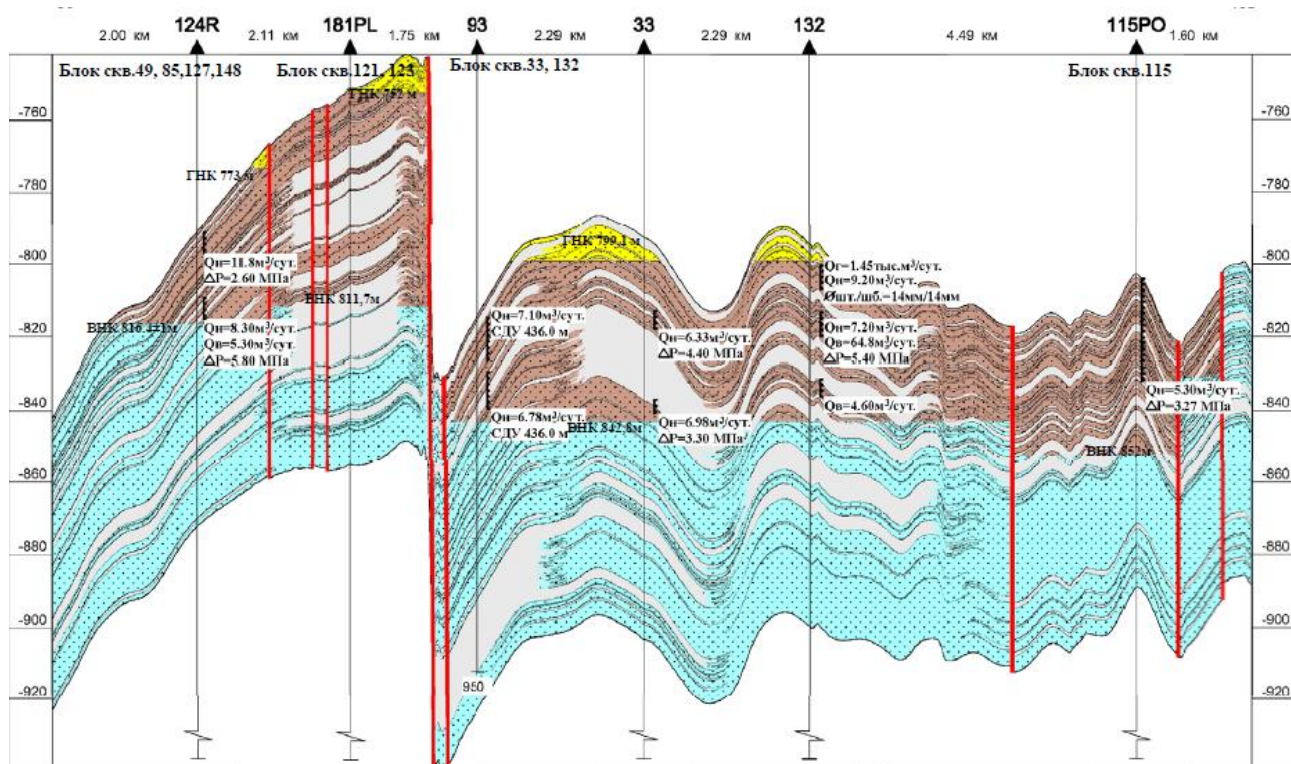


Рисунок Е.1 – Геологический разрез продуктивных пластов ПК₁₋₃

Приложение Ж
Интегральный контур X месторождения
в пределах лицензионных участков
СЛХ 14924 НР и СЛХ 14925 НР

масштаб 1:350 000

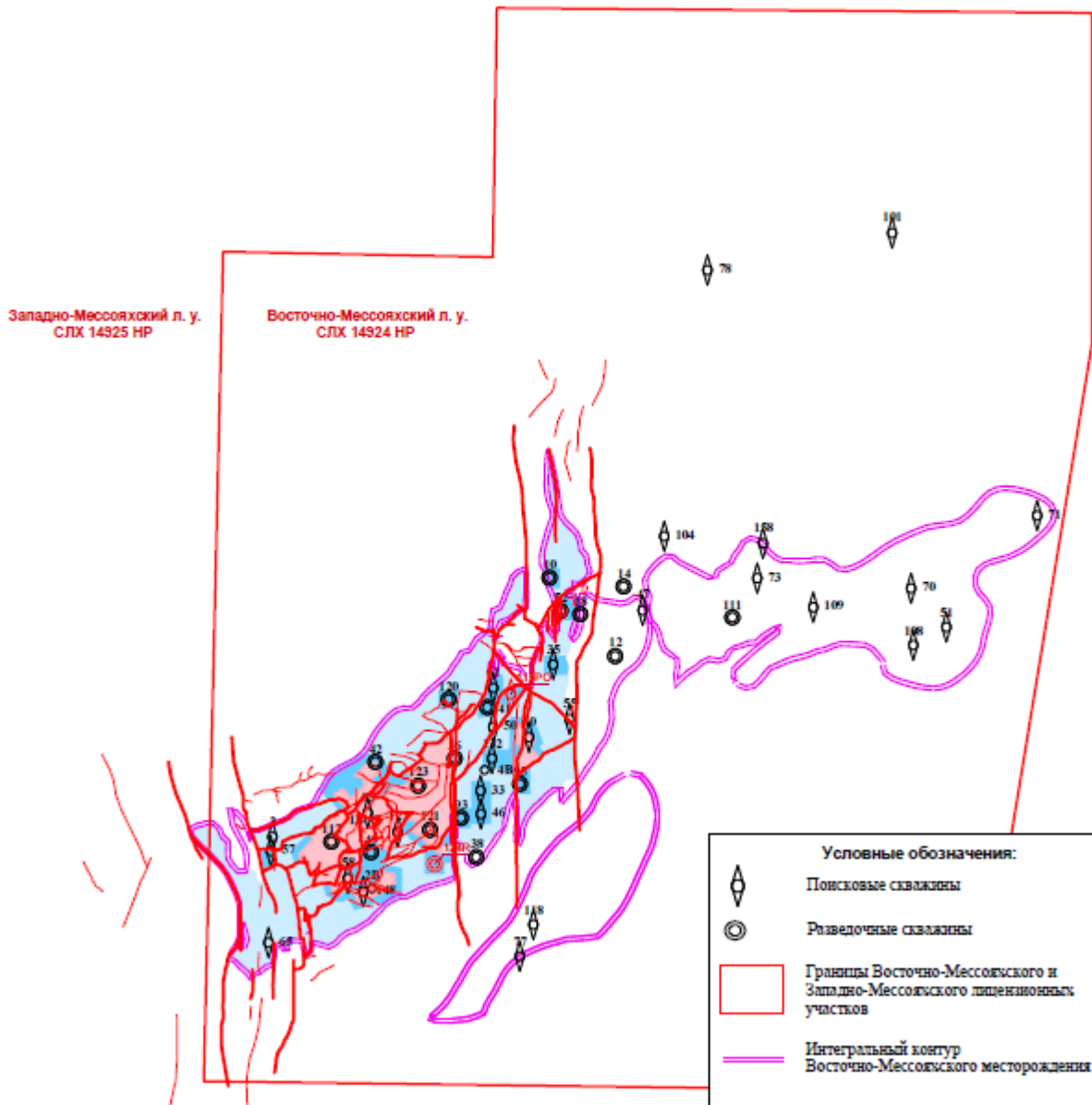


Рисунок Ж.1 – Поисковые и разведочные скважины X лицензионного участка

Приложение И

Результаты исследований скважин объекта ПК1-3

Наименование	Количество		Интервал изменения	Среднее значение по пласту
	скважин	измерений		
пласт ПК1-3				
Начальное пластовое давление, МПа	67	102	6,8-8,5	7,7
Дебит, м ³ /сут	61	95	0,36-424,3	92,8
Обводненность весовая, %	61	95	0-100	14,2
Продуктивность, 10* м ³ /(сут*МПа)	51	63	0,7-418	52,2
Гидропроводность, 10 ⁻⁹ *м ³ /(секПа)	50	73	0,1-130,2	22,5
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	54	80	2,3-7430	1232,6
разведочные скважины				
Начальное пластовое давление, МПа	13	26	7,0-8,2	7,6
Забойное давление, МПа	5	7	2,9-5,9	5,0
Дебит м ³ /сут	9	17	0,36-69,0	17,2
Обводненность весовая, %	9	17	0-99	22,6
Продуктивность, 10* м ³ /(сут*МПа)	9	11	0,7-67	19,2
Гидропроводность, Д*см/сПа	8	16	0,1-31,1	4,6
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	7	15	2,3-2010	496,2
Скин-фактор	13	25	-6,2/ 18,8	0,1
добывающие скважины				
Начальное пластовое давление, МПа	52	73	6,8-8,5	7,8
Забойное давление, МПа	39	48	2,7-6,0	5,1
Дебит м ³ /сут	52	78	3,0-424,3	109,2
Обводненность весовая, %	52	78	0-100	13,5
Продуктивность, 10* м ³ /(сут*МПа)	42	52	2,1-418	59,9
Гидропроводность, 10 ⁻⁹ *м ³ /(секПа)	40	54	0,1-130,2	27,9
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	45	62	3,7-7430	1599,1
Скин-фактор	39	55	-7,3/ 6,6	-3,6
нагнетательные скважины				
Начальное пластовое давление, МПа	2	3	7,5-7,8	7,6
Забойное давление, МПа	2	3	7,8-9,5	8,8
Приемистость, м ³ /сут	2	3	22-208	89,5
Продуктивность, 10* м ³ /(сут*МПа)	2	3	19,5-181	90,5
Гидропроводность, 10 ⁻⁹ *м ³ /(секПа)	2	3	12,6-82,5	36,5
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	2	3	8-65,3	27,8
Скин-фактор	2	3	-6,5/0	-2,2

Рисунок И.1 – Основные характеристики размерных и безразмерных величин скважин ппаста ПК₁₋₃