

Школа Инженерная школа природных ресурсов
Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Отделение школы Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОРЕНБУРГСКОЙ ОБЛАСТИ

УДК 622.276.56(470.56)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Терпинская Виктория Вячеславовна		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Зятиков Павел Николаевич	д.т.н.		

Результаты освоения образовательной программы

Универсальные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Системное и критическое мышление	УК(У)-1. Способность осуществлять поиск, критический анализ проблемных ситуаций на основе системного подхода, вырабатывать стратегию действий	И.УК(У)-1.1. Анализирует проблемную ситуацию как систему, выявляя ее составляющие и связи между ними
		И. УК(У)-1.2. Определяет пробелы в информации, необходимой для решения проблемной ситуации, и проектирует процессы по их устранению
		И.УК(У)-1.3. Разрабатывает стратегию решения проблемной ситуации на основе системного и других современных междисциплинарных подходов; обосновывает выбор темы исследований на основе анализа явлений и процессов в конкретной области научного знания
		И.УК(У)-1.4. Использует логико-методологический инструментарий для критической оценки современных концепций в своей предметной области
Разработка и реализация проектов	УК(У)-2. Способность управлять проектом на всех этапах его жизненного цикла	И.УК(У)-2.1. Определяет проблему и способ ее решения через реализацию проектного управления
		И.УК(У)-2.2. Разрабатывает концепцию проекта в рамках обозначенной проблемы: формулирует цель, задачи, обосновывает актуальность, значимость, ожидаемые результаты и возможные сферы их применения
		И.УК(У)-2.3. Осуществляет мониторинг за ходом реализации проекта, корректирует отклонения, вносит дополнительные изменения в план реализации проекта
Командная работа и лидерство	УК(У)-3. Способность организовывать и руководить работой команды, вырабатывая командную стратегию для достижения поставленной цели	И. УК(У)-3.1. Планирует и корректирует свою социальную и профессиональную деятельность с учетом интересов, особенностей поведения и мнений людей, с которыми работает и взаимодействует
		И.УК(У)-3.2. Организует дискуссии по заданной теме и обсуждение результатов работы команды
		И.УК(У)-3.3. Планирует командную работу, распределяет поручения и делегирует полномочия членам команды
Коммуникация	УК(У)-4. Способность применять современные коммуникативные технологии, в том числе на иностранном(ых) языке(ах), для академического и профессионального взаимодействия	И.УК(У)-4.1. Решает конкретные задачи профессиональной деятельности на основе академического и профессионального взаимодействия с учетом анализа мнений, предложений, идей отечественных и зарубежных коллег
		И.УК(У)-4.2. Составляет, переводит и редактирует различные академические тексты (рефераты, эссе, обзоры, статьи и т.д.)
		И.УК(У)-4.3. Представляет результаты академической и профессиональной деятельности на различных научных мероприятиях, включая международные

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организывает совещания, деловые беседы, дискуссии по заданной теме; аргументированно и конструктивно отстаивает свою точку зрения, позицию, идею в академических и профессиональных дискуссиях на государственном и иностранном языках
Межкультурное взаимодействие	УК(У)-5. Способность анализировать и учитывать разнообразие культур в процессе межкультурного взаимодействия	И.УК(У)-5.1. Осуществляет профессиональную и социальную деятельность с учетом особенностей поведения и мотивации людей различного социального и культурного происхождения, в том числе особенностей деловой и общей культуры представителей других этносов и конфессий
Самоорганизация и саморазвитие (в том числе здоровье сбережение)	УК(У)-6. Способность определять и реализовывать приоритеты собственной деятельности и способы ее совершенствования на основе самооценки	И.УК(У)-6.1. Анализирует использование рабочего времени в широком спектре деятельности: планирование, распределение, постановка целей, делегирование полномочий, анализ временных затрат, мониторинг, организация, составление списков и расстановка приоритетов
		И.УК(У)-6.2. Сочетает выполнение текущих производственных задач с повышением квалификации; корректирует планы в соответствии с имеющимися ресурсами
		И.УК(У)-6.3. Планирует профессиональную траекторию с учетом особенностей как профессиональной, так и других видов деятельности и требований рынка труда

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач

	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993)	ПК(У) -1. Способен разрабатывать методическое обеспечение для первичной и периодической подготовки и аттестации специалистов в области добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -1. Участвует в разработке методических документов по вопросам проведения геолого-промысловых работ, проектирования, отчетности, подготовки и аттестации в области промышленной безопасности на опасных производственных объектах в процессах добычи углеводородного сырья

		ОТФ G Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения		
Тип задач профессиональной деятельности: технологический				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Организация и руководство работ по добыче углеводородного сырья.	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);	ПК(У) -2. Способен анализировать и обобщать данные о работе технологического оборудования, осуществлять контроль, техническое сопровождение и управление технологическими процессами добычи углеводородного сырья	И.ПК(У) -2.1. Руководит организационно-техническим сопровождением работ по восстановлению работоспособности нефтегазопромыслового оборудования при эксплуатации объектов добычи нефти и газа
	2. Обеспечение оперативного и инженерного руководства технологическим процессом добычи нефти, газа и газового конденсата.	ОТФ D «Организация работ по добыче углеводородного сырья»		
	3. Контроль и сопровождение выполнения работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования по добыче углеводородного сырья.	ОТФ E «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У) -3. Способен оценивать эффективность инновационных технологических решений в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений углеводородного сырья	И.ПК(У) -3.1. Оценивает повышение эффективности добычи углеводородного сырья и проведения геолого-промысловых работ в процессе выполнения производственных показателей при разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
	4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);		
		ОТФ B «Организация геолого-промысловых работ»		

			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации
			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов

	<p>3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);</p> <p>ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»</p> <p>ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»</p>	<p>ПК(У)-7. Способен применять современные программные комплексы для научно-исследовательских работ и проектирования технических устройств, аппаратов и механизмов, технологических процессов в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности</p>	<p>И.ПК(У)-7.1. Разрабатывает плановую, проектную, научно-исследовательскую и методическую документацию для геолого-промысловых работ и работ по добыче углеводородного сырья с применением современных программных комплексов для проектирования технологических процессов, перевооружений, технических устройств, аппаратов и механизмов в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений</p>
--	---	---	---	--

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело»
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

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

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

Магистерской диссертации

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Терпинской Виктории Вячеславовне

Тема работы:

Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации скважин в условиях нефтяных месторождений Оренбургской области	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№64-40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	23.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по месторождениям Оренбургской области, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Многопластовая система нефтяных месторождений. Описание многопластовой системы месторождений. Контроль и регулирование разработки месторождения. Характеристика месторождений оренбургской области. Геологическая характеристика коллекторов. Сводная геолого-физическая

	<p>характеристика продуктивных пластов. Анализ осложняющих факторов в условиях многопластового месторождения: солеотложение, асфальтосмолопарафиновые отложения, механические примеси, коррозионная агрессивность, эрозийная агрессивность. Технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов. Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации. Критерии применения. Преимущества и недостатки технологии. Системы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин. Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации. Применение малогабаритных УЭЦН для одновременно-раздельной эксплуатации. Применение электроцентробежных насосов 3-го габарита. Компоновка технического решения. Состав компоновки технического решения. Принцип работы. Задачи и особенности компоновки. Описание и технические характеристики измерительного комплекса. Опыт внедрения технологического решения. Технологический расчет. Результаты технологического расчета.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Раздел, выполненный на иностранном языке	Профессор, д.ф.н., Матвеевко Ирина Алексеевна

Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:

Многопластовая система нефтяных месторождений
Технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов
Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение
Социальная ответственность
Description of the multilayer system of oilfields

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.03.2022
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.03.2022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Терпинская Виктория Вячеславовна		09.03.2022

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 130 страниц, в том числе 14 рисунков, 21 таблицу. Список литературы включает 41 источник информации. Работа содержит 1 приложение.

Ключевые слова: одновременно-раздельная эксплуатация, электроцентробежный насос, малогабаритный УЭЦН, компоновка, продуктивный пласт, энергоэффективность, нефть.

Объектом исследования является технология одновременно раздельной эксплуатации, применяемая в нефтяных добывающих скважинах.

Предметом исследования являются малогабаритные установки электроцентробежного насоса, применяемые при ОРЭ нефтяных скважин.

В результате исследования рассмотрена характеристика многопластовой системы месторождения, проведено технологическое обоснование применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин и методы оптимизации ОРЭ с использованием малогабаритных установок электроцентробежного насоса. В работе рассмотрен опыт применения технологического решения по внедрению компоновки 2УДН и проведена адаптация под условия выбранной нефтяной скважины, помимо этого предложены пути решения по предупреждению и борьбе с основными осложняющими факторами на месторождениях Оренбургской области.

Научная новизна диссертационного исследования заключается в предлагаемом технологическом решении о применении компоновки для ОРЭ с использованием малогабаритных установок ЭЦН, позволяющей повысить эффективность эксплуатации в целом.

Практическая значимость. На основе технико-экономических расчётов доказано, что адаптация предлагаемой компоновки 2УДН для условий нефтяного месторождения X является эффективным и рентабельным решением.

Область применения – нефтяной фонд скважин, эксплуатирующих два продуктивных пласта.

Определения, сокращения, нормативные ссылки

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса

ОРЭ – одновременно-раздельная эксплуатация

АО – акционерное общество

УВС – углеводородное сырье

ГБЗ – государственный баланс запасов полезных ископаемых

ТСР – технологическая схема разработки

ТПР – технологический проект разработки

ЭО – эксплуатационный объект

ФЕС – фильтрационно-емкостные свойства

ТРИЗ – трудноизвлекаемые запасы

РД – руководящий документ

КИН – коэффициент извлечения нефти

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых

НГП – нефтегазоносная провинция

ООО – общество с ограниченной ответственностью

ГИС – геофизические исследования

ЭПО – электропогружное оборудование

ГТМ – геолого-технические мероприятия

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения

МРП – межремонтный период

СПО – спускоподъемные операции

ГНО – глубинно-насосное оборудование

НКТ – насосно-компрессорные трубы

ГРП – гидроразрыв пласта

ОРД – одновременно-раздельная добыча

КПД – коэффициент полезного действия

ТМС – термоманометрическая система

ВНН – центробежно-вихревой насос

ОГЛАВЛЕНИЕ

Введение	15
1 МНОГОПЛАСТОВАЯ СИСТЕМА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	18
1.1 Описание многопластовой системы месторождений	18
1.2 Характеристика месторождений Оренбургской области	25
1.3 Анализ осложняющих факторов в условиях многопластового месторождения	31
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ	41
2.1 Геолого-промысловое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации	41
2.2 Критерии применения	44
2.3 Преимущества и недостатки технологии	46
2.4 Системы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин	48
3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ	51
3.1 Применение малогабаритных УЭЦН для одновременно-раздельной эксплуатации	51
3.2 Применение электроцентробежных насосов 3-го габарита	53
3.3 Компоновка технического решения	54
3.4 Опыт внедрения технологического решения	63
3.5 Технологический расчет УЭЦН для скважины №1250 X нефтяного месторождения	66

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	83
4.1 Расчет экономической эффективности внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи	83
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	96
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности..	96
5.2 Производственная безопасность.....	98
5.3 Экологическая безопасность.....	105
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	108
Заключение	111
Список публикаций	113
Список используемых источников.....	114
Приложение А	119

ВВЕДЕНИЕ

Нефтяные месторождения в большинстве случаев содержат больше одного продуктивного пласта и многие из них достаточно сильно различаются по геолого-физическим характеристикам и при их совместной эксплуатации будет возникать ряд проблем, например, таких как сильное различие в темпах выработки пластов, возможность отсутствия депрессии на пласты в отдельности, появление перетоков флюида между пластами вследствие разности пластовых давлений и ряда других проблем.

Вследствие этого возникает необходимость применения новых или существующих эффективных технологий разработки многопластовых нефтяных месторождений. Среди них необходимо выделить технологию одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Технология ОРЭ с применением компоновок погружного оборудования с разобщающими пакерами и системами мониторинга с разобщением пластов в большинстве случаев являются наиболее предпочтительными.

Целью применения одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) является повышение технико-экономической эффективности разработки, которое достигается за счет совмещения эксплуатационных объектов и осуществления при этом, посредством специального оборудования, контроля и регулирования процесса отбора запасов отдельно по каждому объекту.

Также необходимо принять во внимание факт того, что за выработкой ресурсов скважин следует разрушение конструкции скважины в целом, а именно разрушение эксплуатационной колонны и нарушение целостности цементного камня, вследствие чего недропользователи принимают решение либо о капитальном ремонте, либо ликвидации скважины. Оба варианта предполагают собой высокие траты на восстановление или потерю прибыли вследствие отсутствия дальнейшей добычи на скважине. Решением и данного вопроса в частности может служить применение технологии ОРЭ нескольких продуктивных пластов.

Помимо стандартных компоновок для проведения ОРЭ существуют пути оптимизации внедрения технологии. Среди них в работе будет выделено применение малогабаритных установок электроцентробежных насосов. Наиболее весомыми аргументами в пользу использования данного оборудования будет высокая энергоэффективность, высокая наработка на отказ и возможность применения в эксплуатационных искривленных, наклонных и горизонтальных колоннах небольшого диаметра. Также будет представлено решение для отдельного замера дебита скважинной продукции каждого пласта в отдельности.

Цель работы – повышение эффективности технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин в условиях многопластовой системы нефтяных месторождений путем применения малогабаритного насосного оборудования.

Основные задачи исследования:

1. Проанализировать характеристику многопластовой системы месторождений;
2. Привести технологическое обоснование применения одновременно-раздельной эксплуатации при совместной разработке пластов;
3. Предложить технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации с использованием компоновки 2УДН в осложненных условиях.

Защищаемые положения:

1. С применением компоновки для одновременно-раздельной эксплуатации на нефтяных месторождениях АО «Оренбургнефть» дополнительная добыча нефти в год составит 3434 т.
2. Применение ЭЦНЗ-125Э с количеством ступеней 198 единиц обеспечит эффективные напорные характеристики: КПД – 35,86%, напор – 835,3 м, мощность – 27,8 кВт; ВННЗ-35Э с количеством ступеней 256 единиц: КПД – 33,53%, напор – 926,8 м, мощность – 21 кВт.

Объектом исследования является технология одновременно раздельной эксплуатации, применяемая в нефтяных добывающих скважинах.

Предметом исследования являются малогабаритные установки электроцентробежного насоса, применяемые при ОРЭ нефтяных скважин.

Информационной базой для написания работы послужили учебная и научная литература, отраслевые регламенты, руководящие документы, инструкции, технологические отчеты АО «Оренбургнефть».

Научная новизна диссертационного исследования заключается в предлагаемом технологическом решении о применении компоновки для ОРЭ с использованием малогабаритных установок ЭЦН, позволяющей повысить эффективность эксплуатации в целом.

Практическая значимость. На основе технико-экономических расчётов доказано, что адаптация предлагаемой компоновки 2УДН для условий нефтяного месторождения X является эффективным и рентабельным решением.

1 МНОГОПЛАСТОВАЯ СИСТЕМА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

1.1 Описание многопластовой системы месторождений

Нефтяное месторождение – совокупность нескольких (иногда одна) залежей нефти или пластов на определённой территории. Обычно занимает несколько сотен километров, для добычи используются добывающие нефтяные скважины.

Залежь нефти и газа – это естественное скопление нефти (газа) в ловушке, образованной породой-коллектором под покрывкой из непроницаемых пород.

Разработка многопластового месторождения производится в соответствии с нормативно-правовыми актами аналогично разработке однопластового месторождения.

В соответствии с Приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов» от 1 ноября 2013 г. № 477 [1], при определении запасов подлежат обязательному отдельному подсчету и учету запасы нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов. Запасы попутных компонентов, содержащихся в нефти, конденсате, свободном и растворенном газе, учитываются только в случае подтверждения целесообразности их извлечения технологическими и технико-экономическими расчетами.

Подсчет и учет запасов производят по наличию их в недрах по каждой залежи отдельно и месторождению в целом.

Ресурсы оцениваются и учитываются отдельно по нефти, газу и конденсату в пределах нефтегазоносных провинций, областей, районов, зон, площадей и отдельных ловушек по результатам геологоразведочных работ.

Месторождения и залежи нефти и газа для планирования геологоразведочных работ и разработки месторождений и ведения учета запасов, содержащихся в них полезных ископаемых, подразделяются по фазовому состоянию, по величине запасов и стадиям освоения [1].

В Приказе Министерства природных ресурсов от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» [2] отмечается, что подготовка месторождения к промышленной разработке начинается на этапе разведки месторождения после постановки запасов УВС данного месторождения на государственный баланс запасов полезных ископаемых (ГБЗ).

Для подготовки месторождения к промышленной разработке на стадии разведки и пробной эксплуатации месторождения изучаются характеристики месторождения (залежи), собираются необходимые геолого-геофизические, технико-технологические и другие материалы, позволяющие подготовить месторождение к подсчету геологических запасов УВС, составлению технологической схемы разработки месторождения и вводу его в промышленную разработку.

При промышленной разработке месторождений осуществляется технологический процесс извлечения из недр нефти, горючих газов, конденсата и содержащихся в них попутных компонентов на основании технических проектов разработки месторождений, указанных в настоящем пункте.

К техническим проектам, на основании которых может осуществляться промышленная разработка месторождений, относятся [2]:

- а) технологическая схема разработки месторождения (ТСР) и дополнения к ней;
- б) технологический проект разработки месторождения (ТПР) и дополнения к нему.

ТСР составляется для подготовленных к стадии промышленной разработки месторождений.

ТСР, (ТПР) и дополнения к ним составляются на запасы категорий А+В1+В2. На стадии промышленной разработки месторождения недропользователь имеет право разбуривать или иным способом (например, возврат на эксплуатационный объект, углубление на эксплуатационном объекте, приобщение интервала эксплуатационного объекта) получать информацию, в

том числе осуществлять добычу УВС по залежи, по эксплуатационным объектам (ЭО), по участкам ЭО с запасами категории В2 и предоставлять в Федеральное агентство по недропользованию обосновывающие геологические документы и материалы для проведения государственной экспертизы оперативного изменения состояния запасов до конца года, в котором начата добыча. Изменения в категории запасов и их количество учитываются в ГБЗ по состоянию на 1 января года, следующего за годом внесения оперативных изменений.

В ТСР, ТПР и дополнений к ним на разработку месторождений проводится обоснование извлекаемых запасов УВС.

Сроки подготовки ТСР на промышленную разработку месторождений должны соответствовать условиям пользования недрами.

ТПР составляется для месторождений с начальными геологическими запасами категории А более 75%.

Действие ТСР, ТПР и дополнений к ним распространяется на весь период разработки месторождений до полной выработки извлекаемых запасов.

В составе ТСР, ТПР и дополнений к ним могут быть выделены участки опытно-промышленных работ с целью проведения экспериментальных работ (мероприятий) на скважинах, участках ЭО (залежах) по испытанию новых технических средств и технологий разработки для данных геолого-физических условий.

Показателями, характеризующими выполнение технического проекта разработки месторождения, являются [2]:

- а) уровни добычи нефти и (или) свободного газа, утвержденные для категории запасов А+В1;
- б) ввод новых скважин;
- в) действующий фонд добывающих и (или) нагнетательных скважин.

Требования к системе разработки месторождения изложены в Приказе МПР от 14 июня 2016 г. № 356 «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья» [2].

Различают системы разработки однопластовых и многопластовых месторождений. Одним из основных понятий, используемых при разработке нефтяных месторождений, является эксплуатационный объект.

Под эксплуатационным объектом разработки многопластового нефтяного месторождения понимается пласт, залежь, которая разрабатывается самостоятельной сеткой скважин.

Если несколько залежей, пластов разрабатываются одной сеткой скважин совместно, говорят о разработке эксплуатационного объекта.

Таким образом, эксплуатационный объект или объект разработки – это совокупность элементарных объектов (залежей, пластов), разрабатываемых самостоятельной сеткой скважин совместно. На многопластовом месторождении может быть несколько эксплуатационных объектов, которые разрабатываются одновременно. Для многопластового месторождения в результате изучения геологического строения пластов, ФЕС, установления категорий геологических запасов, выделяется основной эксплуатационный объект разработки, который разрабатывается в первую очередь.

Разработка остальных пластов может начаться позже, когда основная часть извлекаемых запасов из основного объекта выработана. Если скважины основного эксплуатационного объекта переводятся на другой пласт, то такой пласт называется возвратным. Причем оба пласта могут эксплуатироваться полностью или частично одной системой скважин.

Целью выделения ЭО на месторождении является обеспечение рациональной разработки месторождения и достижение максимально возможных коэффициентов извлечения УВС (коэффициент извлечения нефти, коэффициент извлечения газа, коэффициент извлечения конденсата). ЭО должен выделяться с запасами, достаточными для обеспечения продолжительной эксплуатации скважин. Выделяются и обосновываются самостоятельные (основные) и возвратные ЭО.

К основному эксплуатационному объекту относится: залежь нефти (газа), часть залежи или несколько залежей нефти (газа) объединенных в один ЭО, разрабатываемых единой сеткой эксплуатационных скважин.

К возвратному эксплуатационному объекту относится: залежь нефти (газа) или несколько залежей нефти (газа), объединенных в один ЭО, разработка которого/ых, как самостоятельного ЭО, технико-экономически нерентабельна, что обосновано в проектных технических документах (далее – ПТД).

Между выделяемыми ЭО должны быть выдержанные разделы из непроницаемых пород во избежание перетоков флюидов между близкими по глубине ЭО.

Залежи, объединяемые в один ЭО, должны быть близки по составу коллекторов и физико-химическим свойствам флюидов, величинам начальных пластовых давлений. Продуктивные пласты, к которым приурочены залежи одного ЭО, должны иметь одинаковые литологические характеристики и близкие фильтрационно-емкостные свойства. Не рекомендуется объединять в один ЭО залежи, приуроченные к гидрофильным и гидрофобным пластам-коллекторам, различным по типу породы коллектора, по типу пустотного пространства.

По залежам, запасы УВС которых учтены в ГБЗ отдельно и объединенные в техническом проекте разработки месторождения в один ЭО, должен осуществляться отдельный учет закачки рабочего агента и отдельный учет добываемых нефти, конденсата, газа, воды.

Для крупных многопластовых месторождений природного газа очередность ввода ЭО в разработку определяется с учетом динамики пластовых давлений, сроков ввода дожимной компрессорной станции (далее – ДКС) или нагнетательной компрессорной станции (далее – НКС), возможности использования энергии залежей с высоким пластовым давлением для бескомпрессорного транспорта газа, добываемого из залежей с низким пластовым давлением или соседних месторождений.

Целесообразность объединения залежей в ЭО обосновывается в техническом проекте разработки месторождения.

Разработка возвратного ЭО, нерентабельность которого доказана в техническом проекте разработки месторождения, должна быть предусмотрена скважинами, переводимыми с других ЭО, после выполнения ими проектного назначения.

1.1.1 Контроль и регулирование разработки месторождения

Если в составе многопластового месторождения нет выделенных объектов ТРИЗ, то особенности налогообложения отсутствуют, кроме Ванкорского и Приобского месторождения, на которые распространяются особые налоговые льготы.

Наиболее полное извлечение запасов нефти возможно при проведении систематических исследований по контролю и проведения своевременных мероприятий по регулированию разработки [6]. Комплекс гидродинамических, промыслово-геофизических исследований направлен на решение основных задач по контролю:

- энергетического состояния залежи, пластовой температуры;
- динамики текущей нефтенасыщенности;
- режима работы скважин;
- выработки, при помощи поинтервального определения количества и состава притекающего флюида;
- физико-химических свойств добываемых и закачиваемых флюидов;
- состояния призабойной зоны скважин, технологической эффективности работ по воздействию на пласт;
- технического состояния скважин.

Необходимый объем исследований по контролю и регулированию разработки месторождения и периодичность их проведения зависит от геолого-физических условий, от стадии разработки месторождения.

Обязательный комплекс исследований месторождения должен проводиться в соответствии с РД 153-39.0-109-01 «Методические указания.

Комплекси́рование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений» [5].

Контроль процесса разработки включает в себя не только проведение комплекса исследований, но обработку и обобщение данных с целью оценки эффективности реализуемой системы и получения необходимой информации для регулирования процесса разработки.

Выполнение технологических и технических мероприятий в условиях реализуемой системы позволит увеличить охват пласта процессом вытеснения и обеспечить достижение проектного значения КИН.

Налоговое регулирование осуществляется в соответствии с Налоговым кодексом РФ. Основными уплачиваемыми налогами являются:

1) Налоги, относимые на себестоимость продукции:

- налог на добычу полезных ископаемых (нефть);
- налог на добычу полезных ископаемых (природный газ);
- налог на добычу полезных ископаемых (попутный газ);
- экспортная пошлина;
- налог на добычу газового конденсата (ставка НДС на конденсат соответствует ставке НДС на нефть);
- страховые взносы (пенсионный фонд, фонд социального страхования и фонд медицинского страхования)
- страхование от несчастных случаев на производстве.

2) Налоги, относимые на выручку от реализации и финансовый результат:

- налог на добавленную стоимость;
- налог на имущество предприятий;
- налог на прибыль;
- налог на дополнительный доход.

Распределение налоговых платежей по видам бюджетов представлено в таблице 1.

Таблица 1 – Распределение налогов в федеральный, территориальный и местный бюджеты

Наименование налога	Ставка налога	Распределение суммы налога по бюджетам, %		
		федеральный	областной	местный
Налог на добычу полезных ископаемых	В зависимости от вида продукции	100	-	-
Страховые взносы	30% / 34%	91,2	8,8	-
Страхование от несчастных случаев	0,5%	100	-	-
Налог на имущество предприятий	2,2%	-	100	-
Плата за землю	По фактическим данным	-	-	100
Налог на прибыль	20%	10	90	-
Налог на дополнительный доход	50% от налоговой базы	100	-	-

1.2 Характеристика месторождений Оренбургской области

На территории Оренбургской области располагается восточная часть Волго-Уральской НГП, в пределах которой учтены все открытые месторождения нефти и газа области, и северная краевая часть Прикаспийской НГП.

Начальные суммарные ресурсы (НСР) нефти Оренбургской области превышают 2,3 млрд т, свободного газа – 3 273 млрд м³ (таблица 2). Степень выработанности разведанных запасов также значительна: 42,92% для нефти и 65,49 % для свободного газа.

Таблица 2 – Состояние запасов углеводородного сырья месторождений Оренбургской области на 2021 г.

	НСР	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	P/Φ A+B+C ₁ +C ₂	Добыча за 2019 г.	Добыча с начала разработки	Перспективные ресурсы D ₀	Прогнозные ресурсы D ₁₊₂
Нефть, млн т	2312,0	935,907	290,018	1087,214	21,653	703,866	411,118	-28,909
Растворенный газ, млрд. м ³		154,802	56,660	182,972	2,317	81,401		
Свободный газ, млрд м ³	3273,5	688,846	74,102	731,091	13,943	1384,120	409,603	676,222
Конденсат, млн т	364,2	60,269	6,056	62,229	0,156	57,524	49,186	191,165

Промышленная нефтегазоносность установлена в нижнепермском, каменноугольном и девонском комплексах отложений. Характерно широкое разнообразие типов ловушек. Наряду со структурными, образование которых связано с тектоническими процессами, широко развиты ловушки, обусловленные своим возникновением процессами биогермных построек, эрозионных выступов фундамента; ловушки литологически или стратиграфически экранированные; рифовые постройки.

Большинство месторождений Оренбургской области относится к комплексным. Государственным балансом учитываются растворенный в нефти и свободный газ, конденсат, этан, пропан, бутаны в свободном и растворенном газе, сера и гелий.

Нефть на месторождениях Оренбургской области различна по плотности, вязкости, содержанию парафина, серы, смол и асфальтенов. На долю особо легкой (до $0,830 \text{ г/см}^3$) приходится 33,21 % извлекаемых запасов категорий $A+B_1+C_1$, легкой ($0,831-0,850 \text{ г/см}^3$) – 36,57 %, средней плотности ($0,851-0,870 \text{ г/см}^3$) – 14,82 %, тяжелой ($0,871-0,895 \text{ г/см}^3$) – 9,74 %, с плотностью более $0,895 \text{ г/см}^3$ (битуминозной) – 4,93 %.

Государственным балансом запасов полезных ископаемых (нефть) на 01.01.2020 г. в Оренбургской области учтено 292 месторождения (245 нефтяных, 2 газонефтяных, 2 нефтегазовых и 18 нефтегазоконденсатных) с разбуренными технологическими извлекаемыми запасами нефти: на разрабатываемых месторождениях кат. $A+B_1$ – 821,883 млн т, на разведываемых кат. C_1 – 114,024 млн т, всего (кат. $A+B_1+C_1$ – 935,907 млн т). Неразбуренные извлекаемые запасы (оцененные) на разрабатываемых месторождениях составляют кат. B_2 113,948 млн т, на разведываемых кат. C_2 – 176,070 млн т (кат. B_2+C_2 – 290,018 млн т).

По величине извлекаемых запасов нефти (категорий $A+B_1+B_2$) и (категорий C_1+C_2) на 01.01.2020 пять месторождений в Оренбургской области относятся к крупным (32,78 % разрабатываемых и 38,57 % разведываемых запасов), 42 – к средним (45,33 % разрабатываемых и 40,98 % разведываемых

запасов), 82 – к мелким (18,27 % и 11,41 % соответственно) и 163 – к очень мелким (3,62 % и 9,04 %).

В Оренбургской области добыто 21,653 млн. т нефти (на разрабатываемых месторождениях – 18,736 млн. т, на разведываемых – 2,917 млн. т), в том числе: АО «Оренбургнефть» – 14,002 млн. т (64,67 % от общей добычи в области), ООО «Газпромнефть-Оренбург» – 2,813 млн. т (12,99 %).

В распределенном фонде недр учтено 262 месторождения (178 разрабатываемых и 84 разведываемых); в нераспределенном фонде – 30 месторождений (1 – в разрабатываемых и 29 – в разведываемых).

Нефть крупного Оренбургского месторождения залегает в нефтяных оторочках, представленных тремя обособленными участками. Основные запасы сосредоточены в карбонатном артинском горизонте нижней перми (66% от разведанных), на глубинах 1790-1990 м. Этаж нефтеносности составляет 10–110 м. Нефть артинского горизонта легкая (0,836 г/см³), среднесернистая (1,1%), парафинистая (3,3%); характеризуется малой вязкостью (0,97 мПа*с) и небольшим содержанием смол и асфальтенов (5,4 %).

Эксплуатация оренбургских месторождений сопряжена со значительными трудностями, вызванными сложным геологическим строением залежи, многокомпонентностью, агрессивностью и токсичностью газа. По объему нефтедобычи Оренбургская область занимает шестое место в России. В последние годы благодаря применению современных технологий на давно разрабатываемых месторождениях падение добычи нефти сменилось на рост.

По результатам геологоразведочных работ на государственный учет поставлено 16 нефтяных месторождений с суммарными извлекаемыми запасами нефти категорий С₁ – 12,060 млн. т, С₂ – 2,955 млн. т.

В итоге извлекаемые запасы нефти в области увеличились кат. А+В₁+С₁ на 41,196 млн. т, или на 4,60 %, категорий В₂+С₂ – на 18,668 млн. т (6,88 %).

Оренбургская область обладает значительным по величине и разнообразию минерально-сырьевым потенциалом, что является следствием уникальных особенностей ее геологического строения. По

ресурсообеспеченности Оренбургская область превосходит регионы Европейской части России. Суммарные разведанные запасы обеспечат современный уровень добычи нефти на 30 лет, газа – на 40 лет.

Из факторов, снижающих экономическую оценку минерально-ресурсного потенциала, можно выделить:

- длительность использования и истощенность ряда месторождений полезных ископаемых;

- ухудшение горно-геологических условий разработки месторождений и добычи минерального сырья и топлива (значительная глубина залегания, отсутствие пластового давления в нефтяных и газовых полях), что требует использования дорогостоящих технологий и способов добычи;

- необходимость дополнительных затрат на рекультивацию, проведение почвозащитных, почвовосстановительных и агрономелиоративных мероприятий [7].

1.2.1 Геологическая характеристика коллекторов

X нефтяное месторождение – многопластовое, сложное по своему геологическому строению. Промышленная нефтеносность установлена в пластах O_1 и O_{4a} окского надгоризонта, B_2 бобриковского горизонта, T_1 и T_2 турнейского яруса нижнего карбона, Z_{1-1} , Z_2 заволжского надгоризонта. Для дальнейшего анализа приняты пласты O_{4a} , B_2 , T_1 .

По данным геофизической интерпретации каротажного материала и результатам испытания поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в пределах месторождения выделено 7 подсчетных объектов (O_1 , O_{4a} , B_2 , T_1 , T_2 , Z_{1-1} , Z_2), в которых выявлено 15 залежей нефти. Залежи нефти продуктивных пластов пластовые, сводовые, массивные, литологически и тектонически экранированные.

Нефтяная залежь пласта O_{4a}

Коллектор пласта сложен доломитами пористо-кавернозными, микро- и тонкозернистыми.

Ниже приводится краткая характеристика вновь выявленной залежи пласта O_{4a} окского надгоризонта Западного купола.

Пласт состоит из одного-шести проницаемых прослоев толщиной от 0,5 до 4,2 м. Эффективная толщина пласта колеблется от 0,6 до 11,0 м.

Водонефтяной контакт залежи принят условно (УВНК) на абсолютной отметке – 2389,0 м (округленно). Середина расстояния между подошвой нефтенасыщенного по данным ГИС пласта составляет – 2389,2 м.

В пределах контура нефтеносности нефтенасыщенная толщина пласта по скважинам изменяется от 0,6 до 8,0 м, средневзвешенная нефтенасыщенная толщина составляет 2,7 м.

Пласт стратиграфически приурочен к отложениям окского надгоризонта, сложенного доломитами, известняками, ангидритами. Коллекторами служат пористо-кавернозные доломиты желтовато-серые до темно-серого, микро- и тонкозернистые с обильными выпотами темно-коричневой нефти.

Нефтяные залежи пласта B_2

Пласт B_2 содержит промышленные залежи нефти на Западном и Восточном куполах. Покрышкой залежей служит карбонатная толща тульской свиты толщиной 45-50 м. Пласты-коллекторы сложены терригенными породами, которые характеризуются значительной литологической неоднородностью как по площади, так и по разрезу.

Эффективная толщина изменяется от 6,3 м до 30,3 м, нефтенасыщенная толщина варьирует от 1,2 м до 19,2 м. Коэффициент песчанистости составляет 0,53, расчлененности – 7,2.

Уровень ВНК принят на а.о. – $2623,0 \pm 2$ м по результатам испытания, данным интерпретации ГИС и эксплуатации скважин. Подошва нефти по результатам ГИС принята на а.о. – 2622.3 м, кровля воды – 2622.7 м.

Залежь нефти пластовая, сводовая с обширной водонефтяной зоной (доля ЧНЗ составляет всего 4 %). Размеры залежи 5,6×3,2 км, высота около 30 м.

Пласт B_2 сложен пористыми и плотными песчаниками, песчанистыми алевролитами, аргиллитами и углисто-глинистыми сланцами.

Проницаемые прослои пласта Б₂ представлены пористыми песчаниками и песчанистыми алевролитами.

Нефтяные залежи пласта Т₁

Продуктивный пласт Т₁ отделяется от пласта Б₂ пачкой плотных известняков толщиной 10-15 м.

Эффективная толщина изменяется в пределах от 2,4 м до 9,3 м, нефтенасыщенная – от 2,0 м до 9,3 м. Коэффициент эффективной толщины составляет 0,36, расчлененности – 5,2.

Уровень ВНК по залежи принят на а.о. – 2670 ± 0,5 м по подошве нефтенасыщенной части пласта. Кровля воды по данным интерпретации данных ГИС принята – 2677,1 м. В подавляющем числе скважин подошва нефтенасыщенной части пласта залегает выше принятого ВНК.

Залежь нефти пластовая, сводовая, частично литологически экранированная в районе скв. 15. Размеры залежи 5,9×2,0-2,8 км, высота – 42 м.

Проницаемые прослои пласта представлены известняками от светло-серых до темно-серых различного структурно-генетического типа, тонкопористыми, с редкими стилолитовыми швами.

1.2.2 Сводная геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов О_{4а}, Б₂, Т₁ была сведена в общую таблицу 3.

Таблица 3 – Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Параметры	Размерность	Пласты		
		О _{4а}	Б ₂	Т ₁
Средняя глубина залегания кровли	м	2572	2593.1	2765.3
Абсолютная отметка ВНК	м	-2388.9	-2615.8	-2667.5
Тип залежи		пластовая сводовая	пластовая сводовая	пластовая сводовая литологически экранированная
Тип коллектора		Карбонат- доломит	Терригенный	Карбонат- известняк

Продолжение таблицы 3

Площадь нефте/газоносности	тыс.м ²	5284	22742	20866
Средняя общая толщина	м	5.6	34.6	9.7
Средняя эффективная нефтенасыщенная толщина	м	2.6	6.6	5.2
Средняя эффективная водонасыщенная толщина	м	2.1	8.15	
Коэффициент пористости	доли ед.	0.09	0.18	0.1
Коэффициент нефтенасыщенности ЧНЗ	доли ед.	0.81	0.919	0.91
Коэффициент нефтенасыщенности ВНЗ	доли ед.	0.81	0.857	0.82
Коэффициент нефтенасыщенности пласта	доли ед.	0.81	0.87	0.88
Проницаемость	мкм ²	0.023	0.504	0.026
Коэффициент песчаности	доли ед.	0.53	0.53	0.4
Расчлененность	ед.	7.2	7.7	5.6
Начальная пластовая температура	°С			
Начальное пластовое давление	МПа	26.8	30.8	30.1
Вязкость нефти в пластовых условиях	мПа*с	1.23	1.05	1.73
Плотность нефти в пластовых условиях	г/см ³	0.766	0.756	0.718
Плотность нефти в поверхностных условиях	г/см ³	0.812	0.796	0.854
Объемный коэффициент нефти	доли ед.	1.169	1.17	1.351
Содержание серы в нефти	%	0.77	0.69	1.02
Содержание парафина в нефти	%	3.31	5.17	4.73
Давление насыщения нефти газом	МПа	5.14	5.19	9.27
Газосодержание	м ³ /т	70.4	68.4	99.6
Вязкость воды в пластовых условиях	мПа*с	1.03	1.04	0.98
Плотность воды в поверхностных условиях	г/см ³	1.175	1.167	1.178
Сжимаемость	1/МПа×10 ⁻⁴			
нефти		22.13	12.7	26.32
воды		4.19	4.3	4.21
породы		1.05	0.87	0.87
Коэффициент вытеснения	доли ед.	0.533	0.66	0.567
Коэффициент продуктивности	м ³ /сут * МПа	3	7.4	2.8

1.3 Анализ осложняющих факторов в условиях многопластового месторождения

Осложнения представляют из себя следствие какого-либо явления, происходящего с флюидом, пластом или скважиной в процессе эксплуатации.

Скважины с наличием осложнений называют осложненным фондом. По категории осложняющих факторов (ОФ) фонд делится на следующие виды:

1. Солеотложение (СФ).
2. Коррозионная агрессивность (КФ).
3. Эрозионная агрессивность (ЭФ).
4. Механические примеси (МП).
5. Асфальтосмолопарафиновые отложения (АО).
6. Высоковязкие нефти (ВН).
7. Эмульсия (ЭМ).
8. Высокий газовый фактор (ВГФ).

Выявление ОФ и определение технологий защиты происходит на следующих этапах:

- Анализ отказов (эффективность работы оборудования, эффективность текущей защиты) – дизайн, комплектация погружного оборудования (ПО), технологии защиты.

- Анализ текущего и капитального ремонта (ТиКРС, результаты подъема ПО, демонтажа, нормализации забоя, проведения дополнительных работ) – оперативное принятие решения по изменению дизайна, комплектации ПО, технологии защиты.

- Анализ ВНР (проявление новых осложнений) – определение технологий защиты.

- Анализ эксплуатации (проявление новых осложнений, эффективность проведения регламентных работ, эффективность текущей защиты) – определение/изменение технологий защиты.

По состоянию на сентябрь 2021 года на предприятии АО «Оренбургнефть» по фонду скважин наиболее распространенный осложняющий фактор – солеотложение (рисунок 1).

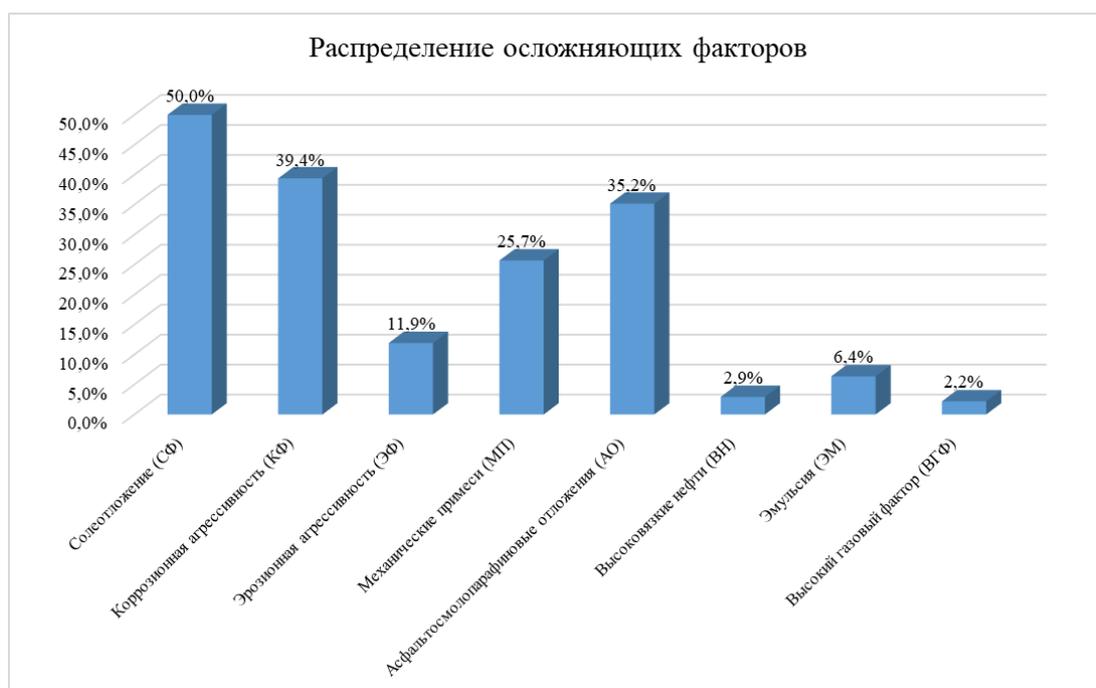


Рисунок 1 – График распределения осложняющих факторов по фонду добывающих скважин

Далее рассмотрим наиболее распространенные их осложняющих факторов.

1.3.1 Солеотложение

Процессу солеотложения подвержены скважины и наземное оборудование, эксплуатирующееся в условиях обводнения добываемой продукции. Главным источником выделения солей является вода, которая добывается совместно с нефтью.

Все попутно-добываемые воды содержат растворенные соли в тех или иных количествах. По ряду причин соли, растворенные в попутно-добываемой воде, выпадают из водного раствора.

Подъем добываемой продукции по стволу скважины сопровождается снижением температуры и давления. При снижении давления происходит нарушение сложившегося в пластовых условиях равновесия, что сопровождается перераспределением растворенного углекислого газа между водой и нефтью и приводит к выпадению карбоната кальция из насыщенных солеобразующими ионами сред.

Зоны отложения солей:

- Зона 1 – призабойная зона скважины.
- Зона 2 – эксплуатационная колонна.
- Зона 3 – поверхность колес электроцентробежного насоса (ЭЦН, причинами интенсивного отложения карбоната кальция на колесах ЭЦН, является повышение температуры потока добываемой продукции из-за теплоотдачи от работающего погружного электродвигателя и выделение газа на нижних ступенях ЭЦН).
- Зона 4 – насосно-компрессорные трубы (НКТ), наземные коммуникации.
- Зона 5 – печи установок пунктов подготовки нефти.

Несмотря на то, что источником солеотложения является попутно добываемая вода, в период работы скважины с малой обводненностью продукции проблема солеотложения остается актуальной. Существенным фактором, оказывающим влияние на солеотложение в низкообводненных скважинах, является частичное испарение воды в газовую фазу в процессе разгазирования скважинной продукции. В этом случае происходит общее понижение растворимости солей.

Состав солевых отложений

Анализом осадков с рабочих колес ЭЦН солеобразующих скважин определено наличие в отложениях асфальтосмолопарафиновых веществ, катионов Fe^{2+} , Fe^{3+} , Ca^{2+} , Mg^{2+} , анионов S^{2-} , SO_4^{2-} , Cl^- , окислов – Al_2O_3 , SiO_2 , мехпримесей искусственного происхождения (пропанта) [8].

Снижение/предупреждение отказов по причине «Солеотложение»

С целью предупреждения отказов и снижения их количества необходимо руководствоваться следующими рекомендациями:

1. При ТиКРС предусматривать дополнительные работы по результатам подъема и демонтажа погружного оборудования (ПО).
2. При подаче заявок на подготовку ПО ЭЦН предусматривать спуск контейнеров с ингибитором солеотложений.

3. При подаче заявок на подготовку ПО предусматривать спуск УЭЦН с рабочими органами и направляющими аппаратами, не склонными к отложению солей.

4. На всех скважинах после проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) производить долив ингибитора солеотложений в ловильную головку УЭЦН после монтажа или спуска НКТ.

5. Все скважины осложненного фонда включать в график ингибирования (постоянного, периодического).

1.3.2 Асфальтосмолопарафиновые отложения

Парафины – это твердые вещества, нерастворимые в воде при нормальной температуре, оседающие в резервуарах, НКТ, трубопроводах, через которые прокачиваются углеводородные флюиды. Данные отложения в НКТ обычно отмечаются на глубине до 600м.

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) в скважинном оборудовании приводят к ухудшению эксплуатационных показателей его работы: снижается дебит скважин, увеличивается энергопотребление на добычу единицы нефтепромысловой продукции, снижается МРП и наработка на отказ подземного оборудования.

Интенсивность образования АСПО зависит от их природы, физико-химических свойств нефти и ее обводненности, состояния внутренней поверхности НКТ, объемов и температуры добываемой нефтепромысловой продукции.

Для удаления АСПО используются различные методы, в том числе химические и механические методы [9].

Снижение/предупреждение отказов по причине «АСПО»

1. При подаче заявок на подготовку ЭПО при необходимости предусматривать спуск УЭЦН с рабочими органами из жидкокристаллических полимеров.

2. Спуск погружного оборудования производить на НКТ с покрытием (НКТП), предназначенным для работы с данным осложняющим фактором.

При необходимости проведения спуско-подъемных операций (СПО) скребка в скважины с НКТП от АСПО работы производить с помощью полиуретанового скребка, применение металлических скребков запрещено.

3. Скважины осложненного фонда, по которым отсутствует какая-либо защита от АСПО включать в график периодического СПО скребка, периодических промывок горячей нефтью при помощи агрегатов депарафинизации передвижных модернизированных (АДПМ) или периодических промывок растворителями АСПО.

1.3.3 Механические примеси

Выделяют четыре основных типа источников возникновения механических примесей:

1) Непосредственно пласт как продукт разрушения горных пород, либо это незакрепленный проппант, закаченный при ГРП, а также кристаллы солей;

2) Технологические жидкости: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, непрошедшие должным образом подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения;

3) Эксплуатационные колонны – продукты коррозии;

4) Само глубинно-насосное оборудование (ГНО), неправильно подготовленное, не очищенное на сервисных базах и т.п.

Основную долю механических примесей составляют выносимые из пласта частицы, образованные в процессе эксплуатации скважин, но при этом, значительная их часть имеет непластовое происхождение: продукты коррозии подземного оборудования и частицы, вносимые в скважину в результате проведения ремонтов и геолого-технических мероприятий; нерастворимые твердые включения в составе жидкости глушения или обломки проппанта после проведения гидроразрыва пласта, а также продукты, образованные взаимодействием химически несовместимых перекачиваемых жидкостей [10].

Большая часть мировых запасов углеводородного сырья приходится на долю продуктивных пластов в слабоцементированных породах. В процессе разработки таких месторождений происходит разрушение скелета породы коллектора и сильный интенсивный вынос механических примесей.

Наиболее остро обстоит ситуация на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, когда добыча нефти сопровождается высокой степенью обводненности, как в случае Советского месторождения. Обводненность играет значительную роль в процессах развития интенсификации выноса пластового песка и разрушения слабоцементированных пород продуктивных горизонтов на месторождениях [10].

Проблема наиболее сильно проявляется в тех скважинах, где проводились методы воздействия на ПЗП, в том числе и гидроразрыв пласта (ГРП), последствиями которых являются поступления несцементированных частиц породы, пропанта с пластовыми флюидами в скважину [11]. Как это часто бывает, предотвращение проблемы выноса мехпримесей по многим критериям оказывается гораздо более эффективным направлением работы, чем борьба с последствиями.

Снижение/предупреждение отказов по причине «Механические примеси»

1. При ТиКРС предусматривать дополнительные работы по результатам подъема и демонтажа ПО.

2. Разрешается применение новых конструкций ЭЦН на осложненном фонде скважин: с увеличенными проходными каналами, со ступенями открытого типа.

3. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск дополнительной защиты от механических примесей (дессендеры песка).

4. На осложненном фонде скважин при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск насосных фильтров, устанавливаемых на ГНО.

Непосредственная же борьба с механическими примесями и высоким уровнем КВЧ требует индивидуального подхода и осуществляется посредством

разработки комплексной технологии по оборудованию скважин фильтрами, укреплению ПЗП, проведению капитального ремонта совместно с ограничением водопритоков, вывод скважины на оптимальный режим с учетом влияния всех действующих факторов [12].

1.3.4 Коррозионная агрессивность

Коррозия – это разрушение металлов в результате химического или электрохимического воздействия окружающей среды, это окислительно-восстановительный гетерогенный процесс, происходящий на поверхности раздела фаз.

По механизму протекания различают химическую и электрохимическую коррозию. Коррозия стали в водной среде происходит вследствие протекания электрохимических реакций, т.е. реакций, сопровождающихся протеканием электрического тока. Электрохимическая коррозия возникает в результате работы множества макро- или микрогальванопар в металле, соприкасающемся с электролитом. Причины возникновения гальванических пар в металлах:

- соприкосновение двух разнородных металлов;
- наличие в металле примесей;
- наличие участков с различным кристаллическим строением;
- образование пор в окисной пленке;
- наличие участков с различной механической нагрузкой;
- наличие участков с неравномерным доступом активных

компонентов внешней среды, например, воздуха.

Таким образом, образуются гальванические элементы, микропары, то есть образуются анодные и катодные участки. Анодом является металл с более высоким отрицательным потенциалом, катодом является металл с меньшим потенциалом. Между ними возникает электрический ток.

Коррозионную агрессивность воды характеризуют природа и количество растворенных солей, рН, жесткость воды, содержание кислых газов. Степень

влияния этих факторов зависит от температуры, давления, структуры потока и количественного соотношения воды и углеводов в системе [13].

Снижение/предупреждение отказов по причине «Коррозионная агрессивность»

1. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск коррозионностойкого ЭЦН исполнения.

2. По осложненным скважинам при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск погружного электродвигателя (ПЭД) и ГЗ (гидрозащита) с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление, монельное покрытие).

3. При подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск удлинителя и метизов в коррозионностойком исполнении.

4. По осложненным скважинам спуск погружного оборудования производить на НКТ с покрытием (НКТП), предназначенным для работы с данным осложняющим фактором, в том числе и осложненным скважинам с УЭЦН в комплекте с пакером. Вся подвеска НКТ должна быть с внутренним покрытием, включая патрубки и переводники.

5. По скважинам, находящимся в графике ингибирования от коррозии при каждом ТиКРС производить смену всей подвески НКТ на новую или ремонтную без наработки (с 0 СПО).

1.3.5 Эрозионная агрессивность

Эрозия внутренней поверхности трубы – это изменение толщины стенки трубы, вымывание металла трубы (рисунок 2).

Причинами эрозии могут быть:

- Движение добываемой жидкости с повышенной скоростью;
- Наличие абразивных частиц, перепадов давления и т.д. в добываемой жидкости ускоряет процесс износа внутренней поверхности.

- Применение НКТ из не коррозионностойкой марки стали в агрессивных средах [14].

Снижение/предупреждение отказов по причине «Эрозионная агрессивность»

1. По осложненным скважинам при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск дополнительной защиты от мех.примесей (десендеры песка).
2. На осложненном фонде скважин при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск насосных фильтров, устанавливаемых на ГНО.
3. По осложненным скважинам при подаче заявок на подготовку ЭПО предусматривать спуск ПЭД и ГЗ с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление, монельное покрытие).

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПРИ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКЕ ПЛАСТОВ

2.1 Геолого-промысловое обоснование применения одно­временно-раздельной эксплуатации

К основным методам и мероприятиям по регулированию разработки согласно ГОСТ Р 53713-2009 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки» относятся:

- изменение режимов работы добывающих или нагнетательных скважин;
- увеличение гидродинамического совершенства скважин;
- изоляция или ограничение притока попутной воды и прорвавшегося газа в скважинах;
- перенос интервалов перфорации;
- одно­временно-раздельная эксплуатация скважин (ОРЭ);
- совершенствование применяемой системы заводнения;
- бурение дополнительных добывающих и нагнетательных скважин;
- изменение направлений фильтрационных потоков;
- очаговое заводнение [15].

Среди них необходимо выделить технологию ОРЭ.

Одно­временно-раздельная эксплуатация (ОРЭ) пластов через одну скважину – это комплекс технических и технологических мероприятий, позволяющий воздействовать через скважины на каждый объект многопластового месторождения с целью его выработки в оптимальном режиме.

В то же время в нормативно-технических документах на проектирование, а также для всех компаний указывается на обязательное исследование вариантов применения технологий одно­временно-раздельной добычи нефти и закачки в несколько пластов через одну скважину, что в нефтепромысловой практике практически отсутствует. В связи с этим в отраслевых и региональных программах развития ОРЭ необходимо первым пунктом предусмотреть создание

указанного нормативно-технического документа, который поможет в полном объеме понять и осмыслить эффективность применения ОРЭ в разнообразных геологических условиях, исследовать показатели назначения, надежности и экономической эффективности в условиях месторождения.

Не смотря на отсутствие широкой распространенности технологий нельзя не учесть, что опыт разработки нефтяных месторождений показывает, что более половины всех капиталовложений приходится именно на бурение скважины. Одновременно-раздельная эксплуатация двух и более пластов одной скважины имеет следующие технико-экономические преимущества:

- уменьшается общее число добывающих скважин для разработки двух пластов;
- сокращается общая протяжённость газосборных трубопроводов;
- уменьшаются капиталовложения в строительство скважин и поверхностное оборудование;
- сокращается численность обслуживающего персонала.
- обеспечивается учёт добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента [16], в соответствии с «Правилами охраны недр», ПБ 07-601-03, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России №71 от 06.06.2003 г. с изменениями и дополнениями от 30.06.09 г. Что доказывает выгоду внедрения технологии.

Вследствие вышесказанного необходимо подробнее рассмотреть технологию одновременно-раздельной эксплуатации скважин.

Одновременно-раздельную эксплуатацию осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, которое разобщает продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции. Применение технологий ОРЭ позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти [17-18].

Можно выделить 3 основных направления использования ОРЭ как технологии контроля за разработкой месторождения:

- ОРЭ с целью разобщения совместно эксплуатируемых горизонтов;

– ОРЭ с целью досрочного ввода пластов объекта возврата в разработку текущим фондом скважин;

– добыча нефти с объектов возврата через существующий нагнетательный фонд скважин.

Раздельно эксплуатировать два пласта в зависимости от условий притока жидкости в скважину можно следующими способами:

- 1) Оба пласта фонтанным способом;
- 2) Один пласт фонтанным, другой - механизированным способом;
- 3) Оба пласта механизированным способом.

По способу подъема газожидкостной смеси (ГЖС) на поверхность различают 2 типа установок:

1) Однолифтовые – жидкость, добываемая из нескольких пластов, смешивается до поднятия на поверхность;

2) Двухлифтовые – жидкость поднимается на поверхность раздельно [19].

Для обеспечения проектных уровней добычи нефти на месторождениях, имеющих в разрезе несколько продуктивных горизонтов, реализуются различные схемы перехода на возвратные объекты разработки и приобщение пластов. На многих месторождениях добыча нефти по основным объектам разработки неуклонно снижается, но при этом доля остаточных запасов достаточно велика, поэтому полный переход на возвратные объекты, являющимися, чаще всего, низко продуктивными, видится неперспективным.

Наиболее приемлемым, с экономической точки зрения, вариантом, является приобщение к разработке дополнительных горизонтов.

Однако это приобщение не всегда возможно в связи с жесткими требованиями «Правил разработки нефтяных и газонефтяных месторождений» и «Правил охраны недр», предъявляемых к многопластовым объектам. В создавшихся условиях, эффективным решением является разработка и внедрение систем одновременно-раздельной эксплуатации. Данные технологии применимы и на вновь вводимых в разработку многопластовых месторождениях [20-21].

Согласно ГОСТ Р 55415-2013 объединение пластов в эксплуатационные объекты при разработке многопластовых месторождений проводят на основании комплексного геолого-промыслового изучения пластов, анализа возможностей техники и технологии эксплуатации скважин и экономической оценки. Пласты объединяют в один эксплуатационный объект разработки на основании близости литологических характеристик и коллекторских свойств горных пород, физико-химических свойств и состава насыщающих их флюидов, пластовых давлений. Технические и технологические возможности в отношении условий работы групп пластов оценивают по результатам исследований скважин в процессе их пробной эксплуатации или опытно-промышленной разработки.

Одновременный отбор скважиной углеводородного сырья из нескольких эксплуатационных объектов допускается при условии обеспечения отдельного учета добываемой из этих объектов продукции [22].

2.2 Критерии применения

Единой методики критериальной оценки применимости технологии ОРД в настоящее время не существует. Применимость той или иной схемы компоновки оборудования ОРД оценивается для условий конкретных скважин на месторождении на основе анализа геологических и технологических критериев применимости.

Основной предпосылкой применения ОРЭ является существенное различие геолого-физических параметров залежей (продуктивных горизонтов).

Важным геологическим критерием применения ОРЭ является разница отметок кровли пластов: при незначительной разнице глубины залегания объектов целесообразность этой технологии возрастает.

Проницаемость пластов, предусмотренных для скважин с точки зрения целесообразности применения технологии, должна различаться не менее чем на 20%.

При совместной работе высоко- и низкопроницаемых пластов объекта целесообразно эксплуатировать его с применением ОРЭ, разделив на две части (высоко- и низкопроницаемые пласты).

Ниже приведен ряд геологических и технологических критериев для организации одновременно-раздельной эксплуатации скважин (в частности добычи – ОРД) и соответствие основных геолого-физических характеристик проектных скважин месторождения X. Соответствие представлено для уточнения численных границ некоторых критериев.

Геологические критерии:

- отсутствие гидродинамической связи объектов (при отсутствии геологических причин может возникать после операций ГРП на каждом пласте, либо совместном ГРП на оба пласта);
- различие ФЕС пластов, (при $kh_1/kh_2 > 5$ – увеличивается риск не вовлечения в разработку менее проницаемого пласта при одинаковой депрессии);
- различие этажей нефтеносности – расстояние между пластами до 167,8 м (рекомендуется раздельная разработка пластов);
- различие пластовых давлений – для приобщаемых объектов разница давления между пластами составляет от 2,0 атм до 24,0 атм (рекомендуется раздельная разработка);
- различие вязкости нефти, содержания АСПО – различие в вязкости нефти в 0,01-0,25 сПз и содержания АСПО не препятствует ОРД;
- величина газового фактора – от 47 до 83 м³/м³ (особых ограничений нет, но подбор оборудования, особенно пакерных систем, следует выполнять с учетом величины ГФ).

Технологические критерии:

- техническое состояние эксплуатационной колонны – для проектных скважин в хорошем состоянии– ограничений нет;
- минимальный диаметр эксплуатационной колонны – для проектных скважин минимальный диаметр составляет 130 мм, что соответствует техническим требованиям большинства установок для осуществления ОРД.

- ограничения по дебиту скважин – средний дебит между пластами составляет от 11,9 м³/сут до 106,5 м³/сут, что может служить осложняющим фактором при выборе технологии ОРД для конкретных скважин [23].

Помимо названных критериев для оценки технико-экономических показателей могут использоваться функции, вычисленные для ряда геолого-промысловых признаков объединяемых пластов в одной скважине, разработанные В.Г. Каланиным, а именно функция дебита совместной эксплуатации пластов (формулы 1-2):

$$q_{\text{совм}} = f(\lambda_i) \quad (1)$$

$$q_{\text{совм}} = f(\lambda H_{\text{э}}; \lambda K_{\text{пр}}; \lambda \mu; \lambda K_{\text{р}}; \lambda K_{\text{п}}; \Delta P) \quad (2)$$

Где

λ_i – отношение значений геолого-промысловых признаков, характеризующих внутренние свойства пластов, к взаимоотношению между соседними пластами;

$H_{\text{э}}$ – эффективная мощность;

$K_{\text{пр}}$ – проницаемость пласта;

μ – вязкость нефти;

$K_{\text{р}}$ – коэффициент расчлененности;

$K_{\text{п}}$ – коэффициент песчаности;

ΔP – разница пластовых давлений объединяемых пластов.

Получая конкретные виды зависимости недропользователи имеют возможность оценивать технико-экономические показатели разработки многопластового нефтяного месторождения при различных вариантах объединения нескольких продуктивных пластов в один эксплуатационный объект [24].

2.3 Преимущества и недостатки технологии

Среди преимуществ применения технологии одновременно-раздельной эксплуатации можно выделить следующие из них:

- Повышение нефтеотдачи пласта и дебитов скважин;

- Повышение степени и интенсивности охвата месторождения освоением за счет того, что происходит раздельное вовлечение в разработку отдельных тонких разнопроницаемых пластов;
- При применении технологии возможно сократить капитальные затраты на строительство скважин практически вдвое;
- Возможность регулирования отборов во времени и по разрезу скважин;
- Снижение эксплуатационных затрат в целом;
- Возможность эксплуатации скважин с негерметичной эксплуатационной колонной;
- Возможность использования энергии газовой шапки залежи или газовых пластов при организации бескомпрессорного или внутрискважинного газлифта.

Весомые преимущества применения технологии предполагают возможность внедрения ее повсеместно, но учитывая тот факт, что оборудование для ОРЭ является намного более сложным, чем оборудование для обычной эксплуатации, даже если мы создадим замечательное оборудование, то уже само по себе увеличение количества элементов, входящих в систему, даст уменьшение надежности [25].

Таким образом, выделим ряд недостатков ОРЭ:

- Сложность подбора оборудования;
- Сложность его монтажа и демонтажа;
- В большинстве случаев возникает необходимость использования регулируемых клапанов;
- Сложность при обработке призабойных зон скважин;
- Сложность в определении дебита каждого эксплуатируемого объекта;
- Необходимость остановки эксплуатации всех объектов при проведении подземного ремонта на одном из них.

Из вышесказанного следует, что в любом случае переходу на технологию ОРЭ должно предшествовать четкое определение цели применения отдельной эксплуатации с тщательным выбором фонда скважин, переводимых на ОРЭ. Необходимо проведение подготовительных и исследовательских работ по скважинам-кандидатам на перевод в ОРЭ и подбор параметров работы установок в соответствии с заданным режимом эксплуатации пластов. Нужно убедиться в действенности средств повышения надежности и работоспособности скважинного оборудования, решить вопрос замера основных рабочих показателей эксплуатируемых пластов и скважинного оборудования, а также предусмотреть возможность изменения режимов работы системы «пласт-скважина-насосная установка» [26-27].

2.4 Системы оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации скважин

В соответствии с конструктивным исполнением, решаемым кругом задач и характером выполняемых функций контроля эксплуатации многообразие систем оборудования для многопластовых скважин можно классифицировать различным образом. В частности, в ПАО «НК «Роснефть» [23] принята следующая условная классификация, представленная в таблице 4 и на рисунке 2.



Рисунок 2 – Условная классификация систем оборудования для многопластовых скважин [23]

Таблица 4 – Системы оборудования для ОРД [23]

Наименование	Замер параметров работы пласта	Особенности	Вид замера постоянный/переменный	Пояснения	Технические особенности	Примеры компоновок для ОРД
Системы для ОРД	Прямой замер	Способ, при котором подъем и замер добываемой продукции на устье осуществляется по отдельным лифтам, либо при отключении одного из эксплуатационных объектов (без смешивания)	Постоянный	Возможность постоянного учета добываемой продукции с каждого объекта эксплуатации на устье скважины	Двухлифтовые компоновки для ОРД	УШГН+УШГН с 2-мя лифтами НКТ, УШГН с 2-мя лифтами, УЭЦН+УЭЦН с 2-мя лифтами
			Переменный	Возможность проведения прямого замера при отключении одного из объектов эксплуатации	Однолифтовые конструкции, где потоки смешиваясь, поднимаются на поверхность по одному лифту	УЭЦН+пакер, УЭЦН+УШГН, УЭЦН с регуляторами отбора, УЭЦН+УЭЦН с одним лифтом
	Косвенный замер	Способ, позволяющий произвести замеры параметров работы скважины косвенными методами	Постоянный	Учет, регистрация и передача параметров пласта (Q, W, P, T) происходит постоянно (в режиме on-line)	Однолифтовые конструкции, где потоки смешиваясь, поднимаются на поверхность по одному лифту	Системы байпасирования УЭЦН
			Переменный	Учет, регистрация и передача параметров пласта (Q, W, P, T) происходит эпизодически (или при необходимости)	Однолифтовые конструкции, где потоки смешиваясь, поднимаются на поверхность по одному лифту	Системы байпасирования УЭЦН, без возможности постоянного получения данных

За основу условной классификации была взята возможность системы оборудования воздействовать на пласт (объект эксплуатации): изменение забойного давления (регулирования притока/приемистости скважины), открытие/закрытие одного из пластов, возможность выполнения прямого или косвенного замеров дебита одного пласта.

3 ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ РЕШЕНИЕ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Применение малогабаритных УЭЦН для одно­временно-раздельной эксплуатации

Установки электроцентробежных насосов (УЭЦН) – это многоступенчатые центробежные насосы, приводимые во вращение погружным электродвигателем специальной конструкции (ПЭД). Электродвигатель питается с поверхности электроэнергией, подводимой по кабелю от повышающего автотрансформатора или трансформатора через станцию управления, в которой сосредоточена вся контрольно-измерительная аппаратура и автоматика. УЭЦН опускается в скважину под расчетный динамический уровень обычно на 150...300 м. Жидкость подается по НКТ, к внешней стороне которых прикреплен специальными поясками электрокабель. В насосном агрегате между самим насосом и электродвигателем имеется промежуточное звено, называемое протектором или гидрозашитой.

В зависимости от размера выделяют следующие габариты насосов:

- габарит 2, внешний диаметр корпусной трубы насоса 55 мм;
- габарит 2А, внешний диаметр корпусной трубы насоса 69 мм;
- габарит 3, внешний диаметр корпусной трубы насоса 81 мм;
- габарит 4, внешний диаметр корпусной трубы насоса 86 мм;
- габарит 5, внешний диаметр корпусной трубы насоса 92 мм;
- габарит 5А, внешний диаметр корпусной трубы насоса 103 мм;
- габарит 6, внешний диаметр корпусной трубы насоса 114 мм;
- габарит 6А, внешний диаметр корпусной трубы насоса 123 мм и др.

Учитывая эти габариты, а также габарит погружного электродвигателя и погружного силового кабеля определяется минимальный внутренний диаметр обсадной колонны скважины [19].

В сравнении с другими механизированными способами добычи УЭЦН имеет свои преимущества и недостатки.

Плюсы:

- Как правило, очень низкая себестоимость подъема для высоких объемов.
- Адаптируемость к наклонно-направленным скважинам с большими зенитными углами – до 80°.
- Позволяет использовать минимум пространства под глубинные управляющие приборы и сопутствующие промысловые сооружения.
- Тихо, безопасно и гигиенично для допустимого производства на шельфе и в экологически уязвимых зонах.
- Обычно рассматривается насос высокой производительности – обеспечивает повышенные объемы и обводненность от поддержания давления и процессов добычи вторичными методами.
- Позволяет размещать продукцию скважин даже в процессе бурения и капитального ремонта в непосредственной близости.

Минусы:

- Допускает лишь минимальный процент выноса твердой фазы (песка).
- Дорогостоящие СПО для ликвидации аварий в скважине, поскольку для ревизии практически всех систем (кроме весьма специфических) необходимо извлекать НКТ.
- Потеря добычи во время простоя из-за аварии в скважине.
- Низкая адаптируемость к низким объемам. Хотя низкообъемные этапы существуют, особенно для дренирования газовых скважин. Обладают более низкой эффективностью

Применение: Область применения УЭЦН — это высокодебитные обводненные, глубокие и наклонные скважины с дебитом 20-1000 м³/сут и высотой подъема 500-2000 м. Нецелесообразно применять в неглубоких низкодебитных скважинах [20].

3.2 Применение электроцентробежных насосов 3-го габарита

Как уже говорилось ранее, существует несколько габаритов УЭЦН. Предлагаемое техническое решение предполагает использование 3 габарита (81 мм) и необходимо рассмотреть этот вариант подробнее.

Последнее время отечественное насосостроение развивает отрасль, связанную с созданием малогабаритных насосных агрегатов. На основе базы по данному оборудованию ЗАО «Новомет-Пермь» в 2011 году разработало техническую документацию на экспериментальные образцы «ОРЭ-УЭЦН-тандем» для скважин с 168- и 146- миллиметровыми эксплуатационными колоннами. В то время данное техническое решение не нашло промышленного внедрения. Несмотря на это, технический прогресс сегодня позволяет совершенствовать установки, что в дальнейшем, особенно в осложненных условиях в скважинах, позволит оптимизировать процесс механизированной добычи углеводородов [21].

В настоящее время УЭЦН 3 габарита, на примере разработанных компанией ЗАО «НОВОМЕТ-Пермь», имеют максимальный диаметр 95 мм, а диаметр насоса и двигателя – 81 мм. Установки работают с подачей от 20 до 500 м³/сут, развиваемый напор может достигать до 3500 м. Установки могут работать в искривленных до 4° на 10 метров стволах.

Область применения малогабаритных установок следующая:

- Осложненные скважины (в т.ч. сильноискривленные);
- Скважины с зауженным проходным сечением вследствие ремонта эксплуатационных колонн;
- Боковые стволы скважин;
- Скважины, вышедшие из консервации;
- Обсадные колонн наименьшего диаметра;
- Одновременно-раздельная эксплуатация нескольких пластов;
- Одновременная закачка и добыча через один ствол скважины.

Основные особенности:

- Маленький внешний диаметр позволяет УЭЦН проходить в искривленные скважины, и легко извлекать ЭЦН из осложненных скважин в случае необходимости;
- Технология порошковой металлургии обеспечивает возможность производства рабочих органов с исключительной конструкцией, что обеспечивает лучшую работу с газом при меньшем габарите;
- В совокупности высокоэффективные насосы и вентильные двигатели снижают потребление энергии на 25%, при этом повышая надежность и долговечность оборудования [22].

Оценка энергоэффективности УЭЦН 3-го габарита в сравнении с 5-м габаритом показывает, что УЭЦН 5-го габарита, все же будет несколько выше КПД, но при оценке энергоэффективности необходимо принимать во внимание значение коэффициента быстроходности насоса. Обычно чем меньше габарит насоса, тем меньше развиваемый напор и тем выше коэффициент быстроходности. Кроме того, энергоэффективность малогабаритных УЭЦН достигается за счет использования ступеней, изготовленных по порошковой технологии, в результате чего их поверхность гладкая, практически без шероховатостей.

В целом на практике КПД рабочей ступени малогабаритных насосов составляет 53–60% (в некоторых случаях до 70%) [23].

3.3 Компоновка технического решения

Как говорилось ранее, установки для ОРЭ делятся на однонасосные и двухнасосные, в свою очередь двухнасосные подразделяются на одно- и двухлифтовые. Предлагаемое техническое решение (компоновка) представляет собой однолифтовую систему ОРД на базе двух установок ЭЦН (верхний и нижний), располагающихся на двух погружных вентильных приводах, с разобщением пластов посредством применения пакера.

3.3.1 Состав компоновки технического решения

Установка 2УДН (установка добычи нефти) (рисунок 3) состоит из (снизу-вверх) следующих компонентов:

Подземные:

- фильтр скважинный;
- механический пакер осевой посадки;
- стыковочное устройство
- глубинный расходомер МИГ-60;
- обратный клапан (ОК);
- нижний ЭЦН с диспергатором;
- модуль сброса жидкости;
- нижняя секция гидрозащиты;
- телеметрическая система 2ТМС;
- погружной вентильный электродвигатель нижний;
- погружной вентильный электродвигатель верхний;
- верхняя секция гидрозащиты
- газосепаратор;
- входной модуль;
- верхний ЭЦН.

Наземные:

- планшайба на два кабельных ввода;
- станция управления;
- наземный регистрирующий модуль РГС.

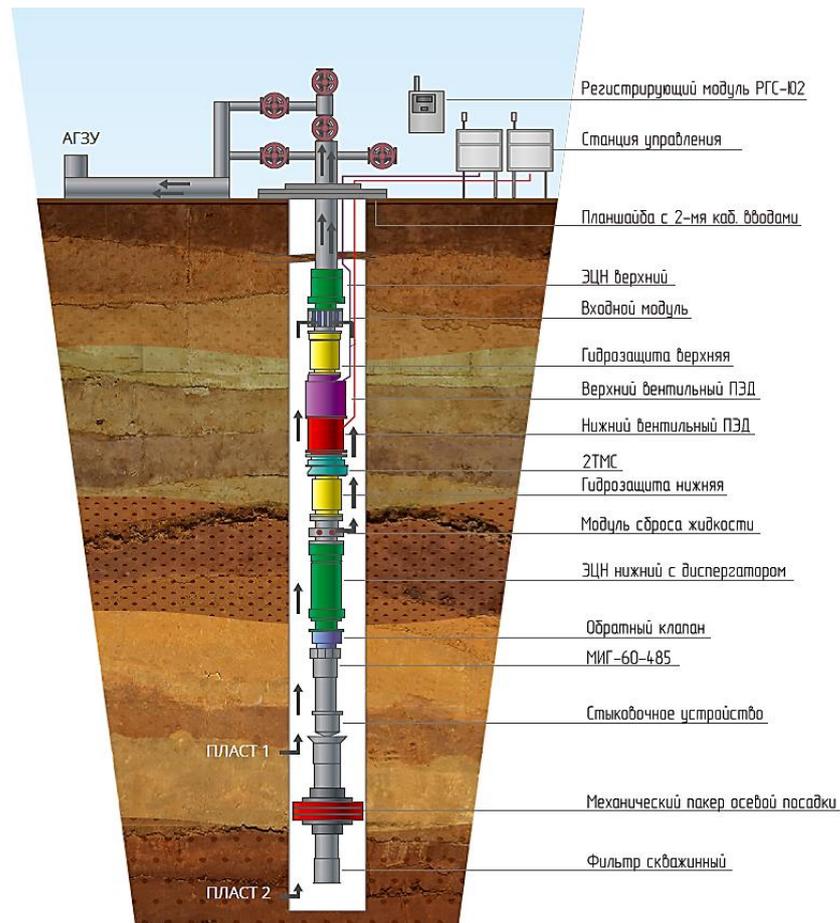


Рисунок 3 – Компоновка 2УДН

3.3.2 Принцип работы предлагаемого решения

Нижняя установка ЭЦН управляется нижним вентиляльным двигателем и производит забор скважинной жидкости из-под пакера, которая далее перекачивается в затрубное пространство. Технические характеристики нижнего УЭЦН следующие:

- Дебит жидкости – до 500 м³/сут.
- Напор – до 1500 м.

При этом учитывается, что подбор УЭЦН проводится по геолого-техническим характеристикам нижнего пласта скважины.

Далее верхний насос, управляемый верхним вентиляльным двигателем, производит забор жидкости из скважины, поступающей и от нижней установки ЭЦН и от верхнего пласта. Технические характеристики верхнего УЭЦН:

- Дебит жидкости – до 1000 м³/сут.

- Напор – до 4000 м.

При этом учитывается, что подбор УЭЦН проводится по геолого-техническим характеристикам двух пластов скважины.

Контроль параметров работы установки производится системой МИГ-60-485 и телеметрической системой 2ТМС.

Комплексная система измерения МИГ-60-485 устанавливается над нижним пластом и предназначена для произведения замеров пластового давления и температуры, а также система производит оценку расхода и влагосодержания извлекаемой скважинной жидкости.

Телеметрическая система 2ТМС обеспечивает контроль параметров работы погружных электродвигателей. Система контролирует показатели температуры среды около двигателей, температуру масла в них, давление скважинной среды и уровень вибрации при работе ПЭД.

Далее комплекс телеметрической информации, получаемой от МИГ-60-485 и 2ТМС передается к наземному оборудованию посредством передачи через силовую кабель ПЭД. Информация отражается в наземном регистраторе РГС и далее хранится и передается на удаленный сервер по GSM-каналу (Global System for Mobile Communications), а также в систему телемеханики.

3.3.3 Задачи и особенности компоновки

Задачи, решаемые компоновкой представлены ниже:

1. Снятие лицензионных рисков с недропользователя.

Соответствие постановлению Федерального горного и промышленного надзора России от 6 июня 2003 г. №71 «Об утверждении Правил охраны недр» (с изменениями от 30 июня 2009 г.): «Одновременно отдельная эксплуатация нескольких эксплуатационных объектов одной скважиной допускается при наличии сменного внутрискважинного оборудования, обеспечивающего возможность реализации отдельного учета добываемой продукции, промысловых исследований каждого пласта отдельно и проведения

безопасного ремонта скважин с учетом различия давлений и свойств пластовых флюидов».

2. Оперативное реагирование на скважинную обстановку.

Непрерывный онлайн мониторинг режима работы нижнего пласта и ПЭД позволяет оперативно реагировать на изменившуюся скважинную обстановку для оптимизации процесса добычи, а также вести контроль параметров работы ПЭД. Сохраненный архив позволяет отслеживать историю работы скважины и влияние на ее работу смежных объектов, а также работ, выполняющихся на них.

3. Увеличение добычи нефти.

Увеличение происходит за счет разобщения пластов и индивидуального подбора режима работы каждого пласта в отдельности.

Технологические особенности и преимущества компоновки:

1. Оперативный учет жидкости по нижнему объекту эксплуатации (учет дебита, давления, температуры, влагометрия);

2. Возможность проверки герметичности посадки пакера;

3. Охлаждение двигателя (приток жидкости с верхнего и нижнего пластов обеспечивает охлаждение вентильных погружных электродвигателей);

4. Применяется стандартный пакер осевой посадки;

5. Аварийные работы, связанные с извлечением ГНО при прихваченном пакерном оборудовании в скважине (подъем оборудования производится отдельно от пакерного оборудования);

6. Регулирование и отключение насоса откачки жидкости с нижнего объекта разработки (регулирование и отключение нижнего насоса производится нижним вентильным погружным электродвигателем);

7. Возможность проведения исследования КВД каждого объекта разработки (датчик давления и температуры комплексной системы измерения МИГ контролирует нижний объект; термоманометрическая система (2ТМС) контролирует верхний объект разработки);

8. Проведение гидродинамических исследований и обработки ПЗП каждого объекта (возможно проведение операций после подъема ГНО без демонтажа пакерного оборудования).

3.3.4 Описание и технические характеристики измерительного комплекса

Комплексная система измерения предназначена для контроля за энергетическим состоянием залежей и определения гидродинамических параметров пластов. Система состоит из:

- Измерительного модуля МИГ-60;
- Стационарного скважинного регистратора РГС;
- Термоманометрической системы 2ТМС.

Измерительный комплекс в целом при эксплуатации скважины в процессе контроля за разработкой установкой для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов обеспечивает замер таких параметров как:

- Давление;
- Температура;
- Расход жидкости;
- Влажосодержание.

3.3.4.1 Измерительный модуль МИГ-60

Модуль (рисунок 4) предназначен для контроля параметров работы нижнего пласта, позволяет производить замер пластового давления и температуры, расхода жидкости и влажосодержания.

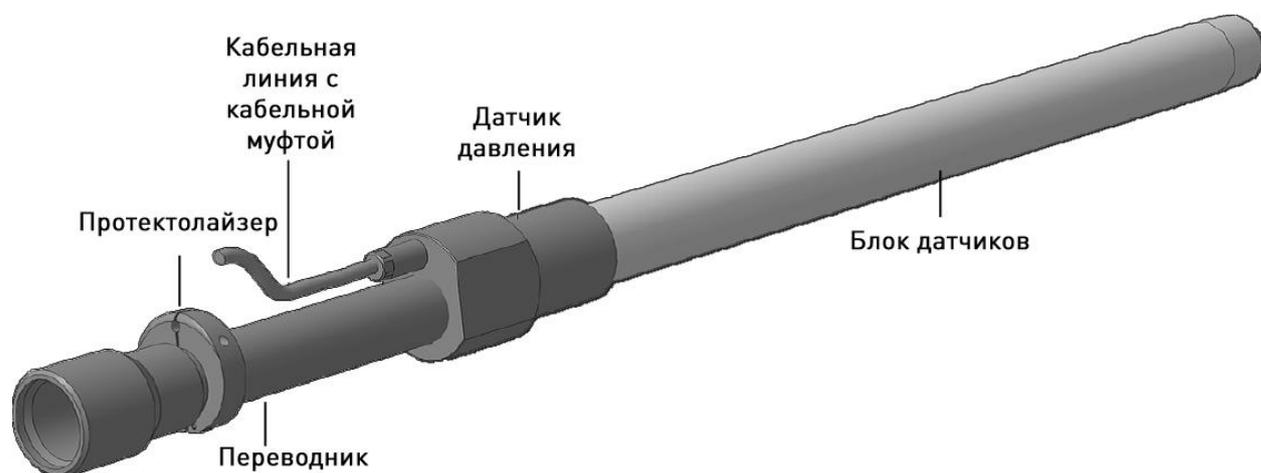


Рисунок 4 – Измерительный модуль МИГ-60

В измерительном модуле блок датчиков размещен в защитном кожухе, который через переводник крепится к подвеске НКТ. Кабельная линия с кабельной муфтой предназначена для подключения к термоманометрической системе 2ТМС. Кабельная линия крепится к переводнику протектолайзером.

Технические характеристики модуля представлены в таблице 5.

Таблица 5 – Технические характеристики МИГ-60

Характеристики	Значение
Условия эксплуатации	
Максимальная температура окружающей жидкости, °С	120
Максимальное гидростатическое давление, МПа	44
Рабочая среда	Вода, нефть, газ
Габаритные и присоединительные размеры	
Длина, не более, мм	1600
Максимальный диаметр, не более, мм	113
Присоединительные размеры	НКТ 73
Метрологические характеристики	
Диапазон измеряемого избыточного давления, МПа	0,4
Допускаемая приведенная погрешность, не больше, %	0,15
Разрешающая способность измерения давления, МПа	0,001
Диапазон измерения температуры, °С	5...120
Допускаемая абсолютная погрешность измерения температуры, °С	0,02
Разрешающая способность измерения температуры, °С	0,003
Диапазон измерения расхода, м ³ /час	0,4...100
Основная приведенная погрешность измерения расхода, %	4
Диапазон определения влагосодержания, усл. ед.	0...100

3.3.4.2 Стационарный скважинный регистратор (РГС)

Регистратор (рисунок 5) предназначен для приема, хранения, отображения и передачи на удаленный сервер и в систему телемеханики телеметрической информации от измерительной системы. Технические характеристики регистратора представлены в таблице 6.



Рисунок 5 – Стационарный скважинный регистратор РГС

Таблица 6 – Технические характеристики РГС

Характеристики	Значение
Климатическое исполнение	УХЛ2
Габаритные размеры (В/Г/Ш), мм	500/500/210
Напряжение питания регистратора, В	220
Частота регистратора, Гц	50
Наличие резервного аккумулятора	да
Время работы от резервного аккумулятора	Не менее 24 часов при температуре не ниже -10°C
Время хранения данных, не менее, лет	1
Канал передачи на удаленный сервер	GSM
Интерфейс связи с ТМСН	RS-485

3.3.4.3 Термоманометрическая система 2ТМС

ТМС предназначены для измерения и передачи на контроллер станции управления погружным электродвигателем текущих параметров работы установки электроприводного центробежного насоса в скважинах для добычи нефти [24]. Данная система выполнена в высокоточном исполнении (рисунок 6).

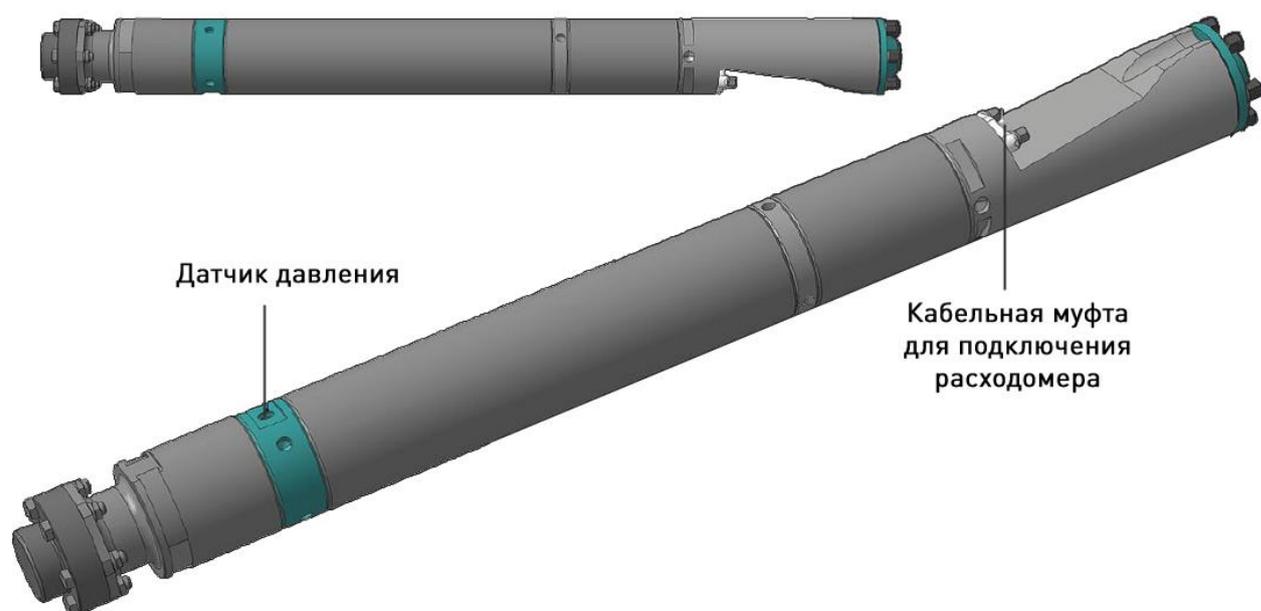


Рисунок 6 – Термоманометрическая система 2ТМС

Технические характеристики представлены в таблице 7.

Таблица 7 – Технические характеристики 2ТМС

Характеристики	Значение
Номинальное напряжение питания на входе в наземный блок, В	220±15%
Номинальная частота питающей сети, Гц	50±1
Потребляемая мощность, не более, Вт	90
Температура эксплуатации наземного блока, °С	-6...+50
Климатическое исполнение наземного блока	УХЛ2 (ГОСТ 15150-69)
Температура хранения погружного блока, °С	-60...+50
Рабочая температура окружающей среды для погружного блока, °С	0...150

Термоманометрическая система состоит из погружного блока (ТМСП) и наземного блока:

- ТМСП является первичным преобразователем для измерения по каналам температуры, давления, вибрации;

- Наземный блок предназначен для приема и преобразования информации, передаваемой ТМСП, передачи данной информации в контроллер станции управления, а также для измерения сопротивления изоляции системы трансформатор – погружной кабель – обмотка двигателя.

3.4 Опыт внедрения технологического решения

Опыт внедрения компоновки 2УДН по схеме «ЭЦН-ЭЦН» в АО «Оренбургнефть»:

Объект работ: скважина №306 Ольшанского нефтяного месторождения.

Испытываемая схема оборудования: однолифтовый ЭЦН-ЭЦН представляет собой систему, в которой работают два электроцентробежных насоса. Каждый насос работает на определенный объект разработки, колонна НКТ общая.

Исходные характеристики скважины:

- Способ эксплуатации – ЭЦН;
- Дебит жидкости – 17 м³/сут.;
- Дебит нефти – 7,8 т/сут.;
- Обводненность – 46 %.

Также в таблице 8 приведена характеристика основного и приобшаемого объектов.

Таблица 8 – характеристика основного и приобшаемого объектов скважины №306 Ольшанского месторождения

Параметр	Ед. изм.	Основной объект	Приобшаемый объект
		T ₁	Дфр
Искусственный забой	м	3840	3840
Кровля пласта	м	3182	3570
Обводнённость	%	5	1
Пластовое давление	ат	138	217
Коэффициент продуктивность	м ³ /сут*ат	0,2	0,15
Давление насыщения при пластовых условиях	атм	191	191
Газовый фактор	м ³ /т	116	111
Объёмный коэффициент нефти		1,27	1,29

Продолжение таблицы 8

Плотность нефти (пластовые условия)	кг/м ³	0,789	0,751
Плотность нефти (поверхностные условия)	кг/м ³	0,843	0,857
Плотность воды (пластовые условия)	кг/м ³	1,148	1,183
Плотность газа (пластовые условия)	кг/м ³	-	1,066
Кинематическая вязкость жидкость	сст		
Динамическая вязкость нефти (в пластовых условиях)	мПа*сек	3,44	1,77
Динамическая вязкость нефти (в поверхностных условиях)	мПа*сек	6,29	7,72
Пластовая температура	град, С	51	57

Ожидаемый дебит:

- Дебит по жидкости – 60 м³/сут
- Дебит по нефти – 32 т/сут.

На рисунке 7 представлена компоновка для скважины №306.

Результаты проведенных испытаний:

1. Оборудование позволяет изолированно эксплуатировать два объекта разработки, соответственно для каждого объекта при эксплуатации устанавливается необходимое забойное давление.

2. Испытанная схема оборудования для одновременно-раздельной эксплуатации двух пластов (ЭЦН– ЭЦН) позволяет осуществлять раздельный отбор проб добываемой жидкости по каждому из объектов (требуется остановка одного из насосов) и контролировать все требуемые при эксплуатации объекта параметры:

- дебит жидкости и нефти по каждому объекту разработки;
- забойное давление.

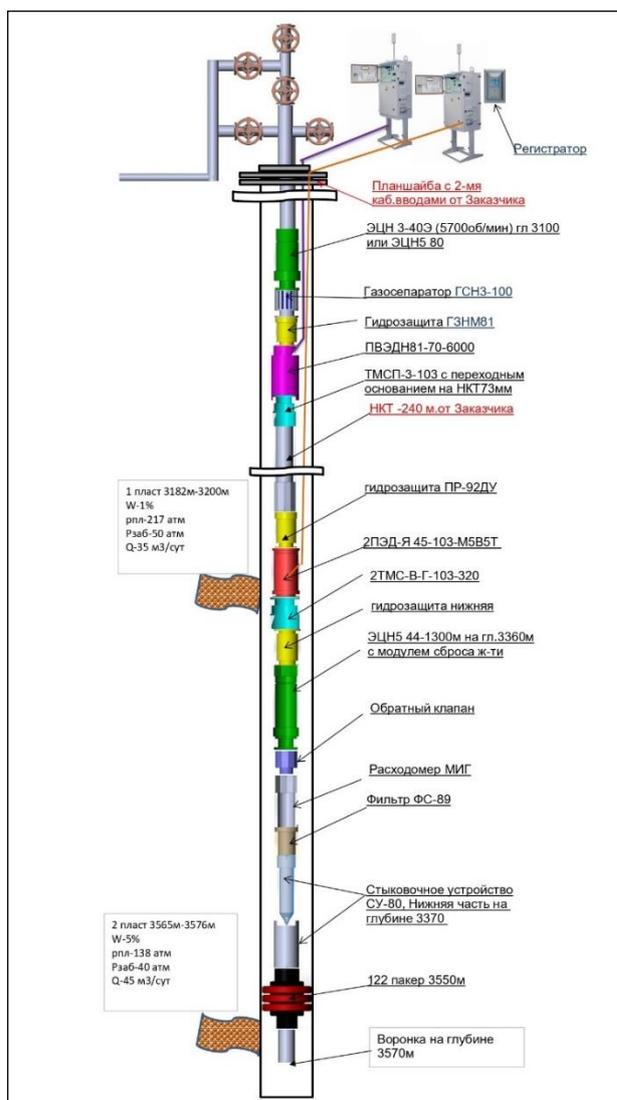


Рисунок 7 – Схема 2УДН для скважины №306 Ольшанского месторождения

Выявлены следующие преимущества данной технологии:

- повышение рентабельности работы скважин за счет подключения в разработку дополнительных эксплуатационных объектов;
- сокращение объемов бурения за счет использования ствола одной скважины;
- организация системы разработки с одновременным отбором запасов из разных эксплуатационных объектов одной сеткой скважин.

3.4 Технологический расчет УЭЦН для скважины №1250 X нефтяного месторождения

Для практической реализации технологического решения на участке X месторождения предлагается одновременная эксплуатация двух пластов, имеющих различные характеристики (пластовое давление, проницаемость, пористость, давление насыщения, вязкость нефти и др.) одной сеткой скважин.

Применение ОРД в условиях месторождений Оренбургской области ограничено рядом требований к используемому оборудованию. Оборудование для раздельной эксплуатации пластов (ОРЭ) через одну скважину должно допускать:

- создание и поддержание заданного забойного давления против каждого вскрытого пласта;
- измерение дебита жидкости, получаемой из каждого пласта;
- исследование каждого пласта, например, методом пробных откачек или методом снятия КВД;
- ремонтные работы в скважине и замену оборудования, вышедшего из строя;
- регулировку отбора жидкости из каждого пласта;
- работы по вызову притока и освоению скважины.

Стоит также отметить, в зависимости от условий эксплуатации допускаются многочисленные модификации установок.

На основе этого можно заключить, что предлагаемое технологическое решение подходит для реализации.

То есть технология и соответствующее оборудование для раздельной эксплуатации должны допускать осуществление всех тех технологических мероприятий, которые применяют при вскрытии этих пластов отдельными скважинами.

Для внедрения технологического решения было отобрано 7 скважин-кандидатов №102, 1204, 1209, 1231, 1250, 3516 и 3523 эксплуатирующие 2 продуктивных горизонта.

Для технологического расчета представлен подбор малогабаритного насосного оборудования для проектной скважины № 1250 X нефтяного месторождения. Скважина находится на участке, где располагаются пласты O_{4a} и T_1 (таблица 9).

Анализ параметров скважины показывает, что по основным геологическим и технологическим критериям она соответствует предъявляемым требованиям к организации ОРД. По проведенным расчетам при организации ОРД будет достигаться дополнительная добыча нефти за счёт приобщения дополнительных пластов.

Таблица 9 – Исходные данные для расчета [28]

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – O_{4a}		Приобщаемый объект – T_1	
		Нефть	Вода	Нефть	Вода
Плотность	кг/м ³	812	1175	854	1178
Коэффициент кинематической вязкости	м ² /с·10 ⁻⁵	0,152	0,088	0,203	0,083
Планируемый дебит скважины	м ³ /сутки	58,06		32,16	
Обводненность продукции пласта	доли ед.	0,77		0,77	
Газовый фактор	м ³ / м ³	70,4		99,6	
Объемный коэффициент нефти		1,169		1,351	
Глубина расположения пласта (отверстий перфорации)	м	2595-2603		2853-2863	
Пластовое давление	МПа	27,63		30,75	
Давление насыщения	МПа	5,14		9,27	
Пластовая температура	°С	51		53	
Температурный градиент	°С	0,03		0,03	
Коэффициент продуктивности	м ³ / сут*атм	3,28		1,13	
Буферное давление	МПа	2,13		2,13	
Затрубное давление	МПа	4,01		4,01	
Внутренний диаметр обсадной колонны	мм	150		150	
Эффективная вязкость смеси	м ² /с*10 ⁻⁵	0,226		0,226	

Методика подбора УЭЦН к скважинам основывается на знаниях законов фильтрации пластового флюида в пласте и призабойной зоне пласта, на законах движения водо-газо-нефтяной смеси по обсадной колонне скважины и по

колонне НКТ, на зависимостях гидродинамики центробежного погружного насоса. Кроме того, часто необходимо знать точные значения температуры как перекачиваемой жидкости, так и элементов насосной установки, поэтому в методике подбора важное место занимают термодинамические процессы взаимодействия насоса, погружного электродвигателя и токонесущего кабеля с откачиваемым многокомпонентным пластовым флюидом, термодинамические характеристики которого меняются в зависимости от окружающих условий.

Произведем подбор оборудования для основного объекта.

1) Определяется плотность смеси на участке "забой скважины – прием насоса":

$$\rho_{см} = \rho_{в} * b + \rho_{н} * (1 - b) \quad (3)$$

где $\rho_{н}$ – плотность нефти, кг/м³; $\rho_{в}$ – плотность пластовой воды; b – обводненность.

$$\rho_{см} = 1175 * 0,77 + 812 * (1 - 0,77) = 1091,51 \text{ кг/м}^3$$

2) Определяется забойное давление, при котором обеспечивается заданный дебит скважины:

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q}{K_{прод}} \quad (4)$$

где $P_{пл}$ – пластовое давление, МПа; Q – планируемый дебит скважины, м³/сут; $K_{прод}$ – коэффициент продуктивности скважины, м³/сут*атм.

$$P_{заб} = 27,63 - \frac{58,06}{3,28} = 9,93 * 10^6 \text{ Па}$$

3) Определяется глубина расположения динамического уровня при заданном дебите жидкости:

$$H_{дин} = L_{скв} - \frac{P_{заб}}{\rho_{см} * g} \quad (5)$$

где $L_{скв}$ – глубина расположения пласта, м.

$$H_{дин} = 2595 - \frac{9,93 * 10^6}{1091,51 * 9,81} = 1667,75 \text{ м}$$

4) Определяется давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое для данного региона и данного типа насоса (принимая $\Gamma = 0,15$):

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) * P_{\text{нас}} \quad (6)$$

где $P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа.

$$P_{\text{пр}} = (1 - 0,15) * 5,14 * 10^6 = 4,37 * 10^6 \text{ Па}$$

5) Определяется глубина подвески насоса:

$$L = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho_{\text{см}} * g} \quad (7)$$

$$L = 1667,75 + \frac{4,37 * 10^6}{1091,51 * 9,81} = 2075,67 \text{ м}$$

6) Определяется температура пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{\text{пл}} - (L_{\text{скв}} - L) * G_{\text{T}} \quad (8)$$

где $T_{\text{пл}}$ – пластовая температура, °С;

G_{T} – температурный градиент, °С/м.

$$T = 51 - (2595 - 2075,67) * 0,03 = 33,34 \text{ °С}$$

7) Определяется объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос:

$$B^* = b + (1 - b) \left[1 + (B - 1) * \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}} \right] \quad (9)$$

где B – объемный коэффициент нефти при давлении насыщения;

b – обводненность продукции;

$P_{\text{пр}}$ – давление на входе в насос, МПа;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, МПа.

$$B^* = 0,77 + (1 - 0,77) \left[1 + (1,17 - 1) * \sqrt{\frac{4,37}{5,14}} \right] = 1,035$$

8) Вычисляется дебит жидкости на входе в насос:

$$Q_{\text{пр}} = Q * B^* \quad (10)$$

$$Q_{\text{пр}} = 58,06 * 1,035 = 60,14 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,000696 \text{ м}^3/\text{с}$$

9) Определяется объемное количество свободного газа на входе в насос:

$$G_{\text{пр}} = G * \left(1 - \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}} \right) \quad (11)$$

где G – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$.

$$G_{\text{пр}} = 70,4 * \left(1 - \frac{4,37}{5,14}\right) = 10,56 \text{ м}^3/\text{м}^3$$

10) Определяется газосодержание на входе в насос:

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}\right) / B^* / G_{\text{пр}} + 1} \quad (12)$$

$$\beta_{\text{вх}} = \frac{1}{\left(1 + \frac{4,37}{5,14}\right) / 1,035 / 10,56 + 1} = 0,461$$

11) Вычисляется расход газа на входе в насос:

$$Q_{\text{г.пр.с.}} = \frac{Q_{\text{пр}} * \beta_{\text{вх}}}{1 - \beta_{\text{вх}}} \quad (13)$$

$$Q_{\text{г.пр.с.}} = \frac{60,14 * 0,461}{1 - 0,461} = 51,44 \text{ м}^3/\text{сут}$$

12) Вычисляется приведенная скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C = \frac{Q_{\text{г.пр.с.}}}{f_{\text{скв}}} \quad (14)$$

где $f_{\text{скв}}$ – площадь сечения скважины на приеме насоса.

$$f_{\text{скв}} = \frac{\pi * d^2}{4} \quad (15)$$

где d – диаметр обсадной колонны, м.

$$f_{\text{скв}} = \frac{3,14 * 0,150^2}{4} = 0,0177 \text{ м}^2$$

$$C = \frac{51,44}{24 * 3600 * 0,0177} = 0,034 \text{ м/с}$$

13) Определяется истинное газосодержание на входе в насос:

$$\varphi = \frac{\beta_{\text{вх}}}{1 + \frac{C_{\text{п}}}{C} * \beta_{\text{вх}}} \quad (16)$$

где $C_{\text{п}}$ – скорость всплывания газовых пузырьков, зависящая от обводненности продукции скважины ($C_{\text{п}}=0,02$ см/с при $b<0,5$ и $C_{\text{п}}=0,16$ см/с при $b>0,5$).

$$\varphi = \frac{0,461}{1 + \frac{0,0016}{0,034} * 0,461} = 0,451$$

14) Определяется работа газа на участке "забой-прием насоса":

$$P_{r1} = P_{нас} * \left(\frac{1}{1-0,4*\varphi} - 1 \right) \quad (17)$$

$$P_{r1} = 5,14 * \left(\frac{1}{1 - 0,4 * 0,451} - 1 \right) = 1,13 \text{ МПа}$$

15) Определяется работа газа на участке "нагнетание насоса-устье скважины":

$$P_{r2} = P_{нас} * \left(\frac{1}{1-0,4*\varphi_{буф}} - 1 \right) \quad (18)$$

где

$$\varphi_{буф} = \frac{\beta_{буф}}{1 + \frac{C_{п}}{C} * \beta_{буф}} \quad (19)$$

$$\beta_{буф} = \frac{1}{\left(1 + \frac{P_{пр}}{P_{нас}}\right) / B^*_{буф} / G_{буф} + 1} \quad (20)$$

Величины с индексом "буф" относятся к сечению устья скважины и являются "буферными" давлением, газосодержанием и т.д.

$$B^*_{буф} = b + (1 - b) * \left[1 + (B - 1) * \sqrt{\frac{P_{буф}}{P_{нас}}} \right] \quad (21)$$

$$B^*_{буф} = 0,77 + (1 - 0,77) * \left[1 + (1,17 - 1) * \sqrt{\frac{2,13}{5,14}} \right] = 1,025$$

$$G_{буф} = G * \left(1 - \frac{P_{буф}}{P_{нас}} \right) \quad (22)$$

$$G_{буф} = 70,4 * \left(1 - \frac{2,13}{5,14} \right) = 41,26 \text{ М}^3 / \text{М}^3$$

$$\beta_{буф} = \frac{1}{\left(1 + \frac{4,37}{5,14}\right) / 1,025 / 41,26 + 1} = 0,96$$

$$\varphi_{буф} = \frac{0,96}{1 + \frac{0,0016}{0,034} * 0,96} = 0,92$$

$$P_{г2} = 5,14 * \left(\frac{1}{1 - 0,4 * 0,92} - 1 \right) = 3,02 \text{ МПа}$$

16) Определяется потребное давление насоса:

$$P = \rho * g * H_{дин} + P_{буф} - P_{г1} - P_{г2} \quad (23)$$

$$P = 1091,51 * 9,81 * 1667,75 + 2,13 * 10^6 - 1,13 * 10^6 - 3,02 * 10^6 \\ = 15,83 \text{ МПа}$$

Через потребное давление насоса можно определить напор насоса:

$$H = \frac{P}{\rho * g} = \frac{15,83 * 10^6}{1091,51 * 9,81} = 1478,3 \text{ м}$$

17) По величине подачи насоса на входе, потребному давлению (напору насоса) и внутреннему диаметру обсадной колонны выбирается типоразмер погружного центробежного насоса. Но необходимо учитывать, что данный расчет не предполагает подъем жидкости из приобщенного пласта. Поэтому по аналогичной методике необходимо определить те же параметры, что и для основного объекта. Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту представлены в таблице 10.

Таблица 10 – Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – О4А	Приобщаемый объект – Т1
Подача насоса на входе	м ³ /сутки	58,06 (90,22*)	32,16
Потребное давление	МПа	15,83	23,32
Напор	м	1478,3	2154,55
Внутренний диаметр обсадной колонны	мм	150	150

* Необходимо учитывать тот факт, что верхний насос работающий на основном объекте должен производить подъем как верхнего, так и нижнего пласта, поэтому подача насоса на основном объекте складывается из подачи на основном и на приобщаемом объекте.

По полученным данным необходимо провести подбор погружного центробежного насоса. Среди малогабаритного оборудования компании «Новомет» были выбраны следующие установки:

- основной объект (верхний пласт) – ЭЦНЗ-125Э (компр.) (Э – условное обозначение энергоэффективной линейки насосов, компр. – компрессионного исполнения);

- приобщаемый объект (нижний пласт) – ВННЗ-35Э (компр.).

Внешний диаметр обеих установок составляет – 81 мм.

Величины, характеризующие работу выбранного оборудования в оптимальном режиме [29]:

ЭЦНЗ-125Э (компр.):

- оптимальная подача насоса на воде – $Q_{ов} = 125 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,00145 \text{ м}^3/\text{с}$;
- оптимальный КПД насоса на воде – $\eta_{ов} = 0,46$;
- оптимальная мощность насоса на воде – $N_{ов} = 14,05 \text{ кВт}$.

ВННЗ-35Э (компр.):

- оптимальная подача насоса на воде – $Q_{ов} = 35 \text{ м}^3/\text{сут} = 0,000405 \text{ м}^3/\text{с}$;
- оптимальный КПД насоса на воде – $\eta_{ов} = 0,4$;
- оптимальная мощность насоса на воде – $N_{ов} = 8,2 \text{ кВт}$.

18) Определяется коэффициент изменения подачи насоса при работе на нефтеводогазовой смеси относительно водяной характеристики:

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 * v^{0,85} * Q_{ов}^{-0,57} \quad (24)$$

где v – эффективная вязкость смеси, $\text{м}^2/\text{с} * 10^{-5}$.

$$K_{Qv} = 1 - 4,95 * (0,23 * 10^{-5})^{0,85} * 0,00145^{-0,57} = 0,997$$

19) Вычисляется коэффициент изменения КПД насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 * v^{0,4}}{Q_{ов}^{0,27}} \quad (25)$$

$$K_{\eta v} = 1 - \frac{1,95 * (0,23 * 10^{-5})^{0,4}}{0,00145^{0,27}} = 0,94$$

20) Вычисляется коэффициент сепарации газа на входе в насос:

$$K_c = \frac{1}{1 + 6,02 * \frac{Q_{пр}}{f_{скв.к}}} \quad (26)$$

где $f_{скв.к}$ – площадь кольца, образованного внутренней стенкой обсадной колонны и корпусом насоса, м^2 .

$$f_{скв.к} = f_{скв} - f_n \quad (27)$$

где f_n – площадь сечения насоса, м^2 .

$$f_H = \frac{\pi * d_H^2}{4} \quad (28)$$

где d_H – диаметр насоса, м.

$$f_H = \frac{3,14 * 0,081^2}{4} = 0,005 \text{ м}^2$$

$$f_{СКВ.К} = 0,018 - 0,005 = 0,013 \text{ м}^2$$

$$K_C = \frac{1}{1 + 6,02 * \frac{0,000696}{0,013}} = 0,75$$

21) Определяется относительная подача жидкости на входе в насос:

$$q = \frac{Q_{ж.пр}}{Q_{об}} \quad (29)$$

$$q = \frac{0,000696}{0,00145} = 0,48$$

22) Определяется относительная подача на входе в насос в соответствующей точке водяной характеристики насоса:

$$q_{пр} = \frac{Q_{ж.пр}}{Q_{об} * K_{Qv}} \quad (30)$$

$$q_{пр} = \frac{0,000696}{0,00145 * 0,997} = 0,48$$

23) Вычисляется газосодержание на приеме насоса с учетом газосепарации:

$$\beta_{пр} = \beta_{вх} * (1 - K_C) \quad (31)$$

$$\beta_{пр} = 0,46 * (1 - 0,75) = 0,12$$

24) Определяется коэффициент изменения напора насоса из-за влияния вязкости:

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07 * \nu^{0,6} * q_{пр}}{Q_{об}^{0,57}} \quad (32)$$

$$K_{Hv} = 1 - \frac{1,07 * (0,23 * 10^{-5})^{0,6} * 0,58}{0,00145^{0,57}} = 0,99$$

25) Определяется коэффициент изменения напора насоса с учетом влияния газа:

$$K = \frac{1 - \beta_{пр}}{(0,85 - 0,31 * q_{пр})^A} \quad (33)$$

Где

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 * q_{np} + (6,8 * q_{np})^2} \quad (34)$$

$$A = \frac{1}{15,4 - 19,2 * 0,48 + (6,8 * 0,48)^2} = 0,06$$

$$K = \frac{1 - 0,18}{(0,85 - 0,31 * 0,58)^{0,029}} = 0,9$$

26) Определяется напор насоса на воде при оптимальном режиме:

$$H = \frac{P}{\rho * g * K * K_{Hv}} \quad (35)$$

$$H = \frac{15,83 * 10^6}{1091,51 * 9,8 * 0,9 * 0,99} = 1651,5 \text{ м}$$

27) Вычисляется необходимое число ступеней насоса:

$$Z = \frac{H}{h_c} \quad (36)$$

где h_c – напор одной ступени выбранного насоса.

$$h_c = 8,35 \text{ м}$$

$$Z = \frac{1651,5}{8,35} = 197,7 \approx 198$$

Число Z округляется до большего целочисленного значения (в нашем случае до 122).

28) Определяется КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы:

$$\eta = K_{\eta v} * K_c * \eta_{ов} \quad (37)$$

$$\eta = 0,99 * 0,75 * 0,46 = 0,34$$

29) Определяется мощность насоса [30]:

$$N = \frac{P * Q}{\eta} \quad (38)$$

$$N = \frac{7,29 * 10^6 * 0,00162}{0,32} = 34,9 \text{ кВт}$$

Напорная и частотная характеристики выбранного для основного объекта оборудования представлены на рисунке 8 и 9 соответственно.

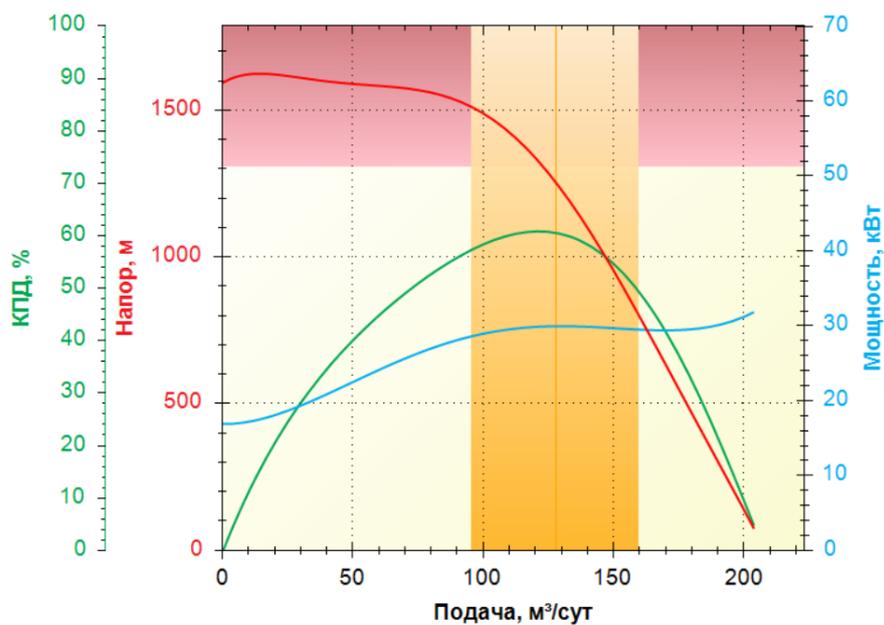


Рисунок 8 – Напорная характеристика ЭЦНЗ-125Э (компр.) с числом ступеней 198

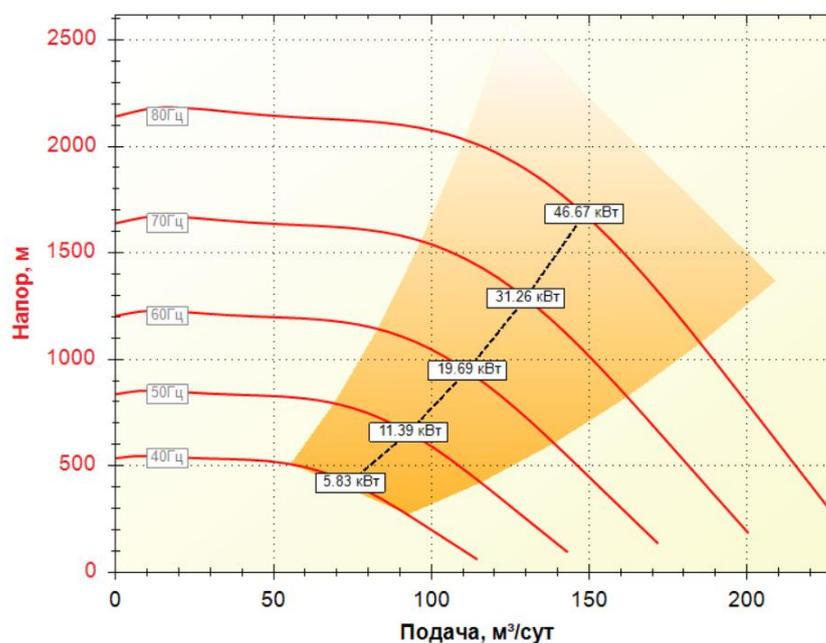


Рисунок 9 – Частотная характеристика ЭЦНЗ-125Э (компр.) с числом ступеней 198

По аналогичной методике необходимо определить те же параметры для приобщаемого объекта, что и для основного объекта.

Напорная и частотная характеристики подобранного для приобщаемого объекта оборудования представлены на рисунке 10 и 11 соответственно.

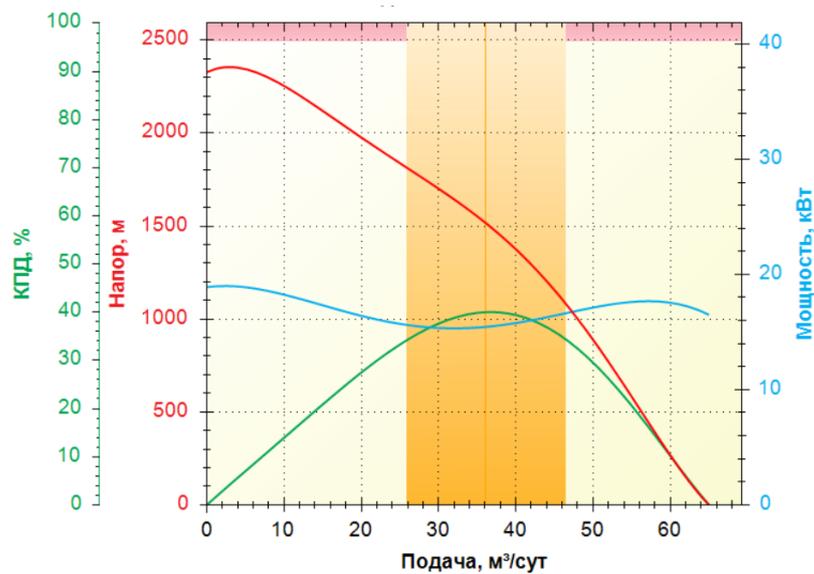


Рисунок 10 – Напорная характеристика ВNH3-35Э (компр.) с числом ступеней 256

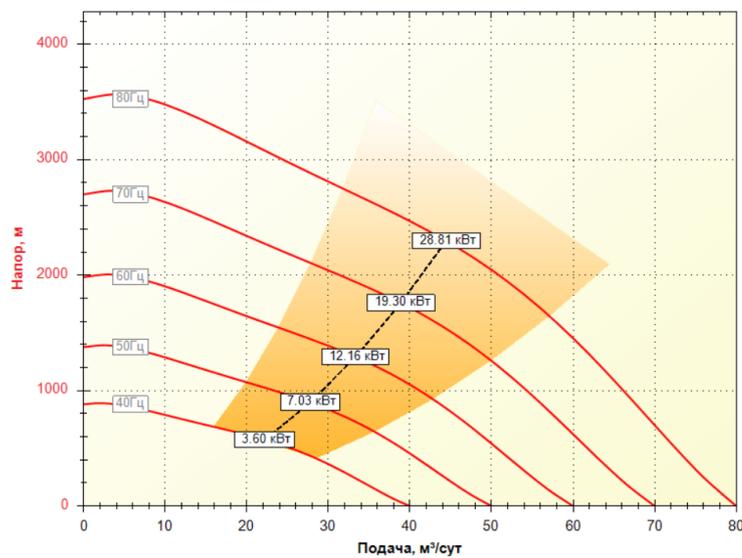


Рисунок 11 – Частотная характеристика ВNH3-35Э (компр.) с числом ступеней 256

Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту представлены в таблице 11.

Таблица 11 – Результаты расчетов по основному и приобщенному объекту

Параметр	Единицы измерения	Основной объект – О4А	Приобщаемый объект – Т1
Напор насоса на воде при оптимальном режиме	м	835,32	926,81
Необходимое число ступеней насоса	шт.	198	256
КПД насоса с учетом влияния вязкости, свободного газа и режима работы	%	35,86	33,53
Мощность насоса	кВт	27,82	21

Таким образом было подобрано погружное оборудование (УЭЦН) для скважины №1250 X нефтяного месторождения. Для основного объекта выбран ЭЦНЗ-125Э (компр.) с числом ступеней 198, для приобшаемого - ВНЗ-35Э (компр.) с числом ступеней 256.

Как уже говорилось ранее в зависимости от условий эксплуатации допускаются многочисленные модификации установок. Таким образом для имеющихся основных видов осложнений необходимо предложить мероприятия или модификации для установок добычи:

1. Мероприятия по предупреждению и борьбе с солеотложением

В большинстве случаев причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. Более интенсивное отложение солей наблюдается в трубах малого диаметра (до 50 мм), в задвижках, клапанах, переходных патрубках, что обусловлено повышенной турбулизацией в этих местах газожидкостного потока.

На пересыщенных пластовых водах карбонатными солями могут оказывать влияние такие факторы как:

- большое содержание растворенной углекислоты в закачиваемой воде;
- нагнетание в пласт химических реагентов;
- поверхностно-активные вещества нефти, переходящие в воду;
- жидкости, применяемые при глушении скважин.

Для предупреждения отложения солей рекомендуются следующие методы:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах.

Для предупреждения отложения солей выбраны ингибиторы типа ПАФ. Разработаны летняя и зимняя формы реагентов, физико-химические свойства которых отвечают предъявленным требованиям к ингибиторам.

Ингибиторы следует применять по двум технологиям:

- периодическая задавка в призабойную зону пласта;
- постоянная дозировка в затрубное пространство скважин.

При обработке скважин ингибитором солеотложения методом закачки в призабойную зону пласта необходимо обеспечить достаточное количество ингибитора для более полной адсорбции на породе пласта. Удельный расход реагентов типа ПАФ – 10 г/т попутно добываемой воды.

2. Мероприятия по предупреждению и борьбе с коррозией

Нефти X месторождения относятся к сернистым, кроме этого для поддержания пластового давления на месторождении используется смесь подтоварных вод с пресными водами. Все это способствует развитию коррозии и преждевременному износу подземного и наземного оборудования.

Основными методами в настоящее время являются применение защитных покрытий, в основном для труб (НКТ и др.) и закачка химических реагентов.

Целесообразно испытать следующие реагенты для уменьшения коррозии оборудования:

- ХПК-001, ХПК-002, ХПК-007, имеющих температуру застывания – 40-60⁰С. Закачивают их непрерывно или периодически. Из опыта применения в Западной Сибири защитный эффект составляет более 95 %.

- амфикор (по ТУ 39-12966038-004-95), температура застывания – 55⁰С. Защитное действие – 90 % при дозировке реагента 25 г/м³.

3. Мероприятия по предупреждению и борьбе с АСПО

Наиболее прогрессивным способом борьбы с парафиноотложением является химический способ с использованием ингибиторов и удалителей парафиноотложения.

Исходя из опыта применения реагентов, можно рекомендовать ингибиторы: СНПХ-7401, СОНПАР, а также удалители: гексановую, бензиновую фракцию с добавлением кубовых остатков производства бутиловых спиртов (РПС-67). Легкую пиролизную смолу (ЛПС) с гексановой фракцией в отношениях 1:3-1:1.

Для предотвращения простоя работающих скважин по причине парафиноотложения необходимо:

- скважины с интенсивной парафинизацией оборудования, где межочистной период изменяется от 5 до 20 суток, обрабатывать ингибиторами парафиноотложения типа СНПХ, ИПС по методу непрерывного дозирования с помощью насосов типа НД, УДС, УДЭ;
- скважины с невысокой интенсивностью парафинизации, у которых межочистной период изменяется от 20 до 30 суток, рекомендуется обрабатывать удалителями;
- для своевременного выявления парафиноопасных скважин необходимо оборудовать малодебитные скважины с незначительной обводненностью термокарманами.

Также возможно применение НКТ с покрытием стекла и эмали, ингибиторов парафиноотложений СНПХ-7920М, СНПХ-7912М, ингибитора комплексного действия СНПХ-7941.

В качестве новых физических методов борьбы с парафиноотложениями - магнитные или ультразвуковые воздействия с целью разрушения кристаллических решеток парафина. Например, магнитные депарафинизаторы МОЖ-72.

Обработка жидкости постоянным магнитным полем высокой напряженности путем установки магнитоактиваторов в скважинах и трубопроводах позволяет увеличить межочистной период.

Можно рекомендовать нагревательные кабели для поддержания заданной температуры перекачки. Разработаны отечественные электрообогревающие гибкие элементы (полотно), выполняющие функцию обогрева трубы (ОАО «Химволокно» г. Новосибирск).

Наиболее рациональным является применение труб с теплоизоляционным покрытием (пенополиуретан).

3.4.1 Результаты технологического расчета

В ходе технологического расчета был произведен подбор погружного оборудования (УЭЦН) для скважины №1250 X нефтяного месторождения. Расчет производился согласно методике Ивановского В.Н.

Для основного объекта выбран ЭЦНЗ-125Э (компр.) с числом ступеней 198, для приобшаемого – ВННЗ-35Э (компр.) с числом ступеней 256. В итоге данный расчет позволяет достичь нескольких целей:

1. Увеличения добычи нефти на скважине на 32,16 м³/сут за счет приобщенного объекта;
2. Добиться эффективных напорных характеристик для обеих насосных установок;
3. Применением измерительного модуля МИГ-60-485 в компоновке погружного оборудования обеспечить учёт добываемой продукции из каждого пласта и закачиваемого в него рабочего агента, в соответствии с «Правилами охраны недр», ПБ 07-601-03, утверждёнными постановлением Госгортехнадзора России №71 от 06.06.2003 г. с изменениями и дополнениями от 30.06.09 г.

Предложены методы борьбы и предупреждения с основными видами осложнения на месторождениях Оренбургской области.

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Терпинская Виктория Вячеславовна

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:	
1. Стоимость ресурсов научно-исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов для внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи на нефтяном месторождении X
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Налоговый кодекс Российской Федерации ФЗ №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	Обоснование перспективности внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной эксплуатации.
2. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Расчет доходов и затрат при внедрении однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи на нефтяном месторождении X. Сравнительный анализ фактических затрат до внедрения системы и после
3. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности внедрения новой техники или технологии

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Таблицы: – Смета затрат на внедрение ОРЭ; – Данные для расчета экономической эффективности; – Итоговая таблица оценки экономической эффективности.	
2. Рисунки: – График чувствительности для чистого дисконтированного дохода и внутренней нормы доходности;	

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор ОНД	Шарф И.В.	Д.Э.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Терпинская Виктория Вячеславовна		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Расчет экономической эффективности внедрения однопакерной установки 2УДН для одновременно-раздельной добычи

Затраты на внедрение установки для одновременно-раздельной добычи (ОРД) группируются по следующим статьям:

- строительно-монтажные работы;
- крепление, испытание;
- основные материалы;
- зарплата производственных рабочих;
- отчисления на социальные нужды;
- транспортные расходы;
- прочие услуги вспомогательных цехов;
- накладные расходы.

Расчет затрат на строительно-монтажные работы проводится по формуле 39:

$$T = \frac{0,18 \times T_{\text{пч}}}{N_{\text{бр}}} \quad (39)$$

где $T_{\text{пч}}$ – трудоемкость строительно-монтажных работ;

$N_{\text{бр}}$ – численный состав монтажной бригады.

$$T_1 = \frac{0,18 \times (166 + 92)}{12} = 3,87 \text{ сут.}$$

Время на крепление: $T_2 = 3$ сут.

Время на испытание: $T_3 = 2$ сут.

Таким образом получаем в итоге общее время по формуле 40:

$$T = T_1 + T_2 + T_3 \quad (40)$$

$$T = 3,87 + 3 + 2 = 8,87 \text{ сут.} = 213 \text{ ч.}$$

Затраты на строительно-монтажные работы определяются по формуле 41:

$$C_{\text{м}} = T \times (3 + 3_i) \quad (41)$$

где 3 – сдельная суточная расценка бригады, руб.;

Z_i – расценка суточных затрат, связанных с проведением монтажных работ, руб.

$$C_m = 8,87 \times (14410 + 13475) = 247340 \text{ руб.}$$

Основным документом, определяющим величину затрат на проведение внедрения технологии ОРЭ, является смета.

При внедрении 2УДН используются материалы:

- Насосные установки, предназначенные для подъема скважинного флюида:

- ЭЦНЗ-125Э;

- ВННЗ-35Э.

- Пакер механический осевой посадки (на примере ПРО-Ш-К-ЯМО2-ЯГ1(М));

- Станция РГС-102;

- Система телеметрии 2ТМС-В-Г-117-320;

- Трубы НКТ.

Стоимость основных материалов определяется по формуле 42:

$$C_m = C_m \times N_p \quad (42)$$

где C_m - стоимость основных материалов, руб.;

C_m – цена единицы материала, руб.;

N_p – норма расхода материала, тонн.

Расчет требуемого оборудования для обустройства скважины представлены в таблице 12 согласно формуле 42.

Таблица 12 – Оборудование для обустройства скважины

Наименование оборудования	Количество, шт.	Цена единицы, руб.	Сумма, руб.
ЭЦНЗ-125Э (компр.)	1	525000	525000
ВННЗ-35Э	1	436500	436500
ПРО-Ш-К-ЯМО2-ЯГ1(М)	1	172563	172563
Станция РГС-102	1	269535	269535

Продолжение таблицы 12

Комплект оборудования для ОРЭ	1	26654	26654
Система телеметрии 2ТМС-В-Г-117-320	1	328115	328115
Трубы НКТ	285	1150	327750
		Итого:	2086117

Затраты на соль-вода:

$$C_{M2} = 301 \times 32 = 9632 \text{ руб.}$$

Затраты на нефть:

$$C_{M3} = 245 \times 67,4 = 16513 \text{ руб.}$$

Общие затраты на материалы:

$$C_M = C_{M1} + C_{M2} + C_{M3} = 2112262 \text{ руб.}$$

Далее проведем расчет зарплаты производственных рабочих (43):

$$Z_{\Pi} = T \times N_{\text{вр}} \quad (43)$$

где T – тарифная ставка вахты, руб.;

$N_{\text{вр}}$ – продолжительность работ, ч.

- оператор 4 разряда: $Z_{\Pi1} = 70,16 \times 213 = 14944$ руб.
- оператор 5 разряда: $Z_{\Pi2} = 78,25 \times 213 = 16667$ руб.
- машинист 6 разряда: $Z_{\Pi3} = 137,59 \times 213 = 29307$ руб.

Общая заработная плата составит:

$$Z_{\text{об}} = Z_{\Pi1} + Z_{\Pi2} + Z_{\Pi3} = 14944 + 16667 + 29307 = 60918 \text{ руб.}$$

Отчисления на социальные нужды определяются единым социальным налогом по установленным законодательно нормативам отчисления в пенсионный фонд, социального и медицинского страхования. Отчисления на социальные нужды измеряются в руб., определяются по формуле 44:

$$Z_{\text{сн}} = Z_{\text{об}} \times \frac{N_1}{100} \quad (44)$$

где $Z_{\text{об}}$ – общая заработная плата производственных рабочих, руб.;

N_1 – отчисления во внебюджетные фонды.

$$Z_{\text{сн}} = 60918 \times \frac{37,4}{100} = 22783 \text{ руб.}$$

Расчет транспортных расходов производится исходя из стоимости одного часа работы транспорта и продолжительности работ (формула 45):

$$Z_T = C_{1ч} \times N_{вр} \quad (45)$$

где $C_{1ч}$ – стоимость 1 часа, руб.;

$N_{вр}$ – норма выработки, ч.

Расходы на штанговоз: $Z_{T1} = 654 \times 5 = 1565$ руб.

Расходы на агрегат ЦА -320: $Z_{T2} = 844 \times 17,5 = 6151$ руб.

Расходы на АЗА: $Z_{T3} = 725 \times 1,5 = 636$ руб.

Расходы на трактор К-700: $Z_{T4} = 723 \times 4,17 = 1770$ руб.

Расходы на подъемник УПА-60: $Z_{T5} = 815 \times 169,5 = 70173$ руб.

Расходы на использование ПКС: $Z_{T6} = 514 \times 5,5 = 2827$ руб.

Общие транспортные расходы:

$$Z_{Тоб} = 1565 + 6151 + 636 + 1770 + 70173 + 2827 = 83122 \text{ руб.}$$

Затраты на прочие услуги вспомогательных цехов представлены в таблице 13.

Таблица 13 – Услуги вспомогательных цехов

Наименование работ	Сумма, руб.
Затраты ЦДНГ (перед внедрением ОРЭ)	20000
Затраты ЦНИПР (исследование верхнего и нижнего пласта)	40000
Затраты ПРЦГНО	160000
Итого	220000

Накладные расходы образуются в связи с организацией, обслуживанием производства и управления им (общепроизводственные и общехозяйственные расходы). Общепроизводственные расходы – это расходы на обслуживание и управления производством. Общехозяйственные расходы – это расходы непроизводственного назначения, связаны с функцией руководства, управления, которые осуществляются в рамках предприятия.

Накладные расходы определяются по формуле 46:

$$Z_{н.р.} = Z_o \times N_{н.р.} / 100\% \quad (46)$$

где $N_{н.р.}$ – норма накладных расходов, %;

Z_o – основные затраты, руб.

Основные (прямые) затраты, непосредственно связанные с выполнением технологических операций по производству продукции (основные материалы, зарплата, транспорт).

Основные (прямые) затраты определяются по формуле 47:

$$Z_o = C_{м.общ.} + Z_{п.общ} + Z_{есн} + Z_{т.общ} + Z_p + Z_{в.п} \quad (47)$$

Таким образом:

$$Z_o = 2112262 + 60918 + 22783 + 83122 = 2279085 \text{ руб.}$$

$$Z_{н.р.} = 2279085 \times 20/100 = 455817 \text{ руб.}$$

На основании произведенных расчетов составлена смета на внедрение ОРЭ (таблица 14).

Таблица 14 – Смета затрат на внедрение ОРЭ

Статьи затрат	Сумма, руб.
Строительно-монтажные работы	247340
Основные материалы	2112262
Зарплата производственных рабочих	60918
Отчисления на социальные нужды	22783
Транспортные расходы	83122
Прочие услуги вспомогательных цехов	220000
Накладные расходы	455817
Итого основные расходы:	3202242
Плановые накопления, 20%	640448
Резерв, 3%	96067
Итого:	3938758
НДС	708976
Итого с НДС:	4647735

Эксплуатационные расходы в год составляют 385 тыс. руб. Итого затраты на технологию ОРД в течение года по скважине 1250 составит 5032735 руб.

Эффективность внедрения установки одновременно-раздельной эксплуатации добычи заключается в получении дополнительной добычи. Дополнительная добыча за 365 дней, полученная за счёт внедрения установки ОРД определяется по формуле 48:

$$\Delta Q = 365 \times (Q_2 - Q_1) \times K_э \quad (48)$$

где 365 – число дней в году;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

Q_2 – среднесуточный дебит данной скважины после проведения мероприятия, т/сут;

Q_1 – среднесуточный дебит данной скважины до проведения мероприятия, т/сут.

После внедрения установки, дополнительная добыча составила:

$$\Delta Q = 365 \times (9,7) \times 0,97 = 3434 \text{ т}$$

Исходя из полученных данных, можно сделать вывод о том, что технология ОРД на примере скважины № 1250 показала свою технологическую эффективность и рекомендуется для дальнейшего внедрения на скважинах ХХХ месторождения. Расчет экономической эффективности производится в соответствии с ТУ 3665-00147587-2007 («Руководящий документ по эксплуатации распространяется на установку для одновременно-раздельной эксплуатации двух объектов»). Для проведения расчета составляется таблица исходных данных, представленная в таблице 15.

Таблица 15 – Исходные данные для расчета эффективности внедрения УОРД

Показатели	Единица измерения	До мероприятия	После проведения мероприятия
Добыча нефти, в т.ч. дополнительная добыча за счет мероприятия	тонн	6570	10004 3434
Себестоимость добычи 1 т нефти	руб./т руб./т	6104*	-
Затраты на мероприятия	руб.	-	5581747
Оптовая цена на нефть	руб.	17000	17000

* –себестоимость добычи Роснефти – 11,3 долл США/барр с учетом курса доллара согласно отчету по МСФО ПАО «Роснефть» за 2019 г.

Выручка от реализации дополнительной добычи нефти по формуле 49 составит:

$$\Delta P_T = \Delta Q \times C_t \quad (49)$$

где Q – объём добычи нефти, т;

C_t – оптовая цена на 1 т нефти

$$\Delta P_T = 3434 \times 17000 = 58378000 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат включает эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти и затраты на проведение мероприятия (формула 50):

$$\Delta Z_T = \Delta Z + Z' \quad (50)$$

где ΔZ – эксплуатационные затраты на добычу дополнительной нефти, руб.;

Z' – затраты на проведение мероприятия

Размер дополнительных эксплуатационных затрат определяется произведением суммы условно-переменных статей калькуляции себестоимости одной тонны нефти на дополнительный годовой объем добычи нефти.

К условно-переменным затратам относятся те статьи калькуляции себестоимости, затраты по которым прямо зависят от количества добытой нефти. Этими статьями являются:

- 1) расходы на энергию, затраченную на извлечение нефти;
- 2) расходы по искусственному воздействию на пласт;
- 3) расходы по сбору и транспорту нефти;
- 4) расходы по технологической подготовке нефти;
- 5) расходы на содержание и эксплуатацию оборудования.

Каждая из перечисленных выше статей является комплексной, т.е. состоит из нескольких элементов затрат, часть из которых с ростом добычи нефти не изменяется. Поэтому, при подсчете дополнительных затрат, применяют коэффициент – 0,6 и сумму дополнительных затрат вычисляются по формуле 51:

$$\Delta Z = (N_{\text{№1}} + N_{\text{№2}} + N_{\text{№3}} + N_{\text{№4}} + N_{\text{№5}}) \cdot \Delta Q \cdot 0,6, \text{ руб.} \quad (51)$$

где $N_{\text{№1}} + N_{\text{№2}} + N_{\text{№3}} + N_{\text{№4}} + N_{\text{№5}}$ – сумма условно-переменных статей калькуляции себестоимости 1 т нефти до внедрения мероприятия, (руб.);

ΔQ – дополнительная добыча нефти, т;

0,6 – коэффициент, учитывающий, что каждая из перечисленных статей возрастает не прямо пропорционально возросшей годовой добыче нефти.

$$\begin{aligned} \Delta Z &= (105,9 + 530,95 + 155,35 + 48,53 + 612,15) \times 3434 \times 0,6 = \\ &= 2993514 \text{ руб.} \end{aligned}$$

$$\Delta Z_T = 2993514 + 5032735 = 8026249 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти без использования мероприятия рассчитывается по формуле 52:

$$Z_{T1} = Q_o \times C_1 \quad (52)$$

где Q_o – добытая нефть до мероприятия, т.

C_1 – себестоимость 1 т нефти, добытой до мероприятия, руб.

$$Z_{T1} = 6570 \times 6104 = 40103280 \text{ руб.}$$

Стоимостная оценка затрат на добычу нефти с использованием мероприятия рассчитывается по формуле 53:

$$Z_{T2} = Z_{T1} + \Delta Z_T \quad (53)$$

$$Z_{T2} = 40103280 + 8026249 = 48129529 \text{ руб.}$$

Отсюда себестоимость добычи 1 т нефти, добытой с использованием мероприятия, по формуле 54 составит:

$$C_2 = Z_{T2} / Q_2 \quad (54)$$

$$C_2 = 48129529 / 10\,004 = 4810,89 \text{ руб./т.}$$

Далее необходимо оценить экономическую эффективность внедрения компоновки. Для расчета выберем период с 2022 до 2025 годам (таблица 16).

Таблица 16 – Добыча и цены на нефть в расчетном периоде

Параметр	2022	2023	2024	2025
Добыча нефти, тонн	3434	3300	3200	3100
Цена на нефть сорта Юралс, руб./т	23725,4	24406,2	24406,2	24406,2

Ранее уже рассчитаны основные инвестиции, далее необходимо рассчитать эксплуатационные затраты.

Расчет амортизации производится с учетом нормы амортизации, которая составляет 14,29%, итого получили 664,16 тыс. руб./год.

Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти (НДПИ) рассчитан с учетом ст. 342 НК РФ по формуле 55 и представлен в таблице 17:

$$\text{НДПИ} = 919 \times K_{ц} - D_{м} \quad (55)$$

где $K_{ц}$ – коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть;

D_m – показатель, характеризующего особенности добычи нефти, определяется в порядке, установленном статьей 342.5 НК РФ.

Таблица 17 – Результат расчета НДС

Параметр	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025
НДС	руб./т	9834,3	10234,6	10190,2	10190,2	9834,3

Таким образом получим итоговую таблицу по результатам проведенных расчетов (таблица 18).

Таблица 18 – Данные для расчета экономической эффективности

Параметр	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025
Среднегодовая добыча нефти	тыс. т	13,03	3,43	3,30	3,20	3,10
Накопленная добыча	тыс. т	33,14	3,43	6,73	9,93	13,03
Эксплуатационные затраты (без НДС), в т.ч.:	млн руб.	12,37	3,22	3,12	3,05	2,98
Амортизационные отчисления	млн руб.	2,66	0,66	0,66	0,66	0,66
НДС	млн руб.	131,74	33,77	33,77	32,61	31,59
Инвестиции	млн руб.	4,65	4,65	-	-	-
Ежегодные эксплуатационные расходы	млн руб.	1,54	0,385	0,385	0,385	0,385
Цена реализации без НДС	руб./т	-	23725,45	24406,2	24406,2	24406,2

Дальнейшие расчеты проведены по методике «Экономическая оценка ГТМ разработки месторождения», результаты расчетом приведены в таблице 19.

Таблица 19 – Итоговая таблица оценки экономической эффективности

Параметр	Ед. изм	Сумма	2022	2023	2024	2025
Выручка	млн руб.	315,77	81,47	80,54	78,10	75,66
Валовая прибыль	млн руб.	171,66	44,48	43,64	42,44	41,09
Налог на имущество	млн руб.	0,26	0,09	0,07	0,06	0,04
Налог на прибыль	млн руб.	34,33	8,90	8,73	8,49	8,22
Итого налоги	млн руб.	34,59	8,98	8,80	8,55	8,26
Чистая прибыль	млн руб.	137,33	35,59	34,92	33,95	32,87
Денежный поток	млн руб.	133,80	31,22	35,19	34,23	33,15
Накопленный денежный поток	млн руб.	332,07	31,22	66,41	100,64	133,80
Чистый дисконтированный доход, ЧДД ($i=15\%$)*	млн руб.	377,27	58,36	84,98	107,48	126,44
Чистый дисконтированный доход, ЧДД ($i=1\%$)*	млн руб.	131,80	31,22	34,85	33,56	32,18

* – i – индекс дисконтирования

В результате проведенной оценки получены:

- Внутренняя норма доходности (ВНД) – 83,76%;
- Дисконтированный срок окупаемости – 0,29 год ($\approx 3,5$ месяца).

В ходе работы проведен анализ чувствительности инвестиционного проекта (рисунки 12-13).

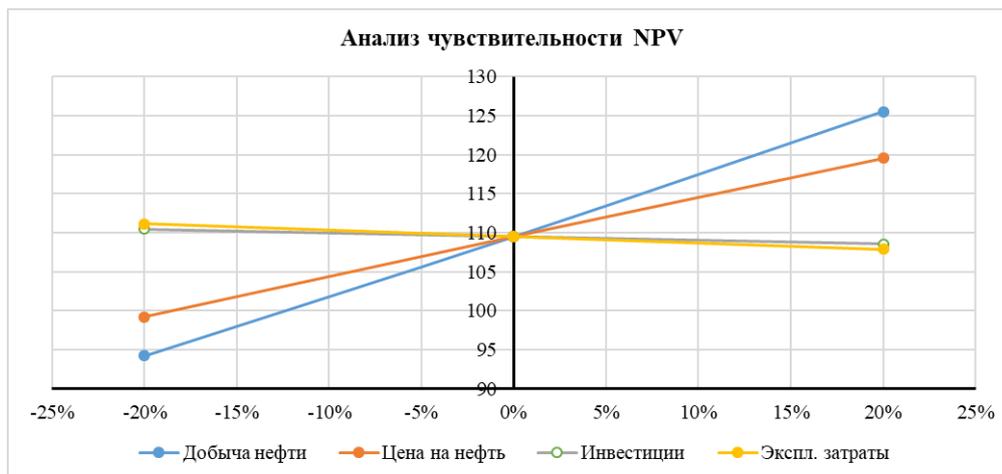


Рисунок 12 – График чувствительности для чистого дисконтированного дохода

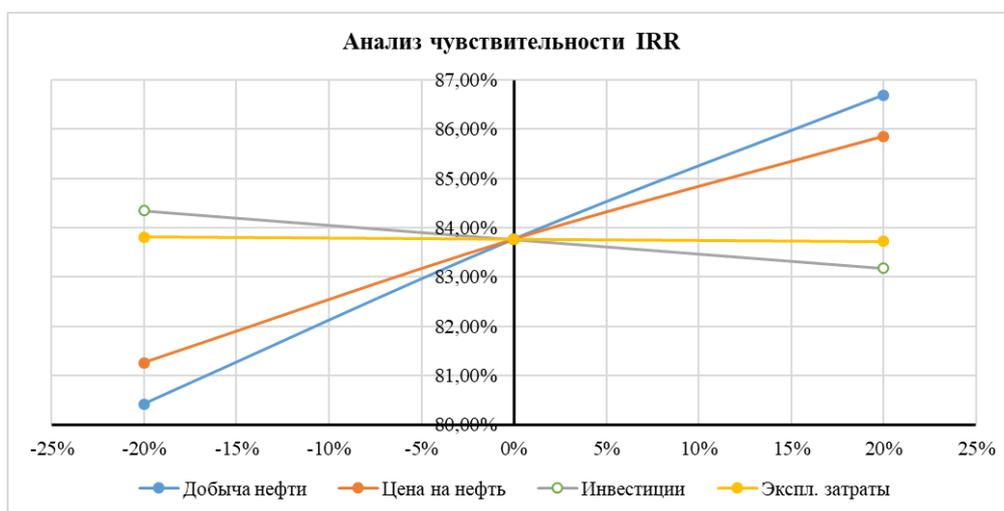


Рисунок 13 – График чувствительности для внутренней нормы доходности

В ходе анализа чувствительности определили, что данный проект является рентабельным при изменении факторов в пределах -20...20% также остается рентабельным. Исходя из полученных данных, можно сказать, что показатели инвестиций и эксплуатационных затрат оказывают наименьшее, а показатель добычи нефти – наибольшее влияние на ЧДД и ВНД, что объясняется достаточно высоким уровнем добычи нефти и небольшими вложениями в проект.

Однако стоит отметить, что анализ чувствительности имеет ограничения:

- оцениваются изменения одной переменной, в то время как эти изменения могут повлечь изменения и других переменных;

- этот метод не показывает вероятности изменения ключевых переменных или их комбинации.

Вывод:

На рассмотренной скважине № 1250 ХХХ месторождения в результате внедрения установки ОРД была получена дополнительная добыча нефти в размере 3434 тонн в год. По результатам расчета после внедрения компоновки 2УДН удастся достичь снижения себестоимости добычи 1 тонны нефти на 21%, себестоимость составит 4810,89 руб./т.

Чистая прибыль в первый год внедрения компоновки составит 35,59 млн. руб. Реализуемый проект имеет срок окупаемости 3,5 месяца и является рентабельным даже в условиях изменения ключевых параметров.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

2БМ04		Терпинская Виктория Вячеславовна	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема ВКР:

Технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации скважин в условиях нефтяных месторождений Оренбургской области	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <p>– Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.</p>	<p>Объектом исследования является технология одновременно раздельной эксплуатации, применяемая в нефтяных добывающих скважинах. Областью применения являются нефтяные многопластовые месторождения.</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при эксплуатации проектного решения:</p> <p>– специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;</p> <p>– организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.</p>	<p>Приказ Минтруда России № 642н от 22 сентября 2020 года «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата».</p> <p>ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.</p> <p>ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.</p>
<p>2. Производственная безопасность при эксплуатации проектного решения:</p> <p>– Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов</p> <p>– Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора</p>	<p>Вредные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. климатические условия; 2. превышение уровня шума; 3. превышение уровня вибрации; 4. недостаточная освещённость рабочей зоны; 5. повышенная запылённость и загазованность воздуха рабочей зоны; 6. повреждения в результате контакта насекомыми, растениями и животными. <p>Опасные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. движущиеся машины и механизмы производственного 2. оборудования; 3. оборудование, работающее под давлением; 4. взрывоопасность и пожароопасность; 5. повышенный уровень статического электричества (электробезопасность). <p>Средства коллективной и индивидуальной защиты: специальная одежда, специальная обувь, каска защитная, подшлемник, пояс предохранительный, перчатки диэлектрические, диэлектрические галоши и боты, очки защитные, противогаз.</p>

	Расчет системы общего люминесцентного освещения.
3. Экологическая безопасность при эксплуатации проектного решения	<p>Нефтяные месторождения, где применяется технология, находятся в промышленной зоне и не несет вреда селитебной зоне.</p> <p>Анализ воздействия на литосферу (утилизация отходов).</p> <p>Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы технических жидкостей).</p> <p>Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы).</p>
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при эксплуатации проектного решения	<p>Чрезвычайные ситуации на месте проведения работ по обслуживанию скважины, оборудованной установкой для ОРЭ в основном это:</p> <ul style="list-style-type: none"> – аварии с разливом нефти и нефтепродуктов; – возникновение пожаров; – аварии с повреждением подземного и надземного оборудования. <p>Типичные ЧС: антропогенные ЧС локального характера (халатность, неосторожность персонала предприятия).</p> <p>Наиболее вероятные ЧС: пожары.</p>
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Сечин Андрей Александрович	к.т.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Терпинская Виктория Вячеславовна		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Одновременно-раздельную эксплуатацию (ОРЭ) осуществляют путем оснащения скважин обычной конструкции оборудованием, которое разобщает продуктивные пласты, или путем использования для этих целей скважин специальной конструкции. Применение технологий ОРЭ позволяет значительно оптимизировать затраты на добычу нефти.

Эксплуатация скважин, оборудованных компоновкой одновременно раздельной эксплуатации, осуществляется операторами по добыче нефти и газа (оператор ДНГ). Рабочее место оператора ДНГ расположено в полевых условиях. Условия труда операторов ДНГ характеризуются воздействием комплекса вредных и опасных производственных факторов: опасность механических травм при производстве работ, поражение электрическим током, возможное воздействие вредных факторов, таких как метеоусловия на рабочем месте, плохое освещение, шум, вибрация, концентрация вредных веществ.

Социальная ответственность обеспечивает безопасную жизнедеятельность человека, которая в основном зависит от правильной оценки производственных факторов. Производственные факторы могут вызвать изменения в организме человека.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

5.1.1 Трудовые нормы трудового законодательства

Рассмотрим работу оператора ДНГ в промысловых условиях (месторождение нефти). Приказа Минтруда России от 22 сентября 2020 года №642н об утверждении профессионального стандарта «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата» к работе допускаются:

- лица не моложе 18 лет;
- прошедшие обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры, а также внеочередные медицинские осмотры (обследования);
- прошедшие обучение и проверку требований охраны труда;

- прошедшие обучение мерам пожарной безопасности, включая прохождение противопожарного инструктажа и пожарно-технического минимума по соответствующей программе;
- имеющие специальный допуск для выполнения работ на высоте 1,8 и более метров (при необходимости);
- прошедшие обучение и проверку безопасным методам и приемам выполнения работ в электроустановках;
- имеющие специальный допуск на право обслуживания сосудов, работающих под давлением [31].

Время отдыха и рабочее время регламентируются графиком работы на вахте, который утверждается работодателем в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ [32] для принятия локальных нормативных актов, и доводится до сведения работников не позднее чем за два месяца до введения его в действие.

В данном графике предусматривается время, необходимое для доставки работников на вахту и обратно. Дни заезда и выезда к месту работы и обратно в рабочее время не включаются. Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях;
- предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих:
 - в районах крайнего Севера – 24 календарных дня;
 - в местностях, приравненных к районам крайнего севера – 16 календарных дней.

В соответствии с ГОСТ 12.2.049-80 [33] эргономика рабочего места на кустовых площадках обеспечивает оптимальное их использование. Вентили и краны находятся в досягаемости, в противном случае должны быть установлены

площадки для подъема до элементов управления. Все элементы конструкций, взаимодействующих с человеком заземлены или жестко закреплены, помимо этого для обеспечения безопасности рабочие должны надевать спецодежду, защитные очки, каску, перчатки и др.

5.2 Производственная безопасность

5.2.1 Анализ вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть в лаборатории при проведении исследований

В процессе работы на скважине оператор ДНГ может столкнуться с проявлением неблагоприятных производственных факторов, которые по результирующему воздействию на организм делятся на вредные факторы, приводящие к заболеваниям, и на опасные факторы, которые приводят к травме (таблица 20).

Таблица 20 – Опасные и вредные факторы при эксплуатации механизированного фонда скважин

Факторы	Этапы работ			Нормативные документы
	Осмотр	Эксплуатация	Ремонт	
1. Повышенная запыленность и загазованность воздуха рабочей зоны	+	+	+	ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ [34] ГН 2.2.5.3532-18 [35]
2. Отсутствие или неудовлетворительное освещение	+	+	+	СП 52.13330.2016 [36]
3. Повышенный уровень шума и вибрации	+	+	+	ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ [37] ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ [38]
4. Поражение электрическим током	+	+	+	ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ [39]
5. Давление в системах работающих механизмов	+	+	+	Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года) [40]

Загазованность и запыленность воздуха рабочей зоны

Источниками загазованности на нефтепромысле являются АГЗУ, эксплуатационные скважины, производственные помещения. Запыленность воздуха возникает в складских и производственных помещениях, в процессе подготовки бурового раствора и во время работ различного характера, проводимых на фонде скважин.

Длительное воздействие запыленности и загазованности, превышающих допустимые значения, может привести к профессиональным заболеваниям, а значительное превышение допустимых значений приводит и к острым отравлениям. Вдыхание пыли окислов металлов может привести к гнойничковым заболеваниям кожного покрова.

ПДК некоторых транспортируемых газов, вредных примесей и применяемых веществ при применении методов увлечения нефтеотдачи с помощью углекислого газа [35]:

- Среднесменная ПДК сырой нефти 10 мг/м³ (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов (C₁-C₅) – 3 мг/м³ (2-ой класс опасности);
- Углеводороды C₁-C₁₀ – 300 мг/м³;
- ПДК углекислого газа 9000 мг/м³ (4-ой класс опасности).

При работе в местах, где возможно образование концентрации вредных газов, паров и пыли в воздухе выше допустимых санитарных норм, работники обеспечиваются соответствующими средствами индивидуальной защиты органов дыхания (СИЗОД).

При газоопасных работах необходимо пользоваться газозащитными средствами (изолирующие респираторы, шланговые и фильтрующие противогазы).

Производственное освещение

Освещенность рабочих мест должна быть равномерной и исключать возникновение слепящего действия осветительных приспособлений на работающих. Производство работ в неосвещенных местах не разрешается.

Измерение освещенности внутри помещений (в том числе участков, отдельных рабочих мест, проходов и так далее) проводится при вводе сети освещения в эксплуатацию в соответствии с нормами освещенности, а также при изменении функционального назначения помещений.

Во всех производственных помещениях, кроме рабочего, необходимо предусматривать аварийное освещение, а в зонах работ в ночное время на открытых площадках – аварийное или эвакуационное освещение.

Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника. Вместо устройства стационарного аварийного и эвакуационного освещения разрешается применение ручных светильников с аккумуляторами.

Выбор вида освещения участков, цехов и вспомогательных помещений опасных производственных объектов должен производиться с учетом максимального использования естественного освещения [36].

Анализ освещённости рабочей зоны

При работе непосредственно на промысле первым по необходимости производственным помещением является насосная станция. Насосная станция представляют собой набор технологических и электротехнических блоков, монтируемых на месторождении под единой крышей.

Нормы освещенности $E_{экс}$ и равномерности освещенности U_0 в зоне зрительной работы независимо от плоскости нормирования (горизонтальной, вертикальной или наклонной), коэффициента пульсации освещенности $K_{п}$ и общего индекса цветопередачи R_a для различных помещений насосной станции и видов зрительной работы приведены в таблице 21.

Таблица 21 – Нормы освещенности для помещений насосной станции

Наименование помещения	$E_{экс}$, лк	U_0 , не менее	R_a , не менее	$K_{п}$, не более
Пути движения и коридоры	100	0,40	40	-
Лестницы	100		40	
Рабочая зона насоса	150		60	10

Недостаточность освещения приводит к напряжению зрения, ослабляет внимание, приводит к наступлению преждевременной утомленности. Чрезмерно яркое освещение вызывает ослепление, раздражение и резь в глазах. Неправильное направление света на рабочем месте может создавать резкие тени, блики, дезориентировать работающего. Все эти причины могут привести к несчастному случаю или профзаболеваниям.

Коэффициент пульсации освещенности $K_{п}$ в помещениях, где возможно возникновение стробоскопического эффекта и есть опасность прикосновения к вращающимся или вибрирующим объектам, не более 10%.

Проведём расчёт необходимого числа светильников для создания в рабочей зоне освещённости в 150 лк.

Дано помещение с размерами: длина $A = 20$ м, ширина $B = 9$ м, высота $H = 6$ м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,8$ м. Требуется создать освещенность $E = 150$ лк. Коэффициент отражения стен $R_c = 30$ %, потолка $R_{п} = 50$ %. Коэффициент запаса для помещения с малым выделением пыли при люминесцентных лампах: $k = 1,5$, коэффициент неравномерности $Z = 1,1$. Рассчитаем систему общего люминесцентного освещения.

Выбираем светильники типа ОД, $\lambda = 1,4$.

Приняв $h_c = 0,6$ м, определяем расчетную высоту по формуле 56:

$$h = H - h_c - h_{рп} = 6 - 0,6 - 0,8 = 4,4 \text{ м} \quad (56)$$

Расстояние между рядами светильников (57):

$$L = 1,4 \cdot 4,4 = 6,16 \text{ м} \quad (57)$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены (58):

$$\frac{L}{3} = \frac{6,16}{3} = 2,05 \text{ м} \quad (58)$$

Определяем количество рядов светильников и количество светильников в ряду (59-60):

$$n_{\text{ряд}} = \frac{B - \frac{2}{3}L}{L} + 1 = \frac{9 - \frac{2}{3} \cdot 2,05}{2,05} + 1 \approx 4 \quad (59)$$

$$n_{\text{св}} = \frac{A - \frac{2}{3}L}{l_{\text{св}} + 0,5} + 1 = \frac{20 - \frac{2}{3} \cdot 2,05}{0,93 + 0,5} + 1 \approx 13 \quad (60)$$

Размещаем светильники в четыре ряда. В каждом ряду можно установить 13 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при этом разрывы между светильниками в ряду составят 32 см. Изображаем в масштабе план помещения и размещения на нем светильников (рисунок 14).

Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 104$.

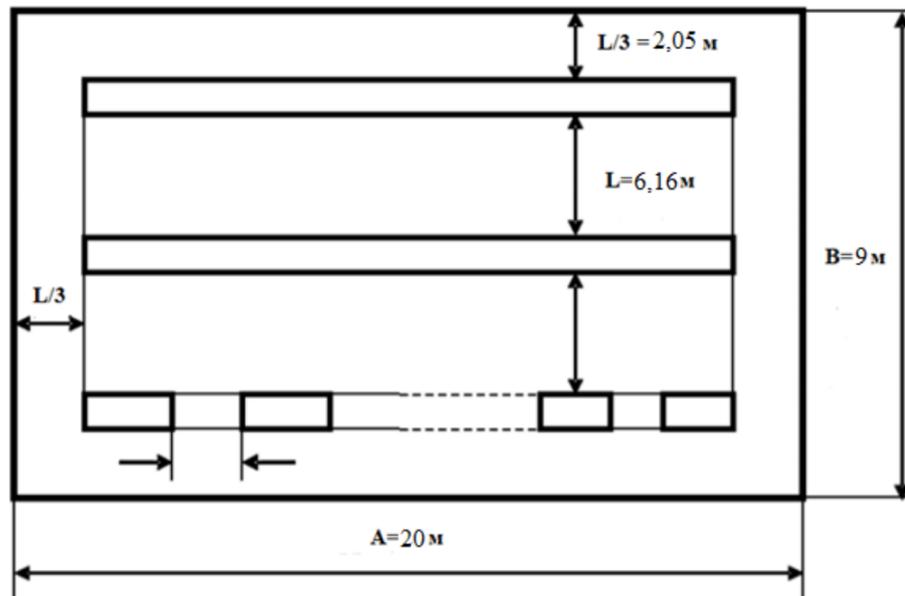


Рисунок 14 – План помещения и размещения светильников с люминесцентными лампами

Находим индекс помещения (61):

$$n_{\text{св}} = \frac{S}{h \cdot (A+B)} = \frac{180}{4,4 \cdot (20+9)} \approx 1,41 \quad (61)$$

Определяем коэффициент использования светового потока:

$$\eta = 0,45$$

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов (62):

$$\Phi = \frac{E_{\text{н}} \cdot S \cdot K_3 \cdot \gamma}{N_{\text{л}} \cdot \eta} = \frac{150 \cdot 180 \cdot 1,5 \cdot 1,1}{104 \cdot 0,45} \approx 951,9 \quad (62)$$

Выбираем ближайшую стандартную лампу – ЛХБ 20 Вт с потоком 1020 лм. Делаем проверку выполнения условия:

$$-10\% \leq \frac{\Phi_{\text{л.станд}} - \Phi_{\text{л.расч}}}{\Phi_{\text{л.станд}}} \cdot 100\% \leq +20\%$$

Получаем $-10\% \leq 6,67\% \leq +20\%$.

Определяем электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 104 \cdot 20 = 2080 \text{ Вт} = 2,08 \text{ кВт}$$

Вывод по проведенному расчету: в результате расчета системы искусственного освещения было определено, что электрическая мощность осветительной установки для создания заданной освещённости составляет $P = 2,08$ кВт.

Повышенный уровень шума и вибрации

Виброакустические условия на рабочих местах определяются вибрационными и шумовыми характеристиками машин и оборудования, режимами и условиями их работы, размещения (на территории или в помещении) и рядом других факторов.

К числу наиболее типичных источников шума и вибраций следует отнести электродвигатели, двигатели внутреннего сгорания и турбореактивные двигатели, насосы, компрессоры и вентиляторы, разнообразные машины и механизмы (редукторы, лебедки, станки и прочие), системы транспорта.

В процессе закачки рабочего агента в пласт основными источниками шума являются насосные и компрессорные установки, двигатели внутреннего сгорания.

Индивидуальные мероприятия для устранения уровня шума согласно ГОСТ 12.4.051 [37] могут быть: наушники, противозумные вкладыши, шлемы и каски.

Также защита может быть осуществлена путем установки насосных и компрессорных агрегатов в индивидуальных укрытиях и оснащение их средствами автоматизации, дистанционным управлением, не требующим постоянного присутствия обслуживающего персонала.

Защита от вибрации обеспечивается:

- балансировкой вращающихся частей оборудования и механизмов;
- устройством виброгасящих опор и фундаментов.

К методам и средствам коллективной защиты согласно ГОСТ 12.1.029 [38] могут быть применены в данном случае звукоизолирующие кожухи, кабины, выгородки, а также рациональное размещение рабочих органов и рабочих мест.

Поражение электрическим током

При возникновении каких-либо неисправностей электроэнергетического оборудования, электрических сетей, а также при несоблюдении персоналом правил электробезопасности существует опасность поражения электрическим током обслуживающего персонала, занятого в процессе добычи нефти и газа [39].

Защита от статического электричества на объекте обеспечивается путем присоединения всего электрооборудования к защитному контуру заземления. Паспорт контура заземления (заземляющей установки) хранится и ведется электромехаником промысла. К сетям заземления присоединены корпуса электродвигателей, аппаратов, каркасы щитов, шкафов, кабельные конструкции.

Средства защиты хранятся в условиях, гарантирующих сохранность от химического и механического воздействия, солнечных лучей, холода и перепадов температур.

Средства защиты от поражения электрическим током:

1. Перчатки. Защитные перчатки должны быть широкими и не менее 35 см в длину, чтобы их было удобно надевать поверх шерстяных перчаток, а сами они покрывали кисть и часть руки.

2. Обувь. Галоши и ботинки предназначаются для защиты от земного и шагового напряжений.

3. Подставки. Подставки делают из стекла, фарфора или металла, металл нельзя использовать для соединения, минимальный размер — 0,75*0,75 м.

4. Указатели. Для проверки техники с рабочим напряжением менее 500 В.

5. Щиты. Щиты для временных ограждений электрических установок делают из промасленного дерева или текстолита.

Давление в системах работающих механизмов

К обслуживанию сосудов, работающих под давлением, допускаются лица, достигшие 18 лет, обученные в учебных заведениях, аттестованные комиссией с участием инспектора Ростехнадзора и имеющие удостоверения на право обслуживания сосудов с указанием наименования, рабочих параметров рабочей среды сосудов, к обслуживанию которых они допущены.

Персонал, обслуживающий сосуды, должен быть ознакомлен под роспись с руководством по эксплуатации сосудов предприятий изготовителей, так же со схемами включения сосудов с указанием источника давления, параметров, рабочей среды арматуры, КИП, средств автоматического управления, предохранительных и блокирующих устройств [40].

5.3 Экологическая безопасность

5.3.1 Анализ влияния объекта исследования и процесса исследования на окружающую среду

Охрана недр и окружающей среды и рациональное использование ее ресурсов относится к актуальным проблемам современности. От успехов в решении этих проблем во многом зависит успешное развитие экономики и благосостояния нашего и будущего поколения.

В процессе работы УЭЦН и ШГН возможно выделение в окружающую среду скважинной жидкости (газоводонефтной эмульсии). Пропуски в фонтанной арматуре через фланцевые соединения, кабельный ввод, фланцевые соединения выкидного коллектора. В настоящее время существует выбор различных методов по снижению и предотвращению нефтяных загрязнений окружающей среды.

5.3.2 Анализ влияния применения объекта исследования на окружающую среду

Защита атмосферы

Загрязнение атмосферы происходит через организованные и неорганизованные источники выбросов.

Система сбора обводненной нефти герметична. Поэтому воздействие на атмосферный воздух будет иметь место только от функционирующего оборудования.

Основными компонентами вредных веществ, выбрасываемых в атмосферу, являются низшие предельные углеводороды, углекислый газ, азотистые соединения, сажа, фтористый водород, оксид железа и другие.

К мероприятиям, направленным на уменьшения воздействия от транспортных средств, относятся следующие:

- применение более «чистого» вида топлива (дизельное);
- проверка состояния и работы двигателей;
- доведение до минимума количества одновременно работающих двигателей.

В период эксплуатации оборудования предусмотрены следующие технические решения:

- установка на трубопроводах арматуры класса «А», характеризующейся отсутствием видимых протечек жидкости и утечек газа и обеспечивающей отключение любого участка трубопровода при аварийной ситуации;
- выполнение сварных швов, исключаящих в них возможные микротрещины;
- своевременный контроль, ремонт, регулировка и техническое обслуживание узлов, систем и агрегатов, влияющих на выброс вредных веществ;
- контроль за выбросами загрязняющих веществ в атмосферу.

Защита гидросферы

На этапе эксплуатации месторождения основными источниками воздействия являются технологические площадки, кустовые площадки, площадки узлов задвижек. При этом доминирует химическое воздействие.

Химическое воздействие возникает за счет поступления в водные объекты загрязняющих веществ. Загрязняющие вещества попадают в водную среду как непосредственно путем сброса стоков, так и из воздушной среды и почвы.

Высокая концентрация загрязняющих веществ в воде способствует развитию инфекционных болезней, за счет опасных микроорганизмов. Подвергаются сильному воздействию местная флора и фауна – деревья, животные, рыбы, птицы.

Для сохранения гидрологического режима поверхностных вод от загрязнения на месторождении реализованы следующие мероприятия:

выполнение строительно-монтажных работ в зимний период для уменьшения воздействия строительных машин на растительный покров берегов;

- укрепление откосов линейных сооружений и площадок от водной и ветровой эрозии торфо-песчаной смесью с посевом трав;
- закачка ингибитора коррозии и солеотложений в трубопроводы;
- проведение экологического мониторинга поверхностных вод и донных отложений.

Защита литосферы

С целью сохранения почвенно-растительного покрова рекомендуются следующие мероприятия:

- использование при бурении экологически малоопасной рецептуры буровых растворов;
- укрупнение кустовых площадок, что приводит к существенному сокращению отвода земли;
- установка бордюров для бетонных площадок для устьев скважин, способствующее предотвращению проливов продукции скважин при нештатных ситуациях;

- для площадочных объектов принята сплошная система организации рельефа, решенная в насыпи из привозного грунта.

С целью снижения ущерба животному миру реализованы следующие мероприятия:

- концентрация эксплуатационных скважин и вспомогательного оборудования на ограниченных площадях – на площадках скважин;
- запрещение нелегальной охоты на территории месторождения;
- рекультивация нарушенных земель.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

5.4.1 Анализ вероятных природных ЧС, которые могут возникнуть при проведении исследований

В суровых природно-климатических условиях в системе добычи нефти и газа могут возникнуть следующие чрезвычайные ситуации:

а) природного характера: паводковые наводнения, лесные и торфяные пожары, ураганы, сильные морозы (ниже -40°C), метели и снежные заносы.

б) техногенного характера: пожары, разливы нефти, отключение электроэнергии и др.

При возникновении чрезвычайной ситуации проводятся мероприятия по локализации аварийного процесса и ликвидации последствий. Мероприятия как правило, включают в себя спасательно-неотложные и аварийно-восстановительные работы, оказание экстренной медицинской помощи, мероприятия по восстановлению нормальной жизнедеятельности в зоне поражения, в том числе восстановление систем жизнеобеспечения и охрану общественного порядка, локализацию и ликвидацию экологических последствий.

Несмотря на то, что на нефтедобывающих предприятиях Оренбургской области травмы, связанные с неосторожностью и пренебрежением безопасностью являются наиболее частыми, на нефтепромысле в связи с работой с

легковоспламеняющимися жидкостями и газами наиболее вероятной ЧС является пожар.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории: повышенная взрывопожароопасность (А); взрывопожароопасность (Б); пожароопасность (В1-В4); умеренная пожароопасность (Г); пониженная пожароопасность (Д).

В качестве причин возникновения пожаров на нефтяных объектах выступают следующие:

- поломки оборудования или нарушение процесса эксплуатации устройств;
- неосторожное обращение с электрооборудованием и открытым огнем;
- короткое замыкание или перегрев электроустройств;
- нарушение правил ТБ при эксплуатации оборудования или при бурении глубоководных нефтескважин;
- умышленный поджог.

5.4.3 Обоснование мероприятий по предотвращению ЧС и разработка порядка действия в случае возникновения ЧС

Объекты по добыче нефти относятся к взрывоопасным и пожароопасным. Вещества, применяемые при тушении пожаров, должны обеспечивать высокий эффект тушения, не оказывать вредного воздействия на организм, быть доступными и дешевыми [41].

На замерных установках должны быть размещены ящики с песком, щит с лопатами, ломы, ведрами и огнетушителями ОУ-2, ОУ-5. Курение разрешено в специально отведенных местах.

На нефтепромысле имеется комплект противопожарного инвентаря:

- багры пожарные ПБТ с металлическим стержнем и ПБН с насадкой и большим крюком;
- топоры пожарные: ПП – пожарный поясной;

- крюки пожарные ПКЛ, ПКТ- тяжелые;
- стволы пожарные КР-Б, СА, ПС-50-70;
- рукава пожарные;
- стволы пожарные ручные СПР-2;
- фонари пожарные ФЭП-И – индивидуальные;
- лестницы пожарные.

Вывод:

В работе приведены основные источники опасного и вредного воздействия на человека.

Работы на кустовой площадке являются потенциальным источником нанесения вреда жизни и здоровью человека. Для того чтобы этого избежать необходим контроль за источниками негативного воздействия, соблюдение основных правил, использование защитной амуниции. Также все сотрудники должны знать правила безопасности и поведения в ЧС, на кустовых площадках должны присутствовать люди, отвечающие за безопасность.

Также в работе уделено внимание охране природы, приведены мероприятия, позволяющие снизить негативное воздействие на окружающую среду.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В современных условиях низких темпов добычи применение технологии одновременно-раздельной эксплуатации скважин даст возможность достичь проектных уровней добычи нефти на многопластовых месторождениях.

Технология имеет ряд преимуществ, среди которых наиболее востребованными для недропользователей являются значительное сокращение расходов на бурение и эксплуатационных затрат практически в 2 раза, при этом технология позволит увеличить уровень добычу нефти и задействовать ранее не вовлеченные в разработку пласты. ОРЭ по сути своей является одним из наиболее приемлемых вариантов для многопластовых месторождений с экономической и технологической точки зрения.

Расширение области применения систем одновременно-раздельной эксплуатации позволит в дальнейшем вести эксплуатацию скважин и залежей на рентабельном уровне, обеспечивая поддержание пластового давления, раннего вовлечения в разработку запасов при сохранении существующей системы разработки, уплотнения скважин без дополнительного бурения, сокращения проектного фонда, создания очагов заводнения без дополнительных затрат.

Использование малогабаритного глубинно-насосного оборудования является энергоэффективным решением, снижающим потребление энергии на в среднем 25%, при этом повышая надежность и долговечность оборудования. Предложенная компоновка с использованием УЭЦН 3-го габарита и системы измерительного комплекса, включающего расходомер МИГ-60 позволит независимо выбирать оптимальный режим работы для каждого эксплуатационного объекта, применять стандартные технологии, оборудование и технику для монтажа/демонтажа компоновки, применять компоновку даже в скважинах, предусмотренных для эксплуатации ШГН и проводить гидродинамические исследования обоих пластов.

Таким образом в результате подготовки магистерской диссертации:

- Проведен анализ характеристики многопластовой системы месторождений Оренбургской области. Система обладает сложным

геологическим строением и литологией, имеет собственный перечень аспектов контроля и регулирования разработкой;

- Приведено технологическое обоснование применения ОРЭ при совместной разработке пластов, в ходе которого продуктивные горизонты X месторождения рекомендуются к разработке данной технологией;

- Предлагаемое технологическое решение по применению одновременно-раздельной эксплуатации с использованием малогабаритного ГНО в осложненных условиях позволит получить дополнительную добычу нефти в год – 3434 тонны, а также обеспечить оптимальные напорные характеристики глубинно-насосного оборудования.

СПИСОК ПУБЛИКАЦИЙ

1. Терпинская В. В. Применение потокоотклоняющих герметизирующих шаров Vioballs при проведении многостадийного гидроразрыва пласта / В. В. Терпинская, П. А. Абрамов, Е. Г. Карпова // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ]. Инжиниринг георесурсов. — 2020. — Т. 331, № 10. — [С. 99-104].

2. Терпинская, В. В. Техническое решение по одновременно-раздельной эксплуатации скважин механизированного фонда Советского нефтяного месторождения / В. В. Терпинская ; науч. рук. А. В. Никульчиков // Проблемы геологии и освоения недр : труды XXV Международного симпозиума имени академика М. А. Усова студентов и молодых учёных, посвященного 120-летию горногеологического образования в Сибири, 125-летию со дня основания Томского политехнического университета, Томск, 5-9 апреля 2021 г. : в 2 т. — Томск : Изд-во ТПУ, 2021. — Т. 2. — [С. 130-132].

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации № 477 от 1 ноября 2013 г. «Об утверждении классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов». – URL: <https://base.garant.ru/70565054/> (дата обращения: 03.03.2022). – Текст : электронный.

2. Приказ Министерства природных ресурсов № 356 от 14 июня 2016 г «Об утверждении Правил разработки месторождений углеводородного сырья». – URL: <https://base.garant.ru/71475396/> (дата обращения: 03.03.2022). – Текст : электронный.

3. Приказ Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации №639 от 20.09.2019 «Об утверждении Правил подготовки технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья». – URL: <https://base.garant.ru/72804616/> (дата обращения: 05.03.2022). – Текст : электронный.

4. Распоряжение Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации «Об утверждении методических рекомендаций по применению классификации запасов и ресурсов нефти и горючих газов, утвержденной приказом Министерства природных ресурсов и экологии Российской Федерации от 01.11.2013» № 477 от 1 февраля 2016 г. № 3-р. – URL: <https://base.garant.ru/71427076/> (дата обращения: 06.03.2022). – Текст : электронный.

5. РД 153-39.0-109-01 «Методические указания. Комплексование и этапность выполнения геофизических, гидродинамических и геохимических исследований нефтяных и нефтегазовых месторождений». – URL: <https://base.garant.ru/5370006/> (дата обращения: 10.03.2022). – Текст : электронный.

6. Классификация запасов и ресурсов нефти и горючих газов: Нормативно-методическая документация. – URL:

<http://eues.ru/sites/default/files/docs/2017-10/> (дата обращения: 10.03.2022). – Текст : электронный.

7. Справка о состоянии и перспективах использования минерально-сырьевой базы Оренбургской области на 15.03.2021 г.– URL: <https://www.rosnedra.gov.ru/data/Fast/Files/202104/b1ed3ce2b7dff8142daf36cec9dd3b76.pdf> / (дата обращения: 14.03.2022). – Текст : электронный.

8. Терпинская В. В. Анализ эффективности эксплуатации механизированного фонда скважин при высокой обводненности на Советском нефтяном месторождении (Томская область). – 2020.

9. Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. Борьба с отложениями парафиновых, асфальтосмолистых компонентов нефти / Акрамов Т. Ф., Яркеева Н. Р. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – №. 4. – С. 67.

10. Куличенко П. С. Причины и профилактика выноса механических примесей в скважину при добыче нефти / Куличенко П. С. – Текст : непосредственный // Научный журнал. – 2018. – №. 10 (33).

11. Купавых В. А. Гранулометрический анализ механических примесей в продукции нефтяных скважин и технология их фильтрации / Купавых В.А.1, Мерзляков В.Ф., Валеев М.Д., Лысенков А.В. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – №. 1. – С. 74-79.

12. Куличенко П. С. Методы защиты УЭЦН от влияния механических примесей: комплексный подход к решению проблемы / Куличенко П. С. – Текст : непосредственный // Достижения науки и образования. – 2018. – Т. 1. – №. 7 (29).

13. Дедов С. С., Емельянов В. В., Шатило С. П. О внутренней коррозии трубопроводов-причинах, механизме и способах защиты / Дедов С. С., Емельянов В. В., Шатило С. П. – Текст : непосредственный // Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса. – 2016. – С. 130-140.

14. Ли-ван-хе Д. Ю. Анализ причин отказов установок электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях на месторождениях Западной Сибири. – 2018.

15. ГОСТ Р 53713-2009 Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила разработки.– URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200079082/> (дата обращения: 19.03.2022). – Текст : электронный.

16. ПБ 07-601-03 Правила охраны недр.– URL: <https://docs.cntd.ru/document/901865302> (дата обращения: 19.03.2022). – Текст : электронный.

17. Афанасьев В. А. Состояние, проблемы и перспективы развития на многопластовых месторождениях Западной Сибири одновременнораздельной эксплуатации скважин УЭЦН / В. А. Афанасьев, С. Н. Бастриков, В. А Попов – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 2015. – № 1. – С. 19-25.

18. Афанасьев В. А. Проблемы внедрения технологии одновременно-раздельной эксплуатации на многопластовых месторождениях России / Афанасьев В.А., Захаров В.А., Захаров И.В., Матвеев С.Н., Цику Ю.К. – Текст : непосредственный // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 1. – С. 94-97.

19. Донченко В. В., Маховицкий А. Е. Эффективность внедрения одновременно-раздельной эксплуатации при добыче нефти и газа / В. В. Донченко, А. Е. Маховицкий – Текст : непосредственный // Наука сегодня: глобальные вызовы и механизмы развития. – 2017. – С. 14-15.

20. Лушпеев В. А. Технологии добычи нефти из возвратных объектов разработки (на примере ОАО " Сургутнефтегаз") / Лушпеев В. А., Цику Ю. К., Федоров В. Н. – Текст : непосредственный // Нефтегазовое дело. – 2014. – Т. 12. – №. 3. – С. 48-53.

21. Коновалова Л. Н. Одновременно-раздельная эксплуатация пластов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений / Коновалова Л.Н., Маслюков Р.С., Воропаева Е.Д., Гагиева Э.Р. – Текст : непосредственный // Актуальные проблемы нефтегазовой отрасли Северо-Кавказского федерального округа. – 2018. – С. 192-195.

22. ГОСТ 55415-2013. Месторождения газовые, газоконденсатные, нефтегазовые и нефтегазоконденсатные. Правила разработки : дата введения 2013-11-01. – URL: <https://docs.cntd.ru/document/1200101992.html> (дата обращения: 01.04.2022). – Текст : электронный.

23. Дополнение к технологическому проекту разработки Советского Нефтяного Месторождения ХМАО-Югра и Томской области. Том I, книга 7, глава 10 «Техника и технология добычи УВС» / АО «Томскнефть» ВНК, АО «ТомскНИПИнефть». Томск. – 2016.

24. Каналин В. Г. Геолого-промысловые основы оценки целесообразности объединения продуктивных пластов в один эксплуатационный объект / Каналин В. Г. – Текст : непосредственный // Нефть и газ. – 1997. – №. 1. – С. 35-41.

25. Ивановский В. Н. Одновременно-раздельная эксплуатация и «интеллектуализация» скважин: вчера, сегодня, завтра / Ивановский В. Н. – Текст : непосредственный // Инженерная практика. – 2010. – № 1. – С. 4-14.

26. Делев А. Н. Совершенствование системы разработки сложнопостроенных залежей нефти и технологии их эксплуатации / Делев, А. Н., Ахметов, А. Н., Мухаметшин, Р. З., Шарипов, Б. Р. – Текст : непосредственный // Георесурсы. – 2015. – Т. 1. – №. 3 (62).

27. Газпром нефть. Под контролем : официальный сайт.– URL: <https://www.gazprom-neft.ru/press-center/sibneft-online/archive/2014-march-projects/1104757/> (дата обращения: 18.04.2022). – Текст : электронный.

28. Технологический режим нефтяного фонда АО «Оренбургнефть» за декабрь 2021.

29. Новомет. Калькулятор ЭЦН : официальный сайт.– URL: <https://www.novometgroup.com/rus/products-and-services/artificial-lift/software/esp-calculator/> (дата обращения: 29.04.2022). – Текст : электронный.

30. Ивановский В.Н. Оборудование для добычи нефти и газа. Часть 1. / Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. – Текст : непосредственный / Нефть и газ. – 2002. – 768 с.

31. Приказ Минтруда России № 642н от 22 сентября 2020 года «Об утверждении профессионального стандарта «Оператор по добыче нефти, газа и газового конденсата».

32. ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.

33. ГОСТ 12.2.049-80 ССБТ. Оборудование производственное. Общие эргономические требования.

34. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.

35. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны.

36. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95.

37. ГОСТ 12.4.051-87 ССБТ. Средства индивидуальной защиты органа слуха. Общие технические требования и методы испытаний

38. ГОСТ 12.1.029-80 ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация

39. ГОСТ 12.1.038-82 ССБТ. Электробезопасность. Предельно допустимые уровни напряжений прикосновения и токов.

40. Ростехнадзора П. Об утверждении Федеральных норм и правил в области промышленной безопасности "Правила промышленной безопасности опасных производственных объектов, на которых используется оборудование, работающее под избыточным давлением" от. – 25 марта 2014 года – №. 116. (с изменениями на 12 декабря 2017 года).

41. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности.

Приложение А

(справочное)

Раздел 1

Description of the multilayer system of oilfields

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Терпинская Виктория Вячеславовна		

Руководитель ВКР

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

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Матвеевко Ирина Алексеевна	д.ф.н.		

1 MULTI-LAYER FIELDS SYSTEM

1.1 Description of multi-layer fields system

An oil field implies a set of several (sometimes one) oil deposits or reservoirs in a certain area. They usually cover several hundred kilometers. Oil production wells are used for production.

An oil or gas reservoir is a natural accumulation of oil (gas) trapped in reservoir formation under an impermeable rock layer.

The development of a multi-layer field is carried out in accordance with regulatory legal acts similar to the development of a single-layer field.

In accordance with the Order No. 477 of the Ministry of Natural Resources and Ecology of the Russian Federation "On approval of the Classification of reserves and resources of oil and combustible gases" dated November 1, 2013, reserves must be calculated separately. Reserves of associated components contained in oil, condensate, free and dissolved gas are counted only when their extraction is further expedient.

Reserves are calculated for each deposit individually and for the field as a whole.

Resources of natural fossil fuels are estimated and accounted for separately for oil, gas and condensate within oil and gas provinces, regions, districts, zones, areas and individual traps based on the results of geological exploration.

Oil and gas reservoirs and deposits are subdivided according to phase state, size of reserves and stages of development for planning of geological study and development of fields and keeping records of reserves of mineral resources contained in them [1].

According to the Order No. 356 of the Ministry of Nature dated June 14, 2016 "On Approval of the Rules for the Development of Hydrocarbon Deposits" [2], it is noted that the preparation of the field for industrial development can only begin after the calculated volume of reserves has been placed on the state balance sheet.

At the stage of exploration and pilot operation of the field, characteristics of the field (deposits) are studied, the necessary geological, geophysical, technical, technological and other materials are being prepared for calculating the geological

reserves of hydrocarbons. The technological scheme of field development and putting it into operation is prepared.

During the industrial development of deposits, a technological process is carried out to extract oil, combustible gases, condensate and associated components contained in them from the subsoil on the basis of technical projects for the development of deposits specified in this paragraph.

The technical projects, on the basis of which industrial development of deposits can be carried out, include:

a) Technological Field Development Scheme (FDS) and supplements to it are drawn up for fields prepared for the stage of industrial development;

b) Technological Field Development Project (FDP) and supplements to it.

ТСР, (ТПР) и дополнения к ним составляются для запасов категорий А+В1+В2.

FDS, (FDP) and supplements to them are prepared for reserves of categories А+В1+В2.

At the stage of industrial development of the field, the subsoil user has the right to drill (or otherwise, for example, return to the production facility, deepen at the production facility, join the interval of the production facility), obtain information, as well as to produce hydrocarbons from the field.

Changes in the category of reserves and their quantity are recorded in the state balance of reserves as of January 1.

The technical projects and supplements to them for the development of deposits provide a justification for recoverable hydrocarbon reserves.

At the same time, the development project is drawn up for fields with initial geological reserves of category А of more than 75%.

The technical projects and their supplements are valid for the entire period of field development until the complete depletion of recoverable reserves.

As part of the projects and additions to them, areas of pilot work can be allocated for conducting experimental work on wells, sections or entire deposits to test

new technical means and development technologies for given geological and physical conditions.

Indicators that characterize the progress of any technical project [2]:

a) approved levels of oil and (or) free gas production for reserves category A+B1;

b) commissioning of new wells;

c) operating stock of producing and (or) injection wells.

There are systems for the development of single-layer and multi-layer fields. A production facility for the development of a multi-layer oil field is one of the basic concepts used in the development of oil fields, it is a layer, a deposit, which is developed by an independent grid of wells.

Provided that several deposits or layers are developed by one grid of wells together, they speak of the development of a production facility.

Thus, a production facility or a development facility is a set of elementary components (deposits, layers) developed jointly by a separate grid of wells.

A multilayer field may have several production targets being developed simultaneously. For a multilayer field, the study of the geological structure of reservoirs, filtration-volume properties, the establishment of categories of geological reserves determines the main object of development, which is developed in the first place.

The development of the remaining part of the field may begin later, when the main part of the recoverable reserves of the main object is depleted. If wells of the main production facility are transferred to another reservoir, such a reservoir is called returnable. It should be noted that in this case both reservoirs can be fully or partially exploited by one well system.

The purpose of EM production at the field is to ensure rational development of the field and achieve the highest possible hydrocarbon recovery factors (oil recovery factor, gas recovery factor, condensate recovery factor). The object should be released with reserves sufficient to ensure long-term operation of wells.

There are main and return objects. The main production facility includes an oil (gas) deposit, part of a deposit or several oil (gas) deposits combined into one system, developed by a single grid of production wells.

A returnable production facility includes an oil (gas) field or several oil (gas) fields combined into one facility, the development of which as an independent operating facility is technically and economically unprofitable, which is justified in the design and technical documentation.

For further development in production facilities it is necessary to isolate intervals of impermeable rocks in order to avoid fluid overflows between objects that are close in depth.

The deposits combined in one operating facility should be similar in composition of reservoirs and physico-chemical properties of fluids, values of initial formation pressures. Productive formations, to which the deposits of one operating facility are attached, should have the same lithological characteristics and similar porosity and porosity properties. It is not recommended to combine into one field operating facility confined to hydrophilic and hydrophobic reservoirs, different in the type of reservoir rocks and in the type of void space.

For fields, the hydrocarbon reserves of which are accounted separately and are combined in the field development project into one operating facility, separate accounting of working agent injection and separate accounting of produced oil, condensate, gas, and water is mandatory.

In the case of large multi-layer natural gas fields, the sequence of putting objects into development is determined by taking into account the dynamics of changes in reservoir pressures, the timing of commissioning a booster or injection compressor station, the possibility of using the energy of fields with high reservoir pressure for compressor-free transport of gas produced from fields with low reservoir pressure or neighboring fields.

The technical project for the development of the field must provide a justification for combining the fields into a single operating facility.

The development of a returnable production facility, the unprofitability of which is proved in the technical project for the development of the field, must be provided with wells transferred from other facilities after they fulfill their design assignment.

1.1.1 Control and regulation of field development

Provided that a multi-layer field does not contain isolated objects with hard-to-recover reserves, there are no special features of their taxation. However, in the case of the Vankor and Priobskoye fields, there are special tax benefits.

It is possible to achieve the most complete recovery of oil reserves by conducting systematic studies to control and by taking timely measures to regulate development [6]. The complex of hydrodynamic, field and geophysical studies is directed at solving the main control tasks:

- energy state of the deposit, reservoir temperature;
- dynamics of current oil saturation;
- operating mode of wells;
- production, by means of interval determination of quantity and composition of inflowing fluid;
- physical and chemical properties of produced and injected fluids;
- conditions of wellbore zones, technological efficiency of works on formation stimulation;
- technical condition of wells.

The entire required scope of studies to control and regulate the development of the field and the frequency of their implementation depend on the geological and physical conditions, the stage of field development, and are also determined by the field development control service. In addition, there is a mandatory set of field studies that subsoil users are required to carry out as part of the development of a field.

Control of the development process includes not only a set of studies, but also data screening in order to assess the effectiveness of the implemented system and obtain the necessary information to regulate the development process.

The implementation of technological and technical measures under the conditions of the implemented system will improve the coverage of the reservoir by the displacement process and ensure the achievement of the design oil recovery factor.

Tax regulation is carried out in accordance with the Tax Code of the Russian Federation. The main taxes paid are:

1) Taxes attributable to the cost of production

- tax on the extraction of minerals (oil);
- tax on the extraction of minerals (natural gas);
- tax on the extraction of minerals (associated gas);
- export duty;
- tax on the extraction of gas condensate (the MET rate for condensate corresponds to the MET rate for oil);
- insurance contributions (pension fund, social insurance fund and health insurance fund)
- accident insurance at work.

2) Taxes attributable to sales proceeds and financial result:

- value added tax;
- corporate property tax;
- income tax;
- tax on additional income.

The distribution of tax payments by types of budgets is presented in Table 1.

Table 1 – Distribution of taxes to the federal, regional and local budgets

Tax type	Tax rate	Distribution of tax amount by budgets, %		
		federal	regional	local
Mining tax	Depending on the type of product	100	-	-
Insurance premiums	30% / 34%	91,2	8,8	-
Accident insurance	0,5%	100	-	-
Corporate property tax	2,2%	-	100	-
Land payment	According to actual data	-	-	100
Income tax	20%	10	90	-
Additional income tax	50% of the tax base	100	-	-

1.2 Orenburg region's oil fields characteristics

The territory of the Orenburg region belongs to the Volga-Ural oil and gas province, namely its eastern part. Within its limits, all discovered oil and gas fields of the region, and the northern marginal part of the Caspian oil and gas province are taken into account.

The initial total resources (ITR) of oil in the Orenburg region exceed 2.3 billion tons, free gas - 3,273 billion m³ (Table 2). The degree of depletion of explored reserves is also significant: 42.92% for oil and 65.49% for free gas.

Table 2 – Hydrocarbon reserves of the fields of the Orenburg region in 2021

	ITR	A+B ₁ +C ₁	B ₂ +C ₂	A+B+C ₁ +C ₂	Production in 2019	Production since the beginning of development	Perspective resources D ₀	Forecast resources D ₁₊₂
Oil, mmt	2312,0	935,907	290,018	1087,214	21,653	703,866	411,118	-28,909
Dissolved gas, bcm		154,802	56,660	182,972	2,317	81,401		
Free gas, bcm	3273,5	688,846	74,102	731,091	13,943	1384,120	409,603	676,222
Condensate, mmt	364,2	60,269	6,056	62,229	0,156	57,524	49,186	191,165

In the Lower Permian, Carboniferous and Devonian sediments, industrial oil and gas potential has been established. A wide variety of trap types is characteristic. Along with the structural traps, the formation of which is associated with tectonic processes, there are widely developed traps, which owe their appearance to the processes of biothermal structures and erosion ledges of the basement; traps are lithologically or stratigraphically screened; reef structures.

It should be noted that a significant part of the fields in the study area are complex. In addition to the main hydrocarbons for counting - oil and gas, they contain condensate, ethane, propane, butanes in free and dissolved gas, sulfur and helium.

Oil from the fields of the Orenburg region is distinguished by its density, viscosity, content of paraffins, sulfur, resins and asphaltenes. The share of extra light oils is 33.21% of the recoverable reserves of categories A + B₁ + C₁, light (0.831-0.850 g/cm³) - 36.57%, medium-density (0.851-0.870 g/cm³) - 14.82%, heavy (0.871–

0.895 g / cm³) - 9.74%, with a density of more than 0.895 g / cm³ (bituminous) - 4.93%.

As of January 1, 2020, there are 292 fields (245 oil, 27 gas and oil, 2 oil and gas and 18 oil and gas condensate) with proven technological recoverable oil reserves on the state balance sheet in the Orenburg region.

In terms of recoverable oil reserves (categories A + B1 + B2) and (categories C1 + C2) as of January 1, 2020, five fields in the Orenburg region are classified as large (32.78% of developed and 38.57% of explored reserves), 42 classified as medium (45.33% of developed and 40.98% of explored reserves), 82 classified as small (18.27% and 11.41%, respectively) and 163 classified as very small (3.62% and 9.04%).

In the Orenburg region, 21.653 million tons of oil were produced (18.736 million tons at developed fields, 2.917 million tons at explored fields), including: OJSC Orenburgneft - 14.002 million tons (64.67% of the total production in the region), LLC "Gazpromneft-Orenburg. - 2.813 million tons (12.99%).

The distributed subsoil fund includes 262 deposits (178 developed and 84 explored); in the unallocated fund - 30 fields (1 is being developed and 29 are being explored).

The oil rims, represented by three separate areas, contain oil from the large Orenburg field. The main reserves are concentrated in the Artinsk carbonate horizon of the Lower Permian (66% of explored).

The complex geological structure, the multi-component nature of the produced well fluid, the aggressiveness and toxicity of the gas make it difficult to produce on the territory of the Orenburg fields. However, in terms of oil production, the Orenburg region ranks sixth in Russia. In recent years, due to the use of modern technologies in long-developed fields, the decline in oil production has been replaced by an increase.

According to the results of geological exploration, 16 fields with total recoverable oil reserves of categories C1 - 12.060 million tons, C2 - 2.955 million tons were put on state register.

The unique features of the geological structure of the Orenburg region are due to the significant size and diversity of the mineral resource potential. In terms of resource availability, the Orenburg region surpasses the regions of the European part of Russia. The total explored reserves will ensure the current level of oil production for 30 years and gas production for 40 years.

Among the factors that reduce the economic assessment of the mineral resource potential are:

- duration of use and depletion of a number of mineral deposits;
- deterioration of mining and geological conditions of deposits development and extraction of mineral raw materials and fuel (large depth of occurrence, absence of formation pressure in oil and gas deposits), which requires the use of expensive technologies and extraction methods;
- the need for additional costs for land reclamation, carrying out soil protection, soil restoration and agro-reclamation measures [7].

1.2.1 Geological characteristics of reservoirs

The X oil field is multi-layer, complex in its geological structure. Commercial oil-bearing capacity is established in the O1 and O4a formations of the Oka superhorizon, B2 of the Bobrikovsky horizon, T1 and T2 of the Tournaisian stage of the Lower Carboniferous, Z11-1, Z12 of the Zavolzhsky superhorizon.

According to the geophysical interpretation of logs and test results of exploration and production wells, 7 appraisal objects (O1, O4a, B2, T1, T2, Z11-1, Z12) were identified within the field, in which 15 oil deposits were identified. The oil deposits of productive formations are reservoir, arched, massive, lithologically and tectonically screened.

Oil deposit of O4a formation

The formation reservoir is composed of porous-cavernous, micro- and fine-grained dolomites.

The formation consists of one to six permeable formations with a thickness of 0.5 to 4.2 m. The effective thickness of the formation ranges from 0.6 to 11.0 m.

The water-oil contact of the deposit is assumed conditionally at an absolute mark of 2389.0 m.

Within the oil-bearing contour, the oil-saturated thickness of the reservoir varies from 0.6 to 8.0 m, the weighted average oil-saturated thickness is 2.7 m.

Layer O1 is stratigraphically confined to the sediments of the Oka superhorizon, composed of dolomites, limestones, and anhydrites. The reservoirs are porous-cavernous dolomites, from yellowish gray to dark gray, micro- and fine-grained with abundant outpourings of dark brown oil.

Oil deposits of reservoir B2

Reservoir B2 contains commercial oil deposits in the Western and Eastern domes. The deposits are overlain by the carbonate strata of the Tula formation with a thickness of 45-50 m. Reservoirs are composed of terrigenous rocks, which are characterized by significant lithological heterogeneity both in area and in section.

Effective thickness varies from 6.3 m to 30.3 m, usable power varies from 1.2 m to 19.2 m.

The OWC level was taken at the level of absolute marks - 2623.0 ± 2 m based on test results, well logging and well operation data.

The oil reservoir is stratal, dome-shaped with a vast oil-water zone (the share of the pure oil zone is only 4%). The size of the deposit is 5.6×3.2 km, the height is about 30 m.

Layer B2 is composed of porous and dense sandstones, sandy siltstones, mudstones, and carbonaceous shales.

The permeable layers of the B2 reservoir are represented by porous sandstones and sandy siltstones.

Oil deposits of reservoir T1

Productive formation T1 is separated from formation B2 by a pack of dense limestones with a thickness of 10-15 m.

Effective thickness varies from 2.4 m to 9.3 m, oil-saturated thickness varies from 2.0 m to 9.3 m.

The WOC level for the field is taken at the level of absolute marks - 2670 ± 0.5 m at the bottom of the oil-saturated part of the reservoir.

The oil deposit is reservoir, domed, partially lithologically screened.

The permeable layers of the formation are represented by light gray to dark gray limestones of various structural and genetic types, finely porous, with rare stylolite seam.