

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

Школа: Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

УДК 622.276.53:612.67-83(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Росеро Дуке Стивен Алехандро		

Руководитель

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

КОНСУЛЬТАНТЫ:

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.		

Томск – 2022 г.

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
		И.УК(У)-4.4. Планирует и организовывает 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	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

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
	способы ее совершенствования на основе самооценки	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	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

	нефтегазовой отрасли и смежных областях	
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, обеспечения подготовки 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 Г 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 Д «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 Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н);	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	ОТФ В «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				

<p>19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа</p>	<p>1. Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ</p> <p>2. Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР)</p> <p>3. Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ</p>	<p>19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н);</p> <p>ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021</p> <p>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)-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</p>	<p>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>
			<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 (специальность): 21.04.01 Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ): Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ Зятиков П.Н.
 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

магистерской работы

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Росеро Дуке Стивен Алехандро

Тема работы:

ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	64–40/с от 05.03.2022

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2022
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы. Влияние обводненности скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Механизм формирования, роста и изменения газового фактора в процессе разработки нефтяных месторождений. Влияние содержания механических примесей в скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти. Влияние содержания АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения) в

	скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти. Влияние содержания солейотложений на механизированный процесс добычи нефти.
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Профессор, д.э.н., Шарф Ирина Валерьевна
Социальная ответственность	Доцент, к.т.н., Сечин Андрей Александрович
Названия разделов, которые должны быть написаны на русском и иностранном языках:	
ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОДБОР КОМПОНОВКИ УЭЦН	
ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА	
ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	
СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.03.22022
---	-------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.03.22022

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Росеро Дуке Стивен Алехандро		09.03.22022

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

УЭЦН – установка электроцентробежного насоса;

ЦПН – центральный пункт сбора;

КВЧ – количество взвешенных частиц;

ГЖС – газожидкостные смесь;

БИДВ – блок измерительного двигателя;

ТМС – система погружной телеметрии;

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 138 страниц, в том числе 43 рисунка, 25 таблиц. Список литературы включает 64 источников. Работа содержит 2 приложения.

Ключевые слова: установка электроприводного центробежного насоса, газовый фактор, обводненность, солеотложения, асфальтосмолопарафиновые отложения, механические примеси.

Объектом исследования являются выбор УЭЦН на месторождении X.

Цель исследования – обоснование эффективных технологических режимов эксплуатации УЭЦН в различных геолого-промысловых условиях.

В ходе итоговой квалификационной работы проанализированы сложные условия эксплуатации, с которыми сталкивается установка электроприводного центробежного насоса во время его эксплуатации, а также анализ характеристик насоса и их различий в зависимости от требований, необходимых в скважине. В процессе исследования были определены эксплуатационные характеристики установка электроприводного центробежного насоса для коллектора, а также технологии, доступные для более эффективного развития этого типа коллектора, увеличивающий добычи нефти.

Наиболее эффективными технологиями являются: передовое программное обеспечение, которое позволяет выполнять расчеты и проекты, необходимые для выбора лучшего оборудования.

Область применения: нефтяные месторождения, добывающие скважины.

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	14
1 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОДБОР КОМПОНОВКИ УЭЦН.....	16
1.1 Механизм формирования, роста и изменения газового фактора в процессе разработки нефтяных месторождений.....	17
1.2 Влияние обводненности скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти.....	27
1.3 Влияние содержания механических примесей в скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти.....	31
1.4 Влияние содержания АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения) в скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти.....	39
1.5 Влияние содержания солеотложений на механизированный процесс добычи нефти.....	43
2 ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА.....	49
2.1 Анализ режимов работы установки электроцентробежного насоса.....	49
2.2 Подбор установки электроцентробежного насоса на месторождении X.....	56
2.2.1 Ввод данных.....	59
2.2.2 Расчет свойств нефти и газа.....	61
2.2.3 Выбор насоса.....	68
2.2.4 Выбор двигателя.....	70
2.2.5 Выбор силового кабеля.....	71
2.2.6 Кривая насоса в соответствии с программой.....	72

2.2.7 Сравнение результатов	73
2.3 Выбор вспомогательного оборудования для эксплуатации УЭЦН на месторождении X	74
3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ.....	84
3.1 Капитальные вложения.....	84
3.2 Эксплуатационные затраты.....	85
3.3 Оценка эффективности использования УЭЦН.....	90
3.4 Расчёт экономии электроэнергии	91
3.5 Расчёт работы ЭЦН в постоянном режиме.....	92
3.6 Расчёт работы ЭЦН в режиме КЭС.....	93
3.7 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат	97
4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	101
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.....	101
4.2 Производственная безопасность.....	103
4.3 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	104
4.4 Повышенный уровень шума	106
4.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны	106
4.6 Повышенная запыленность и загазованность.....	107
4.7 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.....	108
4.8 Электрический ток	109
4.9 Пожаро-взрывоопасность.....	109
4.10 Расчёт искусственного освещения	110
4.11 ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ	112
4.12 Безопасность в чрезвычайных ситуациях.....	114
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	117

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	118
--	-----

ВВЕДЕНИЕ

При разработке месторождений поздней стадии начинают возникать большие проблемы при продолжении разработки нефтяного месторождения, например, появление осложняющих факторов при эксплуатации скважин на нефтяном месторождении, таких как наличие высокого газового фактора, увеличение количества вода, производимая пластом, увеличение количества отложений, характерных для пластовых условий и насосной системы, наличие механических примесей и увеличение содержания солей, присутствие АСПО.

Все эти сложности влияют на оптимальную работу УЭЦН, поэтому важно оценить, выбор оборудования, которое является наиболее подходящим для условий месторождения, чтобы процесс эксплуатации был максимально эффективным.

Актуальность: Выбор оборудования зависит от анализа условий эксплуатации оборудования в скважинах, который будет направлен на увеличение срока службы электропогружного насосного оборудования, этот тип анализа существует в течение на нефтяных месторождениях по всему миру анализ нефтяного и электропогружного насосного оборудования является относительно новым, поэтому было определено, что надежность оборудования - это возможность того, что указанное оборудование будет адекватно работать в течение определенного периода времени. время при определенных условиях эксплуатации.

Надежность работы может быть определена с помощью рисунка с помощью этой рисунком можно прогнозировать срок службы электропогружной насосной системы, для которой важно и жизненно важно иметь информацию о данных, в которой позволяет идентифицировать различные параметры, которые напрямую влияют на систему, такие как: условия эксплуатации, характеристики электропогружного оборудования и наблюдаемые отказы.

Исследования по обоснованию использования электропогружного насосного оборудования сосредоточены на анализе отказов и способах их

предотвращения. При выборе оборудования следует учитывать важный момент, так как на этапах транспортировки, сборки и монтажа электропогружного насосного оборудования случаются отказы, что также скажется на его дальнейшей работе и, как следствие, на сроке эксплуатации.

Цель: Обоснование эффективных технологических режимов эксплуатации УЭЦН в различных геолого-промысловых условиях.

Задачи

1. Оценить влияние геолого-промысловых условий и физико-химических свойств скважинной продукции на подбор компоновки УЭЦН.
2. Обосновать обеспечение устойчивых технологических режимов эксплуатации скважин установками электроцентробежного насоса осложненных условиях эксплуатации.
3. Рассчитать основные параметры компоновки установки электроцентробежного насоса на месторождении X.

1 ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЙ И ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ НА ПОДБОР КОМПОНОВКИ УЭЦН

Установки электрических погружных центробежных насосов относятся к классу бесштанговых установок и играют в нефтедобывающей промышленности России определяющую роль по объему добываемой нефти.

Они предназначены для эксплуатации добывающих скважин различной глубины в условиях низкой и средней вязкости жидкости. УЭЦН - очень универсальное оборудование, диапазон расхода которого составляет от 10 до 1000 м³ / сутки и может достигать глубины 3000 м и более, эффективность оборудования является самой высокой среди всех механизированных методов добычи.

Создателем первого в мире УЭЦН был Арутюнов Армаис Саркисович (21 июня 1893 г. - февраль 1978 г.). Русский изобретатель, американский бизнесмен. Создатель первой установки погружного электроцентробежного насоса (УЭЦН). Разработка двигателя и насоса была завершена в 1916 году. Первые натурные опыты с установкой погружного центробежного насоса были выполнены А. Арутюновым на бакинских месторождениях нефти.

Русский изобретатель эмигрировал в США, где основал компанию REDA. В дальнейшем конструкция установки постоянно совершенствовалась, адаптируясь к усложняющимся условиям эксплуатации. В 1930 году компания сменила название на REDA Р_{ump} и в течение многих лет была лидером на рынке погружных центробежных электронасосов.

Создание ОКБ БН, созданного 1 сентября 1950 года, было естественной необходимостью. Тогда были открыты новые месторождения нефти в Татарии, Башкирии, Поволжье. Для реализации планов по резкому увеличению добычи нефти в стране требовалось соответствующее высокопроизводительное погружное оборудование. В то время советские танкеры обратились к США по ссуде-лизингу у производителя REDA, установки ЭЦН, и с 1928 года они были одним из основных типов высокопроизводительного оборудования для добычи

нефти: в настоящее время более 84000 скважин нефти в России. РФ эксплуатируются установками УЭЦН. [10]

1.1 Механизм формирования, роста и изменения газового фактора в процессе разработки нефтяных месторождений

Добыча нефти и газа влияет на выбор погружного электронасосного оборудования и, в частности, на конструкцию механизмов такой системы. Как правило, электрическая погружная система имеет тенденцию к снижению своей эффективности с увеличением газового фактора. Это соотношение является важным фактором при выборе системы, если через погружной электрический механизм проходят большие объемы газа, происходит снижение грузоподъемности жидкости. [1]

Для объяснения того, как образуется газ в месторождении, используется рисунок 1, растворимость газа при давлениях, превышающих давление в точке барботирования (P_b), постоянна, поэтому при этих давлениях газ не развивается в пористом пространстве, поэтому смесь существует только в виде жидкости, и она перемещается в скважину. Когда давление снижается ниже давления барботирования, в месторождении начинает образовываться газ, и в жидкой смеси остается меньше газа. Разница между растворимостью в точке пузыря и растворимостью при любом давлении ниже точки пузыря представляет собой количество газа, которое было выделено в пористое пространство из-за снижения давления ниже точки пузыря. [2]



Рисунок 1 - Растворимость газа в зависимости от давления при постоянной температуре месторождения

Когда пластовое давление помещает пласт в однофазной зоне, состав углеводородов обычно остается постоянным, то есть в одной фазе. Однако, когда давление помещает коллектор ниже оболочки, легче добывать газ, поэтому соотношение газ-нефть не остается постоянным, что означает, что происходит последующее изменение точки насыщения, поэтому фазовая диаграмма также будет изменением. Типичный случай возникает в резервуаре ретроградного конденсата. По мере прохождения точки росы происходит конденсация, и жидкость задерживается в порах породы, поэтому углеводород на поверхности будет иметь меньшее содержание жидкости, и в результате ожидается увеличение газового коэффициента. [1]

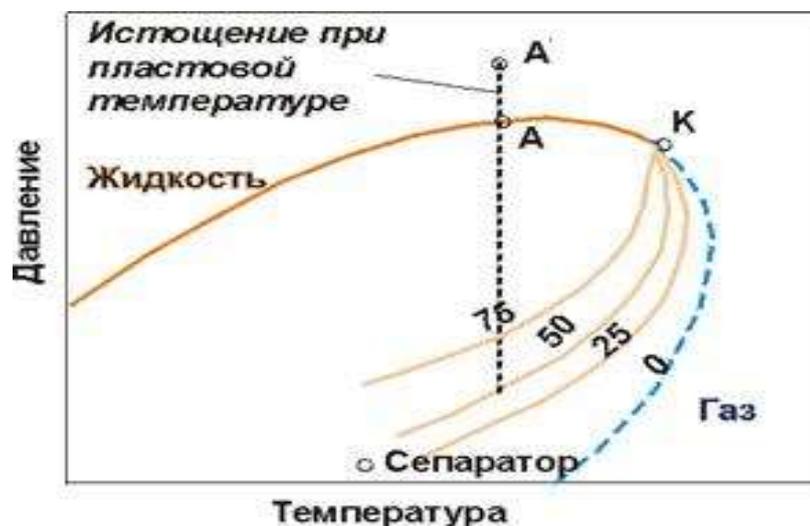


Рисунок 2 - Фазовая диаграмма

В последнее время, когда многие нефтяные месторождения Западной Сибири начали выходить на завершающую стадию разработки, так что на многих из этих месторождений они работают с пластовым давлением выше, чем давление насыщения нефти газом, это связано со значительным превышением коэффициент газа месторождения над проектным значением. Многочисленные полевые исследования показывают, что с увеличением обводненности добывающих скважин увеличивается и газовый фактор за счет выделения газа в пластовую воду. [3]

С точки зрения пластовых условий наблюдается следующее: вода и нефть, которые закачиваются в пласт, создают диффузию легких компонентов нефти (азота, диоксида углерода, метана, этана, пропана) в пласте вода, поэтому нефть становится более вязким, а вода насыщается газом. [3]

Таким образом, можно сказать, что увеличение обводненности нефтедобывающих скважин не только вызывает увеличение газового фактора, но и оказывает влияние на термодинамические условия обработки нефти.

В течение нескольких лет опыта эксплуатации добывающих скважин в западносибирских коллекторах было обнаружено, что изменение газового фактора также зависит от количества воды, поступающей в скважину, то есть, если в скважину поступает большое количество воды, к скважине значение газового фактора приобретает весьма критические значения. [4]

Следует отметить, что слой содержит растворенные минеральные соли, которые влияют на растворимость газов. Поэтому необходимо также указать, как минеральные соли влияют на газовый фактор.

Из рисунке 3 следует, что с увеличением концентрации соли в воде растворимость метана при данной температуре снижается. [4]

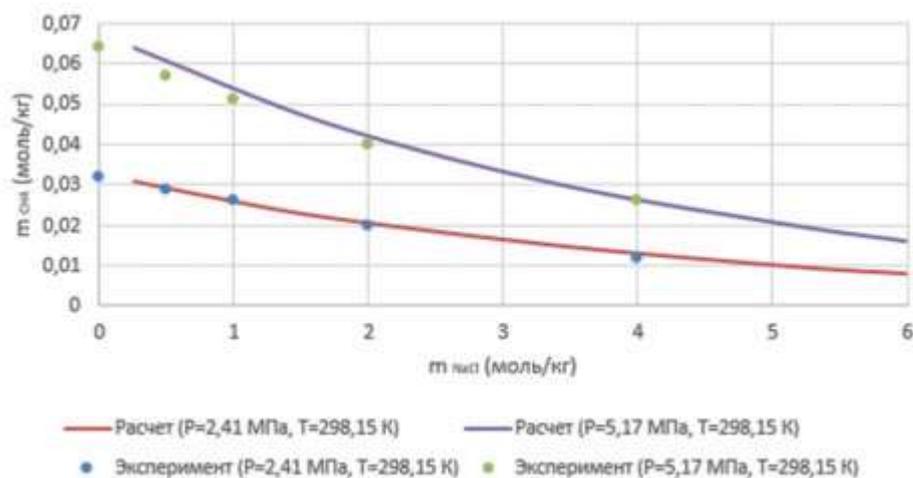


Рисунок 3 - Содержание растворенного в воде метана от концентрации соли NaCl

Кривая газового фактора на рисунке 4 показывает, что газовый фактор имеет тенденцию к увеличению в скважинах, которые были добыты в течение нескольких лет. По чертежу можно сделать вывод, что произошло изменение расхода воды с 9 до 94%, газовый фактор увеличился вдвое, с 44 до 80 м³ / м³. Таким образом, явление растворимости газа в пластовой воде позволяет объяснить рост промыслового газового фактора на месторождениях с высокой обводненностью. [5]

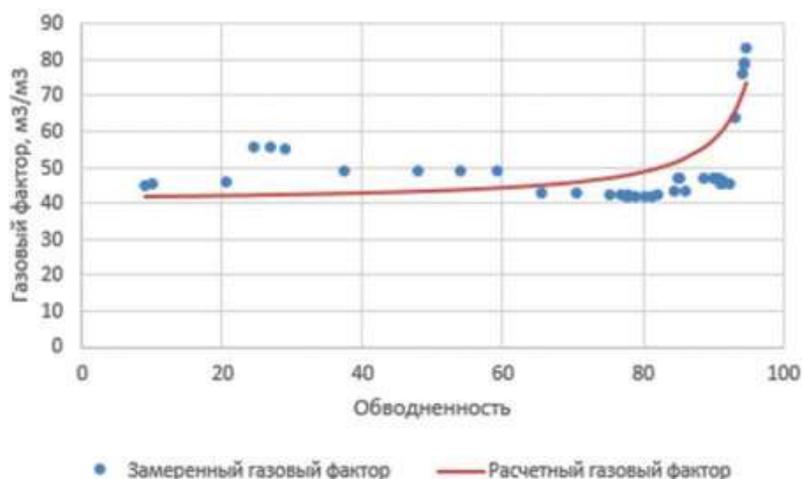


Рисунок 4 - Газовый фактор и обводненность

Газовый фактор также изменяется в зависимости от температуры, в соответствии с анализом собранных данных по добыче было определено, что большинство месторождений в Западной Сибири находятся на последних

стадиях разработки и наблюдается, что в прошлом за 10-15 лет произошли существенные изменения в условиях эксплуатации добывающих скважин. [5]

Считается, что перечисленные ниже моменты влияют на изменение температуры жидкости на устье скважины, например:

а) По мере увеличения скорости потока текучей среды, то есть текучей среды, которая выводится на поверхность, теплообмен между текучей средой и стенками скважины уменьшается, и интенсивность охлаждения текучей среды уменьшается.

б) Из-за увеличения обводненности, это влияет на теплопроводность жидкости, так как она увеличивается, потому что теплопроводность нефти в два раза меньше теплопроводности воды.

в) с увеличением глубины установки насоса увеличивается глубина трубы, и то там расход жидкости намного больше, то там теплообмен с затрубным пространством и породой меньше.

г) при понижении динамического уровня жидкости в кольце его место занимает газ, имеющий низкую теплопроводность.

Анализ подтвердил, что температура на устье скважины за последние 10-15 лет повысилась в среднем на 5-10 ° С. По оценкам, при увеличении добычи воды на 20% и постоянном объеме промысловой трубопроводной системы на промысле температура жидкости в ЦПН повышается в среднем на 5-8 ° С за счет снижения момент теплообмена с окружающей средой. Также известно, что при понижении температуры на забое скважины на 5 ° С газовый фактор уменьшается в среднем на 2,7%, а при уменьшении на 10 ° С - на 5,6%. [6]

Газовый фактор — это соотношение между добытым газом и нефтью, добываемым в данный момент времени, и математически он выражается следующим образом: [7]

$$\Gamma\phi = \frac{R_s * q_o + q_g}{q_o} = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}}\right) * \left(\frac{\mu_o * \beta_o}{\mu_g * \beta_g}\right)$$

где:

q_g – дебит газа

β_g – Объемный фактор газа

q_o – дебит нефти

β_o – Объемный фактор нефти

R_s – Соотношение растворимости

k_{rg} – Относительная проницаемость газа

k_{ro} – Относительная проницаемость нефти

μ_o – Вязкость нефти

μ_g – Вязкость газа.

Газовый фактор увеличивается, если R_s или q_g увеличивается, поскольку он прямо пропорционален этим значениям, и газовый фактор уменьшается, если q_o увеличивается, поскольку он обратно пропорционален этому значению. Когда речь идет о значениях относительной проницаемости и вязкости нефти и газа, их связь с газовым фактором легче объяснить с помощью следующего рисунка. [8]

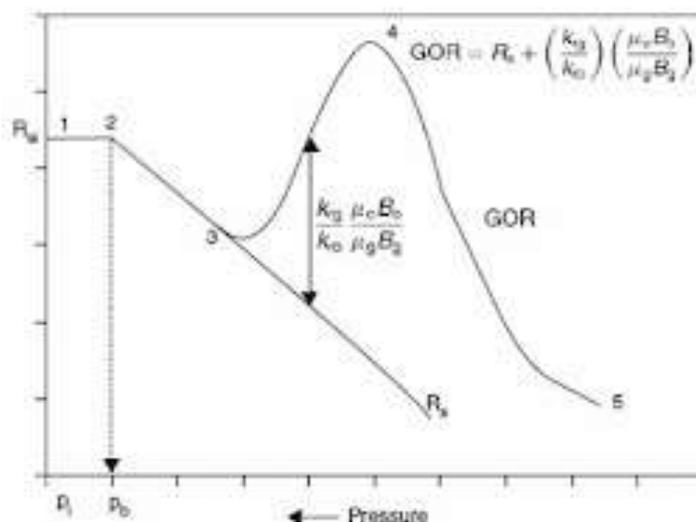


Рисунок 5 - Газовый фактор и давление

На этом рисунке он показывает поведение газового фактора в зависимости от давления и R_s . Наблюдается, что в период от точки один до точки два пласт не выпускает газ, поэтому газовый фактор равен R_s в точке пузырька. По мере того, как давление продолжает снижаться, оно достигает уровня ниже точки пузырька, в которой оно находится между точками второй

и третьей, в этих точках пласта выпустил часть газа, но это неподвижный газ, поскольку он не достиг его насыщение критическое, поэтому газовый фактор равен R_s . Когда газ достигает критического насыщения, он становится подвижным газом, выраженным в интервале, идущем от точек три, четыре и пять, в котором газовый фактор равен газу в нефтяном растворе плюс подвижный или свободный газ в залежи. Можно четко видеть значения, которые при увеличении увеличивают газовый фактор, а именно: k_{rg} , μ_o , β_o . и значения, которые при увеличении или уменьшении газового фактора равны k_{ro} , μ_g , β_g [8]

В начале разработки месторождения, то есть в условиях статического равновесия, до процесса добычи, после перемещения газа, нефти и воды через слой эти элементы распределяются относительно их плотности, то есть сверху находится газ, затем ниже нефть и, наконец, вода. Наличие свободного газа, как упоминалось выше, находится в верхней части, это широко известно как газовая шапка. [8]

Ниже приводится распределение, описанное выше на рисунке 6.

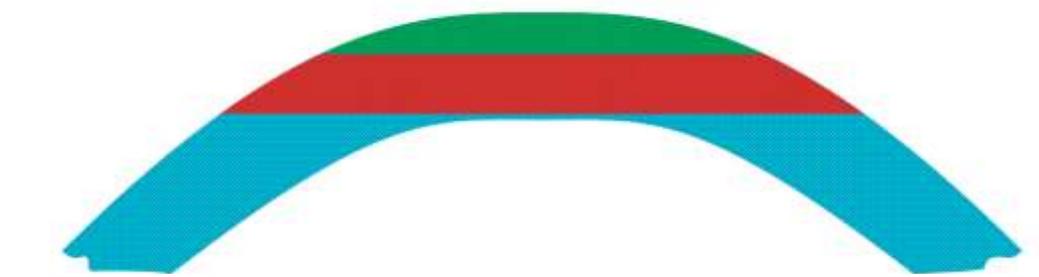


Рисунок 6 - Виды нефтяных оторочек

Естественный поток газа в зону добычи нефти на месторождении, по мере продвижения производства, газ заменяет нефть, пока не будет производить только газ, как правило, эти газовые языки образуются при закачке газа на месторождение. [9]

В процессе добычи равновесие, существовавшее в этом равновесии, начинает уменьшаться, так как начинают формироваться градиенты давления, принимающие особенно высокие значения в зоне добычи скважины. При

определенных условиях это может привести к чрезмерной добыче газа и, как следствие, к снижению или нестабильной добыче нефти. [9]

Однако, если газ поступает в скважину, которая поступает из образования газового конуса в небольших количествах, увеличивает добычу природного газа, а также стимулирует добычу нефти, а не сокращает ее. В условиях добычи нефтяной скважины, где существует риск газового конуса, важно знать условия, которые способствуют образованию газового конуса. Образование конусов и добыча конусного газа — это динамическое явление, связанное как с динамикой месторождения, так и с скважиной. [9]

Когда начинается эксплуатация скважины, начинается формирование градиентов давления, что приводит к изменению формы границ начальных условий участков фаз (т. е. контакта между газом и нефтью), что приводит к образованию конусов к перфорационным отверстиям скважины, через которые добывается нефть. Если градиенты давления, то есть перепад давления между скважиной и пластом, превышают определенный уровень, может произойти разрыв газа в скважине, что приведет к резкому сокращению добычи нефти и, следовательно, увеличению добычи газа в геометрической прогрессии. Рисунок. 7 может служить иллюстрацией газового конуса. [10]

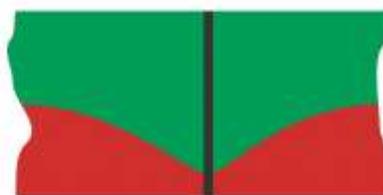


Рисунок 7 - Процесс образования конуса газа

Из-за большей подвижности газа по сравнению с подвижностью нефти конусообразование может привести к большему снижению покрытия образования в процессе вытеснения и ухудшению условий добычи нефти (высокий газовый фактор, низкая поток нефти). [10]

Проблема, возникающая при добыче скважины с газовым соединением, заключается в том, что при низком расходе добычи газа нефть не добывается. Но, по мере увеличения расхода газа, существует увеличение добычи нефти,

следует учитывать, что при увеличении потока газа, добыча нефти снова резко снижается. С точки зрения производства для скважины возможно получить добычу, только найдя правильное сочетание скорости подъема газа и регулировки потока производства. [10]

В период с конца 2016 по начало 2017 года установлено 8 ЭЦН. Дебиты соответствовали ожиданиям, проблемы с добычей газа решались установкой газосепаратора, но в одной из установленных скважин СК-0178 ЭЦН начал вызывать проблемы из-за высоких газовых помех, периодически возникали проблемы:

- Частое отключение ЭЦН из-за аварийного сигнала низкой нагрузки, как показано в Таблице 1.
- Поток ЭЦН не был непрерывным из-за частых остановок, поэтому производительность снизилась по сравнению с предыдущей стандартной установкой ЭЦН. Возможное повреждение кабеля и забойного двигателя из-за частых пусков и остановок

Таблица 1 - Пример повторяющихся событий недогрузки на СК-0178

дата и время	Событие	Дата и время	Событие	Дата И Время	Событие
27-ноябрь-16; 9:18	Отключение под ЛД	01-декабрь-16; 16:57	Стоп (Оператор)	27-февраль-17; 14:50	Отключение под ЛД
27-ноябрь-16; 9:35	Начать под ЛД	01-декабрь-16; 17:35	Запуск (Оператор)	27-февраль-17; 15:18	Начать под ЛД
27-ноябрь-16; 11:36	Отключение под ЛД	01-декабрь-16; 18:32	Отключение под ЛД	27-февраль-17; 15:45	Отключение под ЛД
27-ноябрь-16; 12:01	Начать под ЛД	01-декабрь-16; 19:01	Начать под ЛД	27-февраль-17; 16:15	Начать под ЛД
27-ноябрь-16; 12:45	Отключение под ЛД	01-декабрь-16; 19:39	Отключение под лд	27-февраль-17; 16:44	Отключение под ЛД
27-ноябрь-16; 13:11	Начать под ЛД	01-декабрь-16; 20:06	Начать ПОД ЛД		
27-ноябрь-16; 13:50	Отключение под ЛД	01-декабрь-16; 20:37	Отключение под ЛД		

Проведенное испытание скважины показало, что СК-0178 имеет намного более высокий газовый фактор, чем другие скважины TLS, которые были установлены в тот же период. Это условие является основной проблемой, из-за которой возникла проблема с газовым замком. Установка газового контроллера не могла полностью решить проблему с газовым замком.

Таблица 2 - ГФ ЭЦН Telisa скважин

СКВАЖИНА	BOPD	KSCFD	GOR (SCF/STD)
SK-0139	444	204	459
SK-0164	488	218	447
SK-0178	132	206	1561
SK-0181	340	216	635
SK-0197	572	203	355
SK-0198	372	223	599
SK-0248	405	114	281
SK-0341	301	80	266

В таблице 3 обобщаются условия после каждого действия, предпринятого для смягчения проблемы с сильными газовыми помехами в SK-0178, при этом зеленая заштрихованная ячейка показывает положительное условие/результат. Можно сделать вывод, что наиболее подходящим решением для скважин ЭЦН с высоким содержанием газа является настройка привода на работу в режиме обратной связи по току двигателя.

Таблица 3 - Сравнение результатов

№	Действия	Производство	HSE обеспокоенность	Стоимость	Ресурсы	Esp операция	Вывод
1	Начальное состояние	Менее половины нормального производства (< 60 баррелей в сутки)	Нет	Нет	Ежедневный визит полевого оператора у перезапуска esp	Ежедневное отключение	Низкая производительность потенциально может повредить esp
2	Ежедневная вентиляция затрубного газа	Нормальная добыча (120–160 баррелей в сутки)	Экологическая проблема: сброс попутного газа в окружающую среду Вопрос безопасности: газ не сжигался из-за близости дороги к селянам	Отходы добытого газа (200 тыс. Куб. Футов в сутки)	Ежедневный визит полевого оператора для ручного выпуска газа из затрубного пространства	Нормальная работа все параметры esp в норме	Нормальное производство
3	Режим обратной связи рір	40 – 66 баррелей в сутки	Нет	Нет	Нет	Работает непрерывно, но с очень изменчивыми	Низкая производительность

						параметрам и esp (частота, двигатель, нагрузка рip).	
4	Текущий режим обратной связи	115 – 120 баррелей в сутки	Нет	Нет	Нет	Нормальная работа все параметры esp в норме.	Нормальное производство

Показано, что режим обратной связи по току электродвигателя для скважин с УЭЦН с высоким уровнем газовых помех:

- Кратковременное отключение частого отключения ЭЦН из-за недостаточной нагрузки.
- Разумно поддерживать производительность в пределах ее нормальной скорости
- Не создает проблем с охраной труда и промышленной безопасностью для выпуска газа из затрубного пространства, чтобы преодолеть сильное газовое воздействие.
- Продолжает производить ценный попутный газ на станции сбора, не создавая проблем для ЭЦН.
- Снижение потребности в частых визитах персонала (полевой оператор) как для перезапуска ЭЦН, так и для сброса газа в кольцевом пространстве.

Режим обратной связи по току работающего электродвигателя ЭЦН представляет собой простое, но эффективное решение для смягчения потенциальной газовой пробки в скважине с ЭЦН с высоким выходом газа.

1.2 Влияние обводненности скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти

Обводнённость нефти — коэффициент, отражающий удельную долю воды в добываемой нефти (нефтесодержащей жидкости). Чем выше обводненность — тем меньше собственно нефти содержится в добываемой

пластовой жидкости, тем выше непроизводительные расходы на подъём жидкости и её сепарацию. [11]

Основная проблема, которая возникает при эксплуатации месторождения углеводородов, — это добыча воды, связанная с добычей нефти. Эксплуатация нефти на месторождениях, добываемых в течение нескольких лет, привела к увеличению обводненности, что стало технико-экономической проблемой. [12]

Одна из причин высокого содержания воды в скважине, может быть связана с конификацией воды, это явление обычно наблюдается во многих нефтяных скважинах. Водная конификация образуется, когда пласт эксплуатируется за счет энергии из связанного водоносного горизонта, и это вытесняет часть или всю добычу нефти, заменяя ее водой. В большинстве случаев нефтяная зона находится близко к водной зоне, при добыче из скважины пластовые флюиды создают перепад давления, и чем выше перепад давления, тем быстрее образуется водяной конус и тем больше обводненность. [12]

Прежде чем сделать вывод о том, что любое увеличение обводненности связано с образованием водяного конуса, необходимо знать вертикальную проницаемость перфорированного интервала, так как если она мала или есть непроницаемый барьер между водной зоной и зона нефти, то воде очень сложно образовать конус. [13]

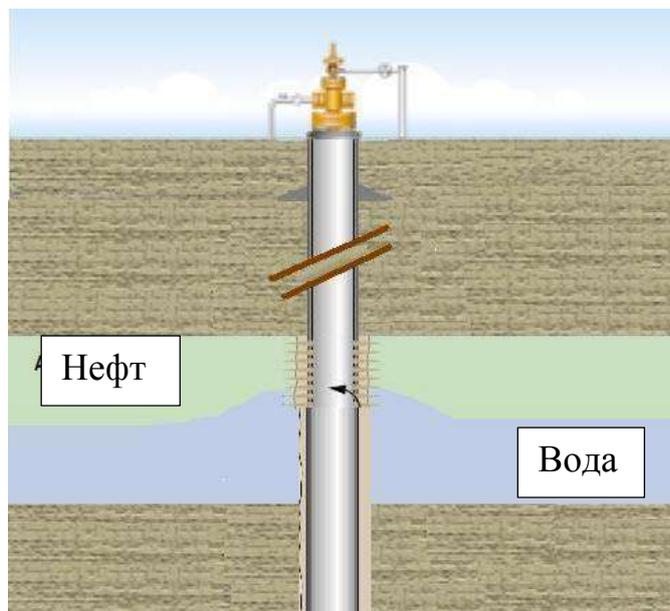


Рисунок 8 - Образование водяного конуса

Другой способ увеличения обводненности заключается в изменении контакта вода / нефть из-за естественного толчка придонной воды, то есть воды, которая находится в пласте, под слоем нефти. перемещая нефть вверх в направлении пробуренного интервала, затем, когда контакт вода / нефть достигает основания пробуренного интервала, вода начинает добываться вместе с нефтью, что приводит к увеличению добычи воды в пробуренном интервале в поверхности. [13]

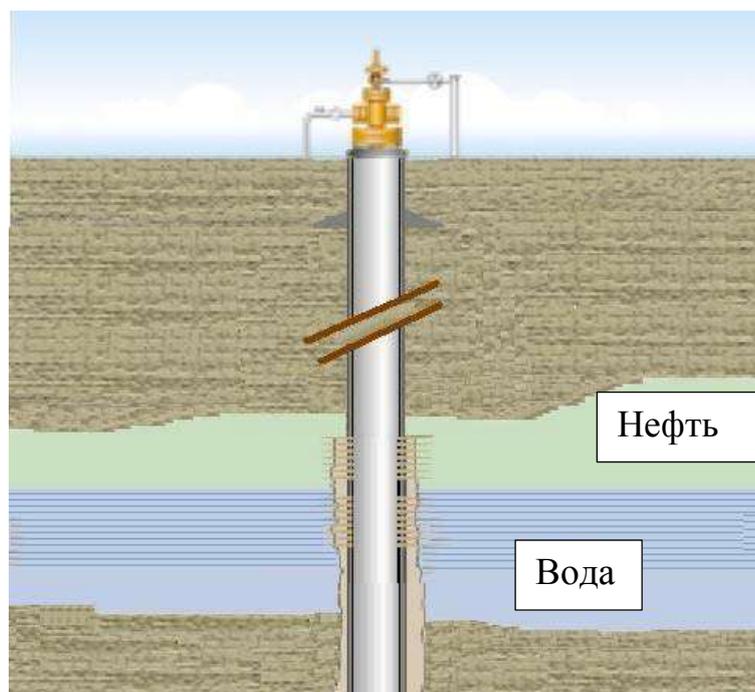


Рисунок 9 – Продвижение контакта нефти с водой

В некоторых залежах проницаемость различается, поэтому часть воды в залежь выходит быстрее, чем в других. Если вода продолжает добываться из зоны высокой проницаемости, энергия, необходимая для вытеснения нефти из частей с более низкой проницаемостью, уменьшается в пласт. [14]

Добыча воды создает путь от водоносного горизонта к производственной зоне скважины, это явление снижает эффективную проницаемость для нефти, и по мере увеличения обводненности со временем значение эффективной проницаемости нефти будет немного уменьшаться. понемногу и это увеличит водонасыщенность. [14]

На рисунке 10, можно увидеть различные стадии, через которые проходит нефтедобывающая скважина, и какие критические области следует избегать, чтобы не увеличивать добычу воды. В «зоне А» течет только нефть, в «зоне В», где текут обе жидкости, в «зоне С» течет вода, «точка I» указывает на критическое насыщение воды (минимальное насыщение, при котором она начинает двигаться) и «точка II»- критическая нефтенасыщенность [14]

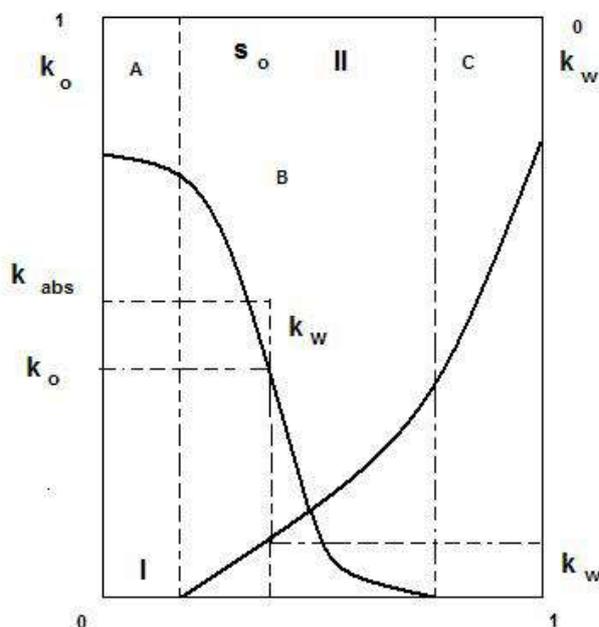


Рисунок 10 - Поведение проницаемости по сравнению с насыщением для двухжидкостной системы

По опыту анализа отказов в УЭЦН, связанного с высокой обводненностью, можно было определить, что, например, при переходе от

обводненности 92% до 95% возникает большее количество отказов, это увеличение обводненности на 3% создает заметную разницу и означает на 40% больше отказов насоса. [15]

Поскольку вода появляется вместе с нефтью, происходят изменения в реологических свойствах нефти. Эти изменения реологических свойств при обводненности 35-40% не оказывают существенного влияния на работу скважинного оборудования. При обводненности 55-65% изменение вязкости в основном влияет на работу скважинного оборудования, оно также снижает коэффициент подачи, нагрузка на погружной двигатель увеличивается на 10-15%, поэтому требуется использование насосов более высокого давления. Когда обводненность достигает 75% или более, водонефтяная эмульсия перестает быть стабильной в том случае, если нефть в пласте имеет высокую вязкость, что приводит к неработоспособности скважинного оборудования, но это также необходимо учитывать, что, если эмульсия устойчива даже при значениях обводненности 80%, скважинное оборудование может работать. [16]

Чтобы определить численное значение обводненности (f_w), оно обычно выражается следующей формулой.

$$f_w = \frac{q_w}{q_w + q_o} * 100\%$$

где:

q_w – расход воды

q_o – расход нефти

1.3 Влияние содержания механических примесей в скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти

ГРАНУЛОМЕТРИЯ: определяет распределение частиц по размеру образца почвы.

Гранулометрический состав почвы является очень важным свойством почвы, и состоит из частиц различных размеров, помимо органического

вещества и минеральных соединений, эти частицы называются механическими элементами. Размеры этих частиц зависят от процессов почвообразования. Размеры этих элементов также связаны со свойствами каждого типа, поэтому была создана классификация механических элементов, как показано ниже. [17]

Таблица 4 - Классификация механических элементов почвы

Название фракций механических элементов	Размер фракций, мм	Группы фракций
Камни	> 3	СКЕЛЕТ
Гравий	3-1	СКЕЛЕТ
Песок крупный	1-0,5	ФИЗИЧЕСКИЙ ПЕСОК
Песок средний	0,5-0,25	ФИЗИЧЕСКИЙ ПЕСОК
Песок мелкий	0,25-0,05	ФИЗИЧЕСКИЙ ПЕСОК
Пыль крупная	0,05-0,01	ФИЗИЧЕСКИЙ ПЕСОК
Пыль средняя	0,01-0,005	ФИЗИЧЕСКАЯ ГЛИНА
Пыль мелкая	0,005-0,001	ФИЗИЧЕСКАЯ ГЛИНА
Ил грубый	0,001-0,0005	ФИЗИЧЕСКАЯ ГЛИНА
Ил тонкий	0,0005-0,0001	ФИЗИЧЕСКАЯ ГЛИНА
Коллоиды	< 0,0001	

Механические примеси в составе газожидкостной смеси состоят в большинстве случаев из песка, глины и мельчайших частиц железа, а иногда минеральных солей, причем содержание этих примесей в нефтях колеблется в довольно значительных пределах в одних случаях свежедобытая нефть содержит до 20% песка. [18]

В последние десятилетия в России созданы адекватные экономические условия, так что нефтяные скважины вступают в процесс увеличения добычи нефти и газа, вызывая увеличение количества проблем в призабойной зоне скважины, создавая серьезную проблему в образовании механических примесей, оказывающих негативное влияние на увеличение добычи, затрудняющих работу скважин при добыче нефти. [19]

При эксплуатации ЭЦН необходимо учитывать, что превышение проектных пределов, то есть пределов, при которых ЭЦН не имеет проблем в эксплуатации в части наличия механических примесей, приводит к сильному увеличению абразивного износа. у рабочие колеса, направляющие лопатки,

валы и их защитные втулки, а также их клапаны. Также есть проблемы с износом газового сепаратора. [19]

Частицы абразивного материала попадают в насос, вызывая износ металла и его различных частей, в связи с чем повреждения из-за механических примесей классифицируются как: эрозия и истирание. Эрозия классифицируется как износ поверхности металла при попадании на него механических примесей, которые уносятся жидкостями. Истирание — это износ металла при наличии механических примесей между трением двух поверхностей.

Размер повреждений, вызванных этими двумя типами износа металла на поверхности, зависит от таких факторов, как размер, форма твердых частиц, а также разница между твердостью металла и твердостью механических примесей. Разница в твердости пораженного металла и частиц напрямую влияет на степень износа оборудования. Поскольку абразивные частицы не режут что-то более твердое, чем они, металл, который будет использоваться в насосах в средах с высоким образованием механических примесей, должен иметь более высокий уровень твердости, чем у используемых механических примесей. в добываемой жидкости. [20]

Чтобы знать, как различать твердость частиц, необходимо знать шкалу Мооса, которая используется для сравнения твердость материалов, то есть, согласно шкале, материал с наибольшим числом повредит материал с числом более низкая твердость, например, по шкале песок (кварц) имеет твердость 7 и больше, чем твердость стали (6.5), на рисунке 11 шкала Мооса видна более подробно. [21]



Рисунок 11 - Шкала Мооса

Эрозия на ступенях насоса: проблема этого типа возникает, когда твердые частицы попадают в насос и ударяются о металлические поверхности. Масштабы этой проблемы зависят от формы проникающих механических примесей и скорости потока, поскольку чем выше скорость на входе в насос, тем больший ущерб причиняют механические примеси. В зависимости от формы это зависит от размера и большего количества углов в частицах, то есть более крупных и угловатых механических примесей будет вызывать больший ущерб по сравнению с мелкими и округлыми частицами. [22]

Повреждение радиальных подшипников: этот тип повреждения более известен как радиальный износ, этот отказ происходит из-за истирания радиальных подшипников насоса, что является основной функцией радиальные подшипники служат для поддержки вала насоса. Эти подшипники имеют фиксированный радиальный зазор, размер которого зависит от конструкции насоса и конструктивных допусков, которые он может выдерживать.

Этот радиальный зазор обычно велик, что позволяет механическим загрязнениям попадать в зазор между подшипником и рабочей зоной. Попадание механических примесей приводит к появлению царапин в зазоре между валом и подшипниками, вызывая радиальный износ, то есть увеличивается пространство между подшипником и валом, что приводит к увеличению радиальной неустойчивости вала. [22]

Вал начнет эксцентрично вращаться, вызывая износ одной стороны подшипника. Кроме того, из-за увеличения осевых нагрузок вокруг вала он начнет смещаться в стороны, создаваемое вибрацией. Эти вибрации будут передаваться на уплотнение насоса, что приведет к его выходу из строя и может быть повреждено до такой степени, что это приведет к попаданию добываемых жидкостей в двигатель, вызывая короткое замыкание. [22]

Истирание вращающихся и стационарных рабочих колес: Истирание вращающихся рабочих колес вызывает осевой износ между неподвижными диффузорами и сопрягаемой поверхностью в ступенях насоса. Если между рабочими колесами попали твердые частицы, это может привести к износу из-за столкновения металла с металлом между рабочим колесом и диффузором. Насосы с фиксированным рабочим колесом не имеют контакта между диффузором и рабочим колесом, поэтому у них нет проблем с абразивным повреждением. Для насосов с плавающими рабочими колесами зазор между лопастями не является фиксированным, так как он может варьироваться в зависимости от вязкости жидкости, что может привести к износу лопастей и ступеням или истиранию. [22]

Один из способов обнаружения проблем из-за механических примесей, которые представляют собой ЭЦН, — это провести тест по амперметрической диаграмме. На изображении 12 показана амперметрическая диаграмма, которая показывает, что насос не представляет проблем в своей работе. [22]

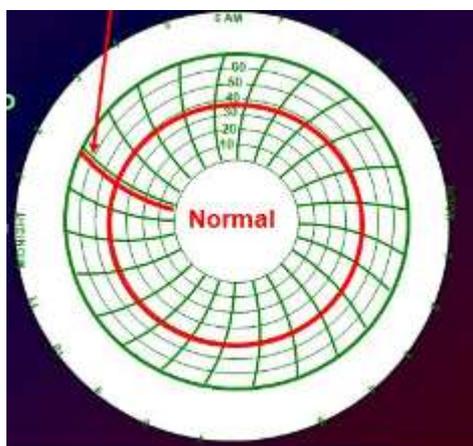


Рисунок 12 - Амперметрическая диаграмма

На рисунке 13 представлена амперометрическая диаграмма, которая указывает на наличие механических примесей в насосе. Присутствие этих твердых частиц в насосе создает дополнительное усилие для насоса при его вращении, это означает, что насосу требуется больший ток для двигателя, а также уменьшается расход. [23]

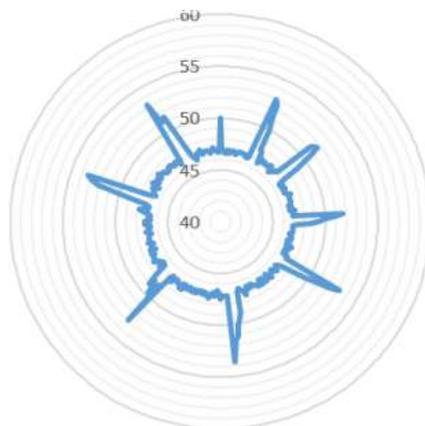


Рисунок 13 - Амперометрическая диаграмма для работы с механическими примесями

Массовую долю механических примесей (X) в процентах вычисляют по формуле: [24]

$$X = \frac{m_1 - m_2}{m_3} * 100$$

где:

m_1 - масса стаканчика для взвешивания с бумажным фильтром и механическими примесями или масса стеклянного фильтра с механическими примесями, г;

m_2 - масса стаканчика для взвешивания с чистым подготовленным бумажным фильтром или масса подготовленного стеклянного фильтра, г;

m_3 - масса пробы, г.

Механические примеси можно разделить на две категории: естественные и искусственные, в зависимости от времени извлечения частиц их называют искусственными, имея в виду материалы, используемые при гидроразрыве пласта, поскольку их извлечение имеет продолжительность

примерно 2 недели при условии, что их масса содержание составляет 1000 мг/л, но может быть и выше.

Категория природных твердых частиц относится к количеству породы, непосредственно разрушенной в результате гидроразрыва пласта (50 мг/л) – извлечение постепенно снижается с течением времени. Соответственно различаются и методы борьбы с механическими примесями.

Искусственными механическими примесями являются: пропнет и проппант. Извлечение механических примесей после ГРП может происходить из-за плохой цементации эксплуатационной колонны, в продуктивных пластах, вызывая износ деталей УЭЦН и даже вызывая блокировку вала насоса. [23]

Основные методы борьбы:

- Очистить жидкость перед насосом с помощью фильтров.
- Применение износостойких УЭЦН.
- использование сосудов высокого давления для длительного применения на пониженных частотах, снижение интенсивности обструкции за счет увеличения размеров проходных каналов.

Исторический случай, который был проведен на одной из скважин месторождения Боскан, поскольку в ней было несколько отказов ЭЦН из-за большого количества песка. На этой скважине были установлены четыре системы ЭЦН со средним сроком службы 201 день. Среднее время простоя скважины составило примерно 110 дней. Системы ЭЦН подвергались повторяющимся циклам и остановкам из-за наличия песка, как показано на рисунке 14, демонстрирующих неисправное оборудование ЭЦН из этой скважины. [25]



Рисунок 14 - Засорение рабочего колеса песком

После третьего подряд отказа были проанализированы пробы жидкости для определения количества, размера и типа песка в скважине. Анализ показал, что существующая система контроля песка в скважине не могла фильтровать песок, поскольку 75% зерен были меньше 250 мкм. На рисунке 15 показан вероятностный анализ для определения размера зерна с использованием ситового анализа. [25]

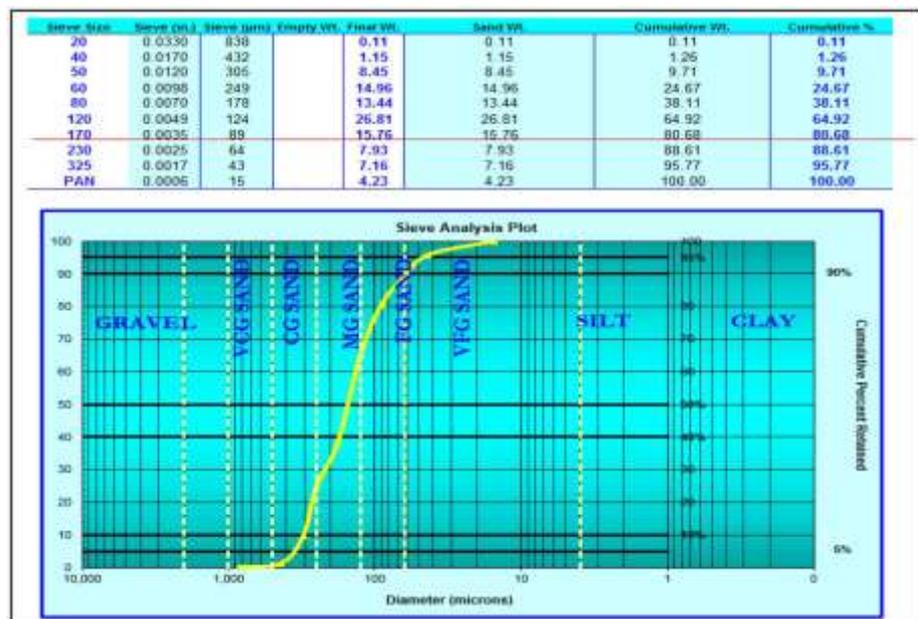


Рисунок 15 - Вероятностный анализ — ситовой анализ

На основе вероятностного анализа был определен выбор песчаного экрана. Сетчатые фильтры 2000 среднего размера были выбраны для работы с

зернами размером от 200 мкм до 300 мкм. На следующем рисунке показан экран песка, который был выбран для этого приложения. [25]

Переменные оставались стабильными в течение периода выполнения. Все это помогло увеличить добычу нефти с 220 до 400 баррелей в сутки.

Комбинация закрытого ЭЦН и системы защиты от песка увеличила срок службы ЭЦН на 318% и удвоила добычу нефти. Производство песка было значительно снижено, что помогло уменьшить количество отказов из-за образования песка. [25]

1.4 Влияние содержания АСПО (асфальтосмолопарафиновые отложения) в скважинной продукции на механизированный процесс добычи нефти

АСПО состоят из парафинов, смол, асфальтенов, масел, серы, металлов, а также минеральных веществ в растворе солей органических кислот, а также содержат небольшое количество воды. АСПО обычно осаждаются в нефти, то есть они начинают образовывать твердые частицы на стадии добычи углеводородов, особенно когда они поднимаются на поверхность, это связано с тем, что температура нефти опускается ниже температуры ее насыщения нефтью с парафином. [26]

Следовательно, необходимым условием образования АСПО является температура жидкости в стенке скважины, факторами, влияющими на образование парафинов, являются: перепад температур; коэффициент давления и газ; скорость потока; свойства поверхности; обводненность продукта; содержание смол и асфальтенов в нефти; состав нефтяных компонентов; плотность, вязкость нефти. [27]

АСПО представляют собой простейший класс органических соединений, представляющих собой насыщенные углеводороды, образованные в основном цепями между C18 и C60 + с температурами плавления от 18 ° C до 100 ° C. Как видно на рисунке 16. [28]

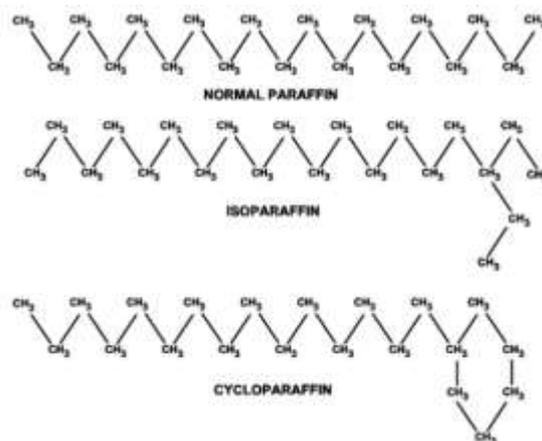


Рисунок 16 – Углеводородные структуры, участвующие в осаждении парафина

Одной из причин образования АСПО, (т.е. осаждения его внутри труб или систем искусственной добычи типа УЭЦН), является дегазация продуктов, получаемых на нефтяном месторождении, как правило, это связано с тем, что происходит снижение при давлении в нефтяной скважине это давление ниже давления насыщения. Отделение алифатических газов (с низкой температурой кипения) от нефтяной фазы приводит к уменьшению растворимости парафина в извлекаемых углеводородах, поэтому начинается его отложение в трубах и различном нефтеэкстракционном оборудовании. [29]

Вторая основная причина образования АСПО связана с понижением температуры жидкости, извлекаемой из пласта, жидкость начинает свое движение к поверхности и таким образом достигает температуры кристаллизации парафина, а температура продолжает снижаться. При понижении температуры кристаллы начинают оседать и затвердевать на стенках пробирки. [29]

Существуют методы борьбы с образованием парафина, наиболее распространенным является промывание горячим маслом, при котором горячее масло размягчает и сплавляет твердые кристаллы АСПО с горячей жидкостью. Для достижения очистки необходимо, чтобы температура горячего масла препятствовала осаждению собранных твердых кристаллов и образовывала еще один твердый слой АСПО в другом месте для этого необходимо гарантировать поддержание температуры на выходе НКТ, при котором не происходит

осаждения АСПО, растворенного в горячей жидкости. Чтобы получить раствор, необходимо достичь температуры кристаллизации растворенного вещества. [29]

Величина объема горячей жидкости зависит именно от количества АСПО, образующегося в коллекторе, а также от физико-химических характеристик нефти, таких как его теплоемкость, температура плавления, помимо геометрических характеристик масляный коллектор.

Количество горячей жидкости, необходимой для очистки трубы, в зависимости от физико-химических свойств АСПО связано с увеличением молекулярной массы парафиновых углеводородов, так как с увеличением молекулярной массы увеличивается и температура их плавления, то есть количество тепла, необходимое для преобразования из твердого состояния в жидкое, больше.

Для очистки трубы, имеющей парафинообразование, также можно использовать механический скребок, спускающийся по эксплуатационной трубе и устраняющий присутствующие АСПО. Также существуют методы предотвращения образования АСПО, применяются химические ингибиторы, снижающие образование АСПО. [29]

Скважина начала производство в июле 2017 года с помощью погружного электрического насоса (ЭЦН) со средним начальным потоком жидкости 115 м³/сут, и вода не производилась. Через год после добычи показатели нефтедобычи снизились, что привело к значительному падению добычи нефти. С тех пор скважина работает как скважина прерывистого производства, чтобы избежать серьезных повреждений. Основываясь на предыдущем полевом опыте, предполагается, что снижение производительности ЭЦН связано с осаждением асфальтенов в насосе. Поэтому скважину периодически обрабатывают ароматической промывкой для растворения отложений асфальтенов. Попытки достичь более подходящей и экономически эффективной альтернативы ароматическому клиренсу были

протестированы путем впрыска диспергаторов асфальтенов через линию химического впрыска (CIP) скважины. [30]

При постоянном изменении давления, температуры и состава флюида асфальтены выпадают в осадок из добываемого флюида и откладываются в призабойной зоне и в коллекторе вблизи колонны скважины. Предполагается, что при добыче в скважине Пр_1 давление потока на забое меньше, чем верхнее давление начала образования асфальтенов в так называемой нестабильной области, где концентрация асфальтенов больше предела растворимости асфальтенов в нефти. [30]

Поскольку давление, температура и состав флюида постоянно меняются, асфальтены выпадают в осадок из добываемого флюида и откладываются в призабойной зоне и в резервуаре вблизи ствола скважины. Предполагается, что при добыче в скважине Пр_1 давление потока на забое меньше, чем верхнее давление начала образования асфальтенов в так называемой нестабильной области, где концентрация асфальтенов больше предела растворимости асфальтенов в нефти. [30]

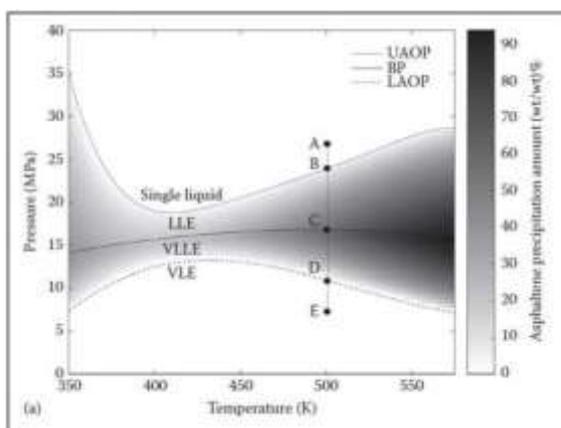


Рисунок 17 - Фазовая диаграмма асфальтеновой нефти. PA: давление пузырька; LLE, жидкостно-жидкостное равновесие, VLE, парожидкостное равновесие; VLLE, равновесие пар-жидкость-жидкость

Таким образом, стратегия, используемая Prod_1, заключается в удалении асфальтенов из скважины путем закачки углеводородов, принадлежащих к ароматическому классу C9 (растворитель нефти 170 и

гидрозоль А170). Эти химикаты обычно используются в промышленности для растворения асфальтовых отложений в призабойных зонах и вокруг них, а также для снижения склонности тяжелых органических соединений к осаждению. В период с апреля 2018 г. по сентябрь 2018 г. колодец регулярно подвергался промывке ароматизаторами каждые 6–8 недель. Средняя производительность при 0% влажности составляет 80 м³/сутки. [30]

Prod_1 работает в режиме периодической добычи с августа 2018 года. Скважина останавливалась при низкой производительности примерно каждые 2-3 недели, чтобы избежать серьезного повреждения УЭЦН из-за напора. Важно отметить, что текущая рабочая точка УЭЦН ниже рекомендуемого минимального рабочего диапазона. На рисунке 18 показана кривая производительности насоса. [30]

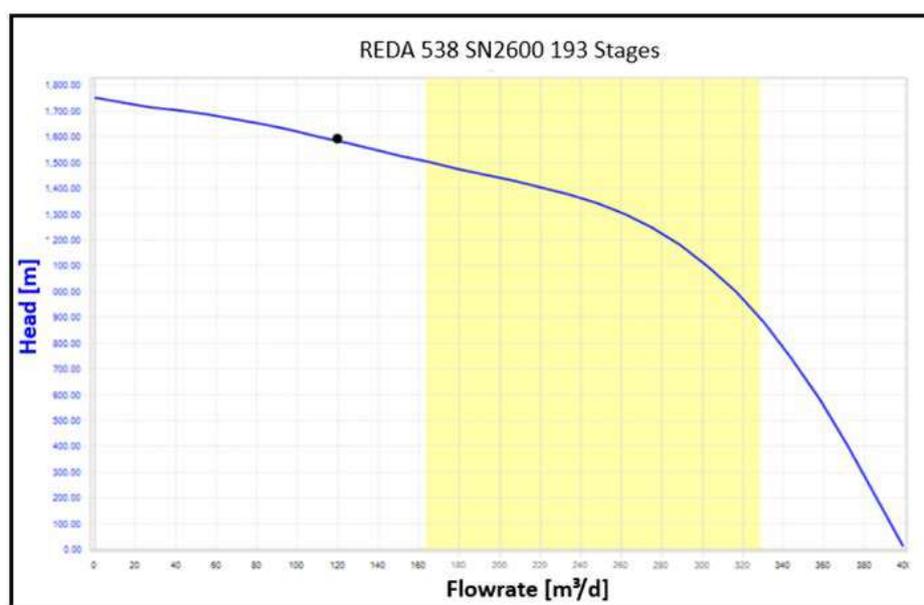


Рисунок 18 - Prod_1 Минимальный рабочий диапазон УЭЦН

1.5 Влияние содержания солевых отложений на механизированный процесс добычи нефти

Добыча нефти в течение нескольких лет, как правило, характеризуется производством большого количества воды, связанной с нефтью, причем эта вода находится как в пласте, так и закачивается для увеличения давления пласта. Следовательно, увеличение обводненности на стадии добычи из коллектора вызывает осаждение различных солей, обычно образующихся в производственном трубопроводе и на поверхности скважинного насосного

оборудования. Осаждение соли в больших количествах приводит к увеличению стоимости из-за того, что этот материал необходимо периодически удалять. [31]

Солевые осадки образуются в основном неорганическими веществами из-за химических реакций, протекающих в скважинном оборудовании, механизм образования солевых отложений состоит из нескольких стадий, первая стадия солеобразования начинается с раствора, насыщенного нестабильными группами атомов, затем процесс продолжается с образованием центров кристаллизации, когда кристаллы и зародыши образуются, они начинают адсорбировать нестабильные ионы с поверхности кристалла, обеспечивая их рост, таким образом достигая размера, при котором кристаллы больше не могут находиться во взвешенном состоянии. и они выпадают в осадок в виде твердого вещества. [32]

Как упоминалось выше, для поддержания потока нефти в пласт обычно закачивают воду, закачиваемая вода может содержать соленость 400 г / л, обычно появляются соли карбонатов, сульфатов, хлорида натрия и сульфидов. Самый надежный метод предотвращения, например, взаимодействия гипсовых отложений с закачиваемой водой — это использование минерализованной воды без сульфидов, иногда использование пресной воды не всегда работает, потому что кислород может взаимодействовать с сульфатом, образуя следующие химические реакции: [33]

- $2FeS_2 + 2H_2O + 7O_2 \rightarrow 2FeSO_4 + 2H_2SO_4$,
- $4FeSO_4 + 2H_2SO_4 + O_2 \rightarrow 2Fe_2(SO_4)_3 + 2H_2O$,
- $Fe_2(SO_4)_3 + 6H_2O \rightarrow 2Fe(OH)_3 + 3H_2SO_4$;

В то время как во время добычи нефти условия давления и температуры изменяются, поэтому добываемая жидкость обменивается фазами между нефтью и газом в дополнение к содержанию воды, что вызывает уменьшение содержания углекислоты в воде. Изменяя баланс углерода, и генерируя осаждение карбоната кальция, эти карбонаты откладываются в драйверах УЭЦН, уравнение, которое представляет осаждение карбоната кальция. [34]



Интенсивность солеотложения в пласте зависит от следующих факторов:

- Начальная солевонасыщенность пластовой воды;
- Содержание солевых включений в породе;
- Режимы эксплуатации скважин и способы добычи скважинных жидкостей;

Накопление соли в УЭЦН обычно вызывает проблемы с подачей потока к устью скважины, например, на рисунке 19 можно увидеть отложения минералов в рабочих колесах насоса, которые вызывают осевой износ колес и оси, в результате чего двигатель перегревается и выходит из строя. [35]



Рисунок 19 – Солеотложения на рабочих колесах УЭЦН

Поскольку в УЭЦН содержится большое количество минеральных солей, вращающиеся части застревают, что приводит к перегреву насоса и почти мгновенному выходу двигателя из строя. Это связано с тем, что отложения минеральных солей вызывают снижение теплопередачи, поэтому в двигателе насоса отсутствует надлежащее охлаждение, что вызывает преждевременный износ насоса. Это видно на рисунке 20. [36]



Рисунок 20 - Солеотложения на корпусе секции насоса УЭЦН

Две добывающие компании, АО «Томскнефть» ВНК и ООО «РН-Юганскнефтегаз», являются одними из добывающих компаний в Западной Сибири.

Серьезную опасность представляет образование накипи на поверхностях и движущихся частях ЭЦН. Образование твердых отложений толщиной 0,6 -1 мм ухудшает теплообмен, приводя к выходу из строя электроприборов и, как следствие, выходу насоса из строя. В качестве примера на рисунке 21 показана микрофотография отложений ЭСП из скважины № 4793 Мало-Балыкского месторождения.

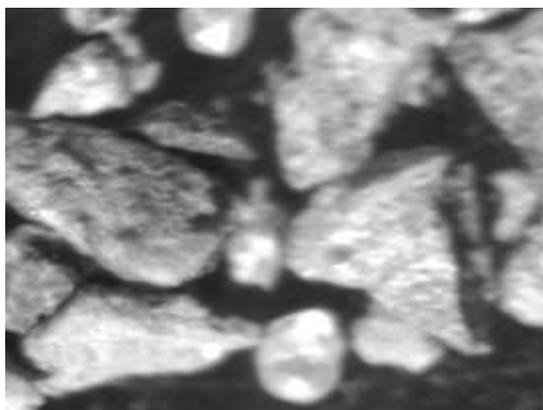


Рисунок 21 - Микрофотография накипных отложений ЭЦН рабочего колеса скважины № 4793 Мало-Балыкского месторождения

ООО «РН-Юганскнефтегаз» провело пластовые испытания УЭЦН на большей части месторождения ООО «РН-Юганскнефтегаз» по методике, основанной на количественном аналитическом определении концентрации ионов солеотложений. [37]

Данные основных исследований коррелируют с доказательствами месторождений ЭЦН. Анализ отложений ЭЦН показал, что в минеральном составе отложений накипи присутствовали карбонаты (кальциевые и магниевые), кварц, хлорит и гипс. Хлорит и гипс во всех пробах были незначительными несмотря на то, что карбонаты являются одной из основных составляющих осадка. В некоторых месторождениях он также содержит сидерит и оксид железа. [37]

Таблица 5 - Содержание компонентов в отложениях на рабочих колесах ЭЦН ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Скважина, месторождение	Растворимый предоставь к этому доступ HCl, % массы	Содержание компонентов и ионов, % масс.						
		Fe	Ca ²⁺	Mg ²⁺	SO ₄ ²⁻	S ²⁻	Al ₂ O ₃	SiO ₂
1210, Petelinskoe	27,6	4,9	2,74	0,81	0,4	-	14,7	37,1
191, South Balyk	25,2	2,6	5,16	1,41	1,3	0,15	27,4	35,5
314, Middle Ugut	86,7	18,1	9,76	1,38	3,8	0,28	3,4	4,1
3512, Maliy Balyk	62,2	7,4	13,21	2,55	2,9	0,12	10,8	14,6
8083, Maliy Balyk	95,3	3,6	24,73	2,81	1,1	0,55	1,7	1,9
4528, Middle Balyk	82,8	13,3	14,09	1,12	5,0		4,0	10,8
5105, Middle Balyk	97,1	2,4	29,18	1,12	0,3	-	0,4	2,2
1720, Middle Asomka	5,8	1,1	7,2	0,88	11,1	0,48	8,7	67,0
604, Middle Asomka	7,1	1,3	3,4	0,19	7,0	0,52	10,4	69,0
1780, Middle Asomka	2,2	0,4	0,6	0,06	0,61		11,0	31,4
9133, Middle Asomka	64,6	15,2	13,4	0,50	0,46		2,6	9,0
9147, Middle Asomka	5,9	2,1	0,4			0,03	7,0	16,1
3095, Ust Balyk	45,4	18,8	0,84	0,16	0,38	0,29		
1376, Ust Balyk	20,3	10,3	0,49	0,09 3,5 6,5			3,5	6,5
3005, Ust Balyk	86,2	45,0	1,25	0,23			2,2	4,5

Из-за интенсивной разработки нефтяных месторождений в последнее время значительно обострились проблемы с обрастанием рабочих органов

насоса, и необходимо быстро внедрить передовую стратегию борьбы с обрастанием. Повреждение отложений сильно влияет на производительность скважины в результате снижения дебита и приводит к увеличению затрат из-за операций по капитальному ремонту. [37]

Как мы можем видеть на рисунке 22, отложение соли в больших количествах вызывает коррозию в долгосрочной перспективе, и обычно обнаруживаются два типа коррозии, которые возникают, первый - когда в жидкости преобладает CaCO_3 (до 90% по весу) и как этот тип коррозии повреждает металл, а второй - когда в жидкости преобладает FeCO_3 (до 94% по весу), и как металл разрушается с течением времени. [36]

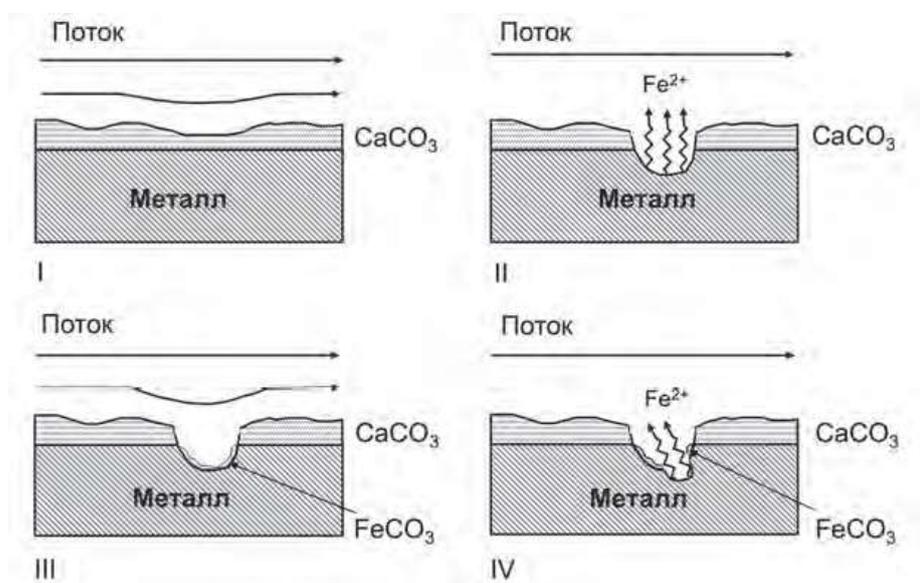


Рисунок 22 - Механизм развития коррозии

2 ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА

2.1 Анализ режимов работы установки электроцентробежного насоса

Напорные характеристики, характеризующие работу УЭЦН (напор и подача особенно)

Инновации в технологии электрических погружных насосных систем (центробежных насосов) приносят пользу нефтяным компаниям, обеспечивая более высокую надежность, лучшую производительность и лучшую устойчивость в суровых условиях. История систем механизированной добычи отмечена инновациями; обычно результат постепенного развития продуктовых линеек, но иногда радикальная модернизация приводила к усовершенствованию системы УЭЦН. [37]

Кривая работы ЭЦН важна при проектировании, а также при выборе оборудования для установки в данной скважине, так как соотношение между манометрической высотой и расходом определяет энергию, подводимую к жидкости, т. е. перепад давления, который должен преодолеть насос для существования потока жидкости.

Центробежные насосы состоят из блоков, называемых ступенями, каждая из которых состоит из диффузора и рабочего колеса. Рабочее колесо прикреплено к валу, диффузор закреплен внутри корпуса насоса. Рабочее колесо центробежного насоса увеличивает скорость жидкости за счет ее высокоскоростного вращения, в то же время создавая увеличение кинетической энергии перекачиваемой жидкости, что приводит к увеличению давления. [37]

Как правило, когда выбрано насос, что будет, предназначенная для выполнения конкретной задачи, то в первую очередь нужно узнать точные следующие характеристики (давление, напряжение, производительность, Габариты и пр.). В общем, перед выбором УЭЦН, необходимо знать объем

жидкости, который будет прокачивать и высоты подъема насоса для обеспечения потока жидкости из скважины на поверхность.

Подача - Q [$\text{м}^3/\text{ч}$] — это объем жидкости, подаваемой насосом за единицу времени. Подача жидкости в насос определяется работой насоса, а также из-за его конструктивных особенностей, эти характеристики определяются скоростью рабочего колеса и характеристиками скважины.

Идеальная подача насоса достигается за счет максимального значения эффективности потока. Фактическая подача определяется в зависимости от давления и потребления, зная созданную напор. [38]

- Подача (Q_{opt}): оптимальная подача получается, когда рабочая точка имеет наибольшую эффективность, то есть, когда скорость и количество перекачиваемой жидкости соответствуют условиям потока.
- Номинальная подача (Q_n): это подача, получаемая с помощью расчетов для насоса.
- Минимальная подача (Q_{min}): минимальная подача, с которой может работать насос, то есть насос может работать в течение длительного времени без повреждений.
- Максимальная подача (Q_{max}): относится к максимально допустимой подаче, что насос может работать в течение длительного времени без повреждений.

Рабочие характеристики подачи насосов ЭЦН при частоте питающего тока 50 Гц в пределах: ЭЦН5-50 от 25 до 70 $\text{м}^3/\text{сут}$; ЭЦН5-80 от 60 до 115 $\text{м}^3/\text{сут}$; ЭЦН5-125 от 105 до 165 $\text{м}^3/\text{сут}$; ЭЦН5-200 от 150 до 265 $\text{м}^3/\text{сут}$; ЭЦН5А-250 от 195 до 340 $\text{м}^3/\text{сут}$; ЭЦН5А-400 от 300 до 440 и ЭЦН5А-500 от 430 до 570 $\text{м}^3/\text{сут}$.

Напор — H [м.вод.ст] — это сумма чистого вертикального расстояния, которое жидкость должна подниматься от уровня, где жидкость находится в скважине, плюс падение давления трения в трубе и плюс желаемое давление в устье скважины.

Чтобы правильно выбрать насос, следует оценить производительность скважины, то есть объемную скорость потока и перепад давления или нагрузки, которые насос должен подавать для доставки желаемой скорости потока, в резервуар для хранения. На следующем рисунке можно увидеть, как напор увеличивается при увеличении расхода скважины. [39]

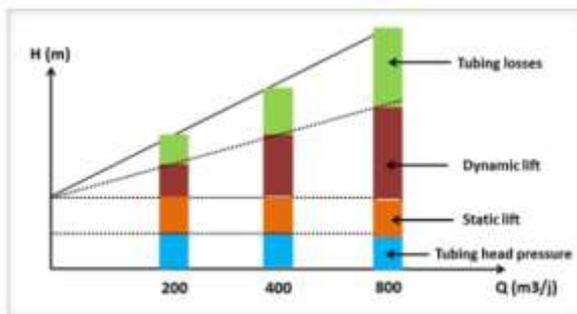


Рисунок 23 - Требуемая высота подъема скважины в зависимости от расхода.

Необходимо уточнение, высота центробежного насоса не зависит от типа перекачиваемой жидкости, это значит, что насос с одинаковой скоростью вращения будет создавать одинаковую высоту, для жидкостей разной плотности, например высота для воды с плотностью =1 будет таким же, как для нефти с плотностью <1.

С другой стороны, это не означает, что давление и мощность одинаковы так как чем выше плотность жидкости, тем выше будет давление, подаваемый насосом, а значит, возрастет и потребление энергии.

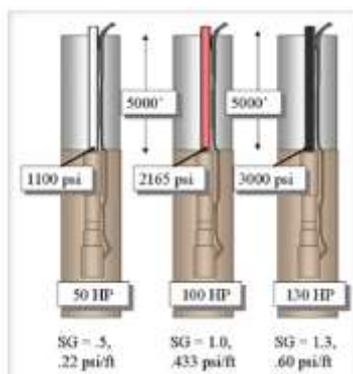


Рисунок 24 - Зависимость от давления и плотности жидкости.

Мощность насоса — определяется как объем работы в единицу времени, мощность относится к работе, которую производит насос для

увеличения энергии перекачиваемой жидкости. Существует два типа мощности, и необходимо знать, как различать полезную мощность насоса и эффективную мощность.

Полезная мощность насоса — это мощность насоса, необходимая для передачи энергии в жидкость, но не учитывает потери энергии

$$N_n = \rho * g * Q * H$$

где:

ρ : жидкости с плотностью, кг/м³

g : ускорение свободного падения, $g = 9,81$ м/с²

Q : расход, м³/с

H : напор, м

Эффективная мощность — эта мощность учитывает величину потери мощности в насосе и характеризуется общей эффективностью насоса η и определяется формулой:

$$N_6 = \frac{\rho * Q * H}{102 * n}$$

где:

ρ : жидкости с плотностью, кг/м³

Q : расход, м³/с

H : напор, м

n : КПД насоса η , %

Частота вращения n определяется скоростью вращения рабочего колеса и выражается числом оборотов в минуту. Скорость вращения зависит от подачи, напора и мощности насоса. [40]

Характеристики насоса обозначаются графиками, в которых в подачу насоса входят как минимум два параметра с постоянными значениями скорости рабочего колеса, вязкости, плотности жидкости. Такие характеристики получены экспериментально. Основной характеристикой насоса является отношение, которое он устанавливает между напор (H) и подача (Q).

Характеристика $N-Q$ указывает на изменение потребления энергии в зависимости от подачи насоса. Следует учитывать, что, когда подача насоса равна нулю, это пусковая мощность.

Линия, указывающая эффективность подачи $\eta-Q$, имеет максимум, который очень четко виден. Значения при максимальной эффективности называются оптимальными (номинальными), например марка насоса D 500-36, значит подача 500 м³/ч; напор – 36 м).

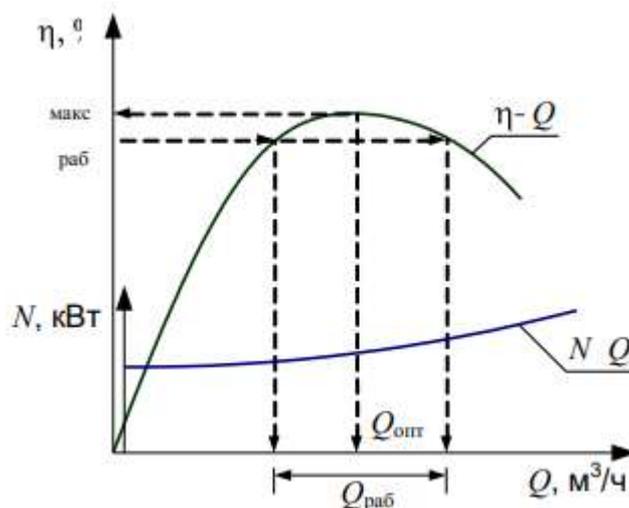


Рисунок 25 - Примерный вид характеристик мощности и КПД насоса

Напорно-расходная характеристика - Кривая Q (м³/ч) - H (м.вод.ст) указывает высоту, которую насос может достичь при заданном расходе. Такая высота измеряется в столбцах метров жидкости; обычно используемая единица-метры (м). Оптимальный расход насоса достигается с максимальным значением эффективности. Фактическая подача насоса может быть определена по характеристике давления и потребления, зная созданную высоту. [41]

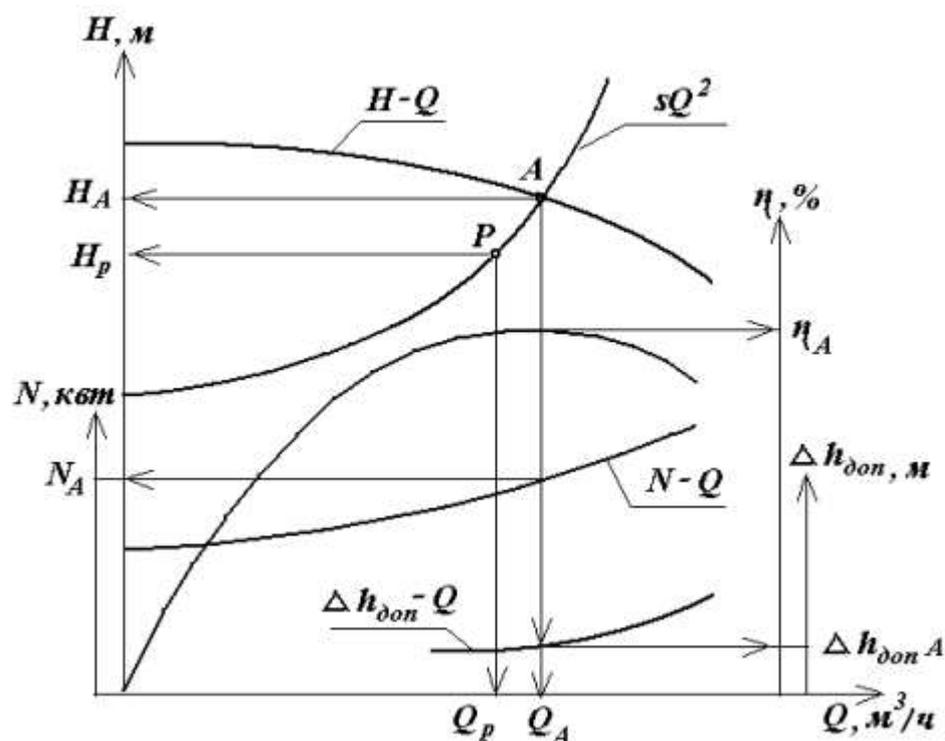


Рисунок 26 - Типичная кривая Q-H центробежного насоса

При работе насоса фактические рабочие параметры определяются точкой А, эта точка находится на пересечении кривых sQ^2 и кривой H-Q.

Рабочая точка насоса — Рабочей точкой центробежного насоса является точка пересечения кривой напора H - Q и характеристической кривой установки sQ^2 . При этом кривая H - Q зависит от параметров насоса, а зависимость sQ^2 определяется параметрами установки. Определив положение этой точки, можно определить количество жидкости в сети и потери давления в сети.

КПД насоса η [%] — Это эффективность насоса, отношение поставляемой мощности к мощности, которая фактически используется. Иными словами, это соотношение между мощностью, с которой насос подает жидкость, и мощностью вала. [42]

$$\eta = \frac{N_n}{N_6}$$

где:

N_n : полезной мощности насоса

N_6 : эффективной мощности насоса

Коэффициент η выражается как процент, и является произведением трех коэффициентов.

$$\eta = \eta_g * \eta_{об} * \eta_m$$

где:

η_g : Гидравлический КПД насоса

$\eta_{об}$: Объемный КПД насоса,

η_m : механический КПД

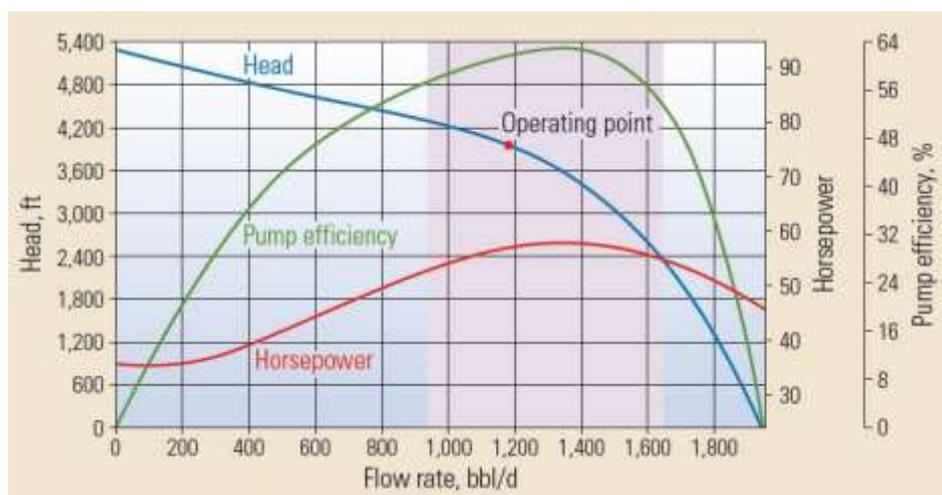


Рисунок 27 - Кривая производительности насоса

Это Рисунок 27 кривых характеристики насоса, кривые показывают способность насоса вытеснять жидкости, а также на их основе также определяется количество этапов, которые насос должен соответствовать желаемой производительности. Чтобы лучше понять, каждая кривая изображения объясняется. Кривая грузоподъемности (синяя) указывает высоту в данном потоке. Мощность насоса (красный цвет) в различных диапазонах мощности получены из эксплуатационных испытаний. Эффективность насоса (зеленый цвет) рассчитывается на основе давления в дополнение к его грузоподъемности, удельному весу жидкости и мощности. Заштрихованная область указывает наиболее эффективный рабочий диапазон для насоса. Рабочая точка (красная точка) указывает, что при 60 Гц этот 185-ступенчатый насос работает в оптимальном диапазоне. [43]

Потребление мощности Соотношение между потреблением мощности насоса и расходом показано на рисунке 28. Значение этой кривой обычно увеличивается при увеличении расхода.

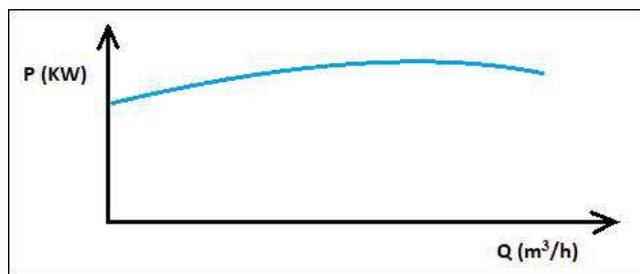


Рисунок 28 - Кривая потребления мощности

2.2 Подбор установки электроцентробежного насоса на месторождении X

Исходные данные с месторождения.

Таблица 6 - Данные о X месторождения

№ пп	запрашиваемый параметр	Величина	Единицы Измерения
1	Диаметр эксплуатационной колонны	168	мм
2	Глубина спуска эксплуатационной колонны	3012	м
3	Интервал перфорации	2565 - 2575	м
4	Текущий забой	2987,4	м
5	Планируемая глубина спуска установки		м
6	Планируемый дебит	60 - 90	$\text{м}^3/\text{сут}$
7	Коэффициент продуктивности	0,28 - 0,33	$\text{м}^3/\text{сут}/\text{кгс}/\text{см}^2$
8	Обводненность скважинной продукции	0	%
9	Предельно-допустимая депрессия	0	атм
10	Минимально допустимое забойное давление по геологическим условиям	105	атм
11	Минимально допустимое забойное давление по прочности эксплуатационной колонны.	0	атм
12	Пластовое давление у верхних отверстий перфорации	245	атм
13	Буферное давление	5,5	атм
14	Затрубное давление	5	атм
15	Давление насыщения (P_b)	128	атм
16	Максимальное значение КВЧ при предыдущей эксплуатации	0	$\text{мг}/\text{дм}^3$
17	Плотность сепарированной нефти	840	$\text{кг}/\text{м}^3$
18	Температура пласта	98,5	$^{\circ}\text{C}$
19	Динамическая вязкость сепарированной нефти при Тлабораторной	3,88	$\text{мПа}\cdot\text{с}$

20	Газовый фактор	127	м ³ /м ³
21	% содержание азота в газе	0,96	моль, %
22	Объемный коэффициент нефти	1,444	д.ед
23	Плотность газа	1,358	кг/м ³
24	Плотность пластовой воды	1020	кг/м ³
25	Динамическая вязкость пластовой воды	0,34	мПа*с

Выбор оборудования всегда выполняется до спуска выбранного оборудования в скважину, даже с момента бурения уже запланирован на будущее, который может быть использован метод обработки.

Особенности подбора УЭЦН:

1. Для этого этапа необходимо, чтобы насосно-геологические подразделения работали сообща, чтобы определить необходимый объем работ, которые должны быть выполнены на этапе ремонта. Необходимо определить как можно точнее и исходя из информации о скважине, фактического коэффициента производительности (полученного путем расчетов), наклонности скважины, диаметров труб, газового коэффициента, давления пласта, текучести пластовой жидкости, давления насыщения, состояние призабойной зоны.
2. Эксплуатационная часть отвечает за: указание геологических и технических данных скважины, включая данные: диаметр рабочей колонны, а также идентификацию металлических элементов, которые сужают колонну, засоряют и затрудняют ремонт скважины.
3. Желательно провести анализ режимов работы насоса в дополнение к записи неисправностей, которые обычно терпят неудачу, только так вы можете получить правильный расчет насоса, который будет использоваться.
4. По результатам выбора ЭЦН для студийной скважины руководитель района принимает решение принять установку ЭЦН и определяет тип двигателя, гидравлической защиты, кабеля, газового сепаратора и наземного оборудования, необходимого для отбора. [44]

ПОДБОР УЭЦН.

1. Для выбора оптимального размера и глубины, где будет находиться УЭЦН, используется программа выбора Novomet Sel-Pro.
2. Если в скважине много механических примесей, помимо низкого динамического уровня и высокого газового коэффициента ($500 \text{ м}^3/\text{м}^3$), необходимо использовать пакер.
3. Отбор УЭК для скважины должен осуществляться на следующих этапах:
 - a) Собирать и анализировать необходимую информацию об истории скважины и причинах отказа оборудования.
 - b) Определить производственную мощность скважины, чтобы можно было определить глубину установки насоса, которая соответствует указанной производительности.
 - c) Определение объемов жидкости и газа, всасываемых насосом.
 - d) Определение требований к напору насоса;
 - e) В зависимости от расхода и высоты водяного столба насоса выбирается тип насоса, который работает с максимальной эффективностью.
 - f) Выберите размеры, с которыми насос будет работать лучше всего, вы также должны знать двигатель и тип кабеля, который должен быть использован, всегда будет необходимо проверить его ограничения.
4. Степень изгиба скважины не должна превышать 2 градуса на каждые 10 метров глубины.
5. Угол отклонения скважины от вертикали в рабочей зоне УЭЦН должен быть не более 60 градусов.
6. Кривизна скважины в месте расположения насоса не должна превышать 3 градусов на каждые 10 метров.
7. В скважинах с осложнениями значение оптимального давления на дне и планового расхода ограничивается Службой разработки и для расчета использованы программу Sel-Pro, программа является очень точным инструментом при выборе типа насоса, который будет решен для установки на дне скважины, кроме того, что расчет был сделан вручную, чтобы иметь

более четкое представление о том, в чем разница использования программа и выполнить вычисление вручную.[45]

2.2.1 Ввод данных

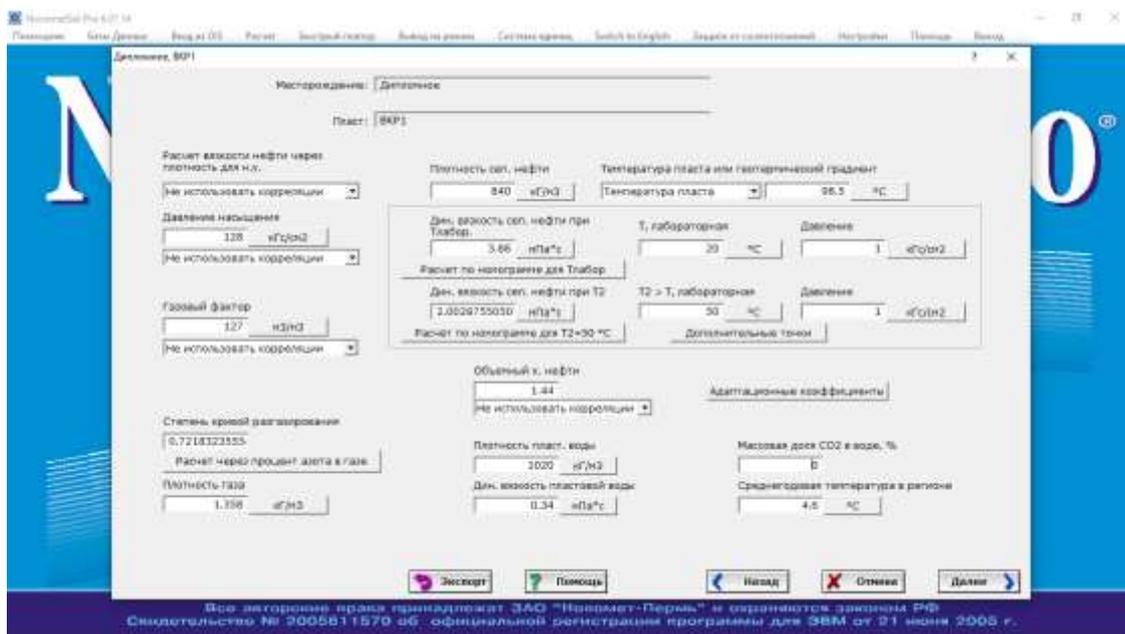


Рисунок 29 - Свойства жидкости

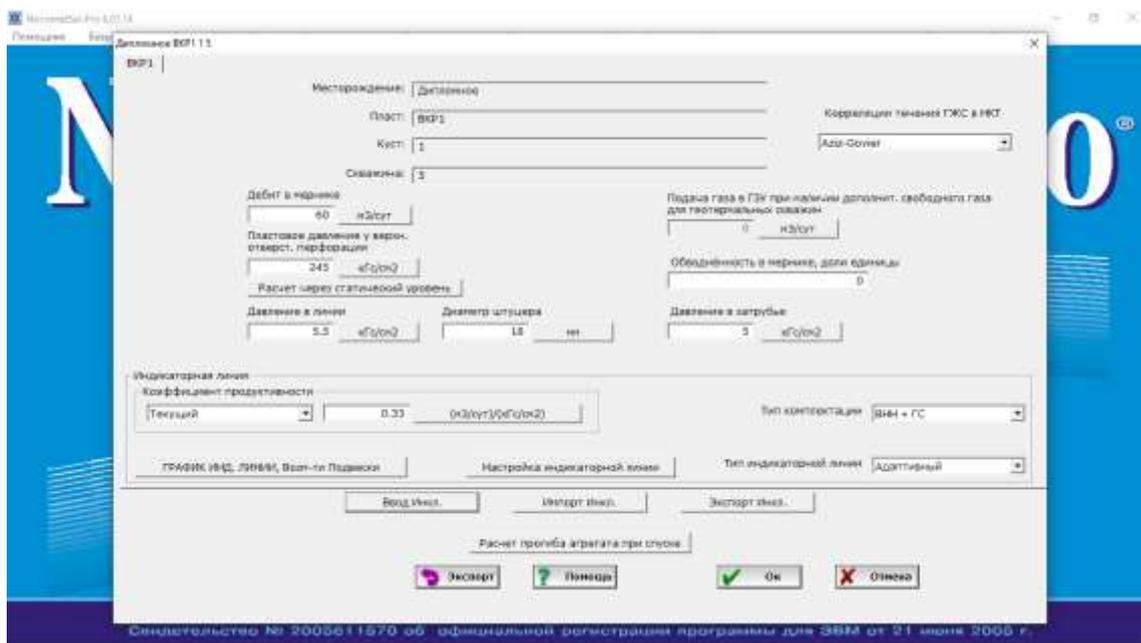


Рисунок 30 - Данные о работе скважины

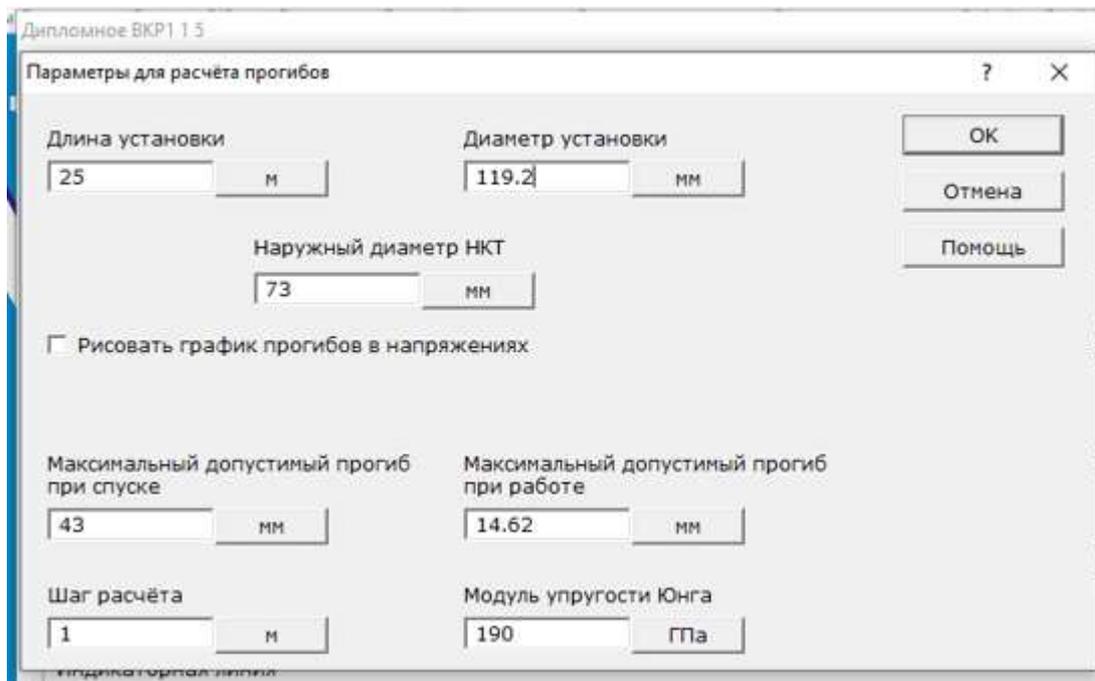


Рисунок 31 - Физические данные скважиной

Данные, которые были введены в программу, также будут введены вручную, чтобы сравнить разницу между вычислением с помощью программного обеспечения Sel-Pro и вычислением вручную.

Данные

- **физические данные скважиной**

Эксплуатационная колонна: 168 мм

НКТ OD: 73 мм

Глубина Бурения: 2565 м

Глубина Насоса: 2534,51 м

- **Данные О Работе Скважины**

Давление устья скважины: 5,5 кг/см²

Давление в трубе: 5 кг/см²

Обводнённость: 0 %

Пластовое давление: 245 кг/см²

Коэффициент продуктивности: 0,33 м³/сут/кгс/см²

Газовый фактор: 127 м³/м³

Температура пласта: 98,5 °с

Планируемый дебит: 60 м³/сут

- **свойства жидкости**

Плотность нефти: 840 кг/м³

Плотность воды: 1020 кг/м³

Плотность газа: 1,358 кг/м³

2.2.2 Расчет свойств нефти и газа

1. Расчет Относительной Плотности нефти

$$\gamma_o = \frac{\rho_{\text{ж}} \text{ кг/м}^3}{\rho_{\text{в}} \text{ кг/м}^3}$$

где:

$\rho_{\text{ж}}$: плотность жидкости (кг/м³)

$\rho_{\text{в}}$: плотность воды в нормальных условиях (кг/м³)

$$\gamma_o = \frac{840 \text{ кг/м}^3}{1000 \text{ кг/м}^3} = 0,84$$

$$API = \frac{141,5}{\gamma_o} - 131,5$$

где:

API : ранги API нефти

$$API = \frac{141,5}{0,84} - 131,5 = 36,95 \text{ } ^\circ API$$

2. Расчет Относительной Плотности воды

$$\gamma_{\text{в}} = \frac{1020 \text{ кг/м}^3}{1000 \text{ кг/м}^3} = 1,02 \approx 1$$

3. Расчет Относительной Плотности газа

плотность воздуха: 1,205 кг/м³

$$\gamma_{\text{г}} = \frac{\rho_{\text{г}} \text{ кг/м}^3}{\rho_{\text{воз}} \text{ кг/м}^3}$$

где:

$\rho_{\text{ж}}$: плотность газа

$\rho_{\text{г}}$: плотность воздуха в нормальных условиях

$$\gamma_{\text{г}} = \frac{1,358 \text{ кг/м}^3}{1,205 \text{ кг/м}^3} = 1,12$$

4. Расчет Давления Потока

$$P_{wf} = P_{wf_s} - \frac{Q}{PI}$$

где:

P_{wf} : давление потока на дне скважины (psi)

P_{wf_s} : давление на месторождение перед производством (psi)

Q : расход жидкости (баррелей нефти в сутки)

PI : коэффициент продуктивности (баррели / сутки / psi)

$$P_{wf} = 3600,5 - \frac{377,43}{0,15} = 1084,3 \text{ psi}$$

5. Расчет давления на входе насоса

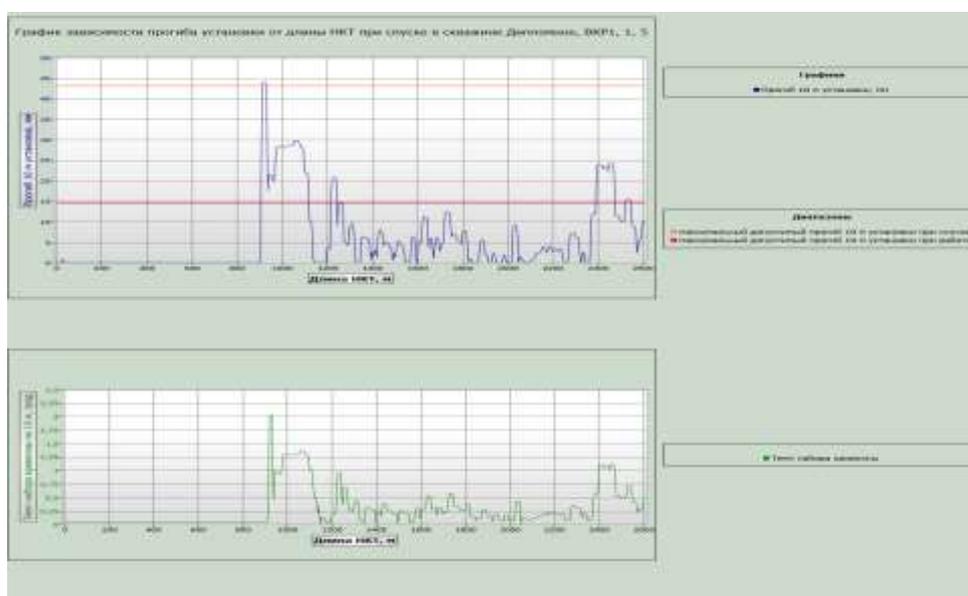


Рисунок 32 - График зависимости прогиба установки от длины НКТ

$$PIP = P_{wf} - (L_{perf} - L_{set}) * grad$$

где:

P_{wf} : давление потока на дне скважины (psi)

L_{perf} : глубина перфорации (ft)

L_{set} : глубина расположения насоса (ft)

$grad$: градиент жидкости (psi / ft)

$$PIP = P_{wf} - (L_{perf} - L_{set}) * grad$$

$$PIP = 1084,3 - (8413,2 - 8313,2) * 0,364$$

$$PIP = 1047,9 \text{ psi}$$

6. Расчет содержания газа

$$R_s = \gamma_g * \left(\frac{PIP}{18 * 10^y} \right)^{1,205}$$

где:

PIP: давления на входе насоса (psi)

γ_g : относительной плотности газа

y: $0.00091 T - 0.0125 * API$

$$y = 0.00091 T - 0.0125 * API$$

$$y = 0.00091 * 209,3 - 0.0125 * 36,95 = -0,2714$$

$$R_s = 1,12 * \left(\frac{1047}{18 * 10^{-0,2714}} \right)^{1,205} = 318,52 \text{ scf/bbl}$$

7. Расчет коэффициента сжимаемости

$$P_{pc} = 709,58 - 58,7 * \gamma_g$$

где:

P_{pc} : псевдо-критическое давление (psi)

γ_g : относительной плотности газа

$$P_{pc} = 709,58 - 58,7 * 1,12 = 643,86 \text{ psi}$$

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 * \gamma_g$$

где:

γ_g : относительной плотности газа

$$T_{pc} = 170,5 + 307,3 * 1,12 = 514,67 \text{ }^\circ\text{R}$$

$$P_{pr} = \frac{PIP}{P_{pc}}$$

где:

T_{pc} : псевдо критическая температура ($^\circ\text{R}$)

PIP: давления на входе насоса (psi)

P_{pc} : псевдо-критическое давление (psi)

$$P_{pr} = \frac{1047,9}{643,86} = 1,62$$

$$T_{pr} = \frac{T_{п}}{T_{pc}}$$

где:

T_{pr} : псевдо пониженная температура

$T_{п}$: Температура пласта (°R)

T_{pc} : псевдо критическая температура (°R)

$$T_{pr} = \frac{209,3 + 460}{514,67} = 1,3$$

Чтобы найти коэффициент сжимаемости, мы используем график Standing

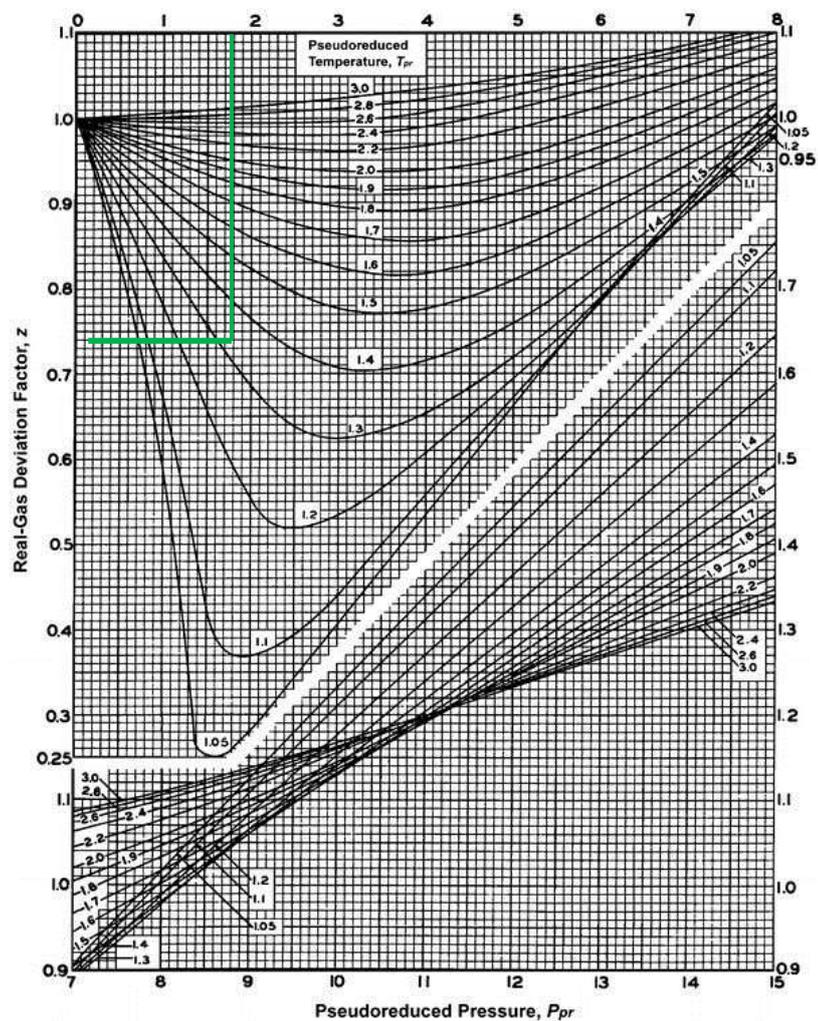


Рисунок 33 - График коэффициента сжимаемости Standing y Katz

$Z = 0,74$

8. Расчет объемного фактора газа

$$B_r = 0,0283 * \frac{Z * T_n}{PIP}$$

где:

T_n : температура пласта ($^{\circ}R$)

T_{pc} : псевдо критическая температура ($^{\circ}R$)

$$B_r = 0,0283 * \frac{0,74 * (209,3 + 460)}{1047,9} = 0,013 \frac{ft^3}{scf}$$

9. Расчет свободного потока

$$q_{free} = R_{free} * q_o * B_g$$

где:

q_{free} : объемный расход свободного газа ($\frac{ft^3}{day}$)

B_r : объемной фактора газа ($\frac{ft^3}{scf}$)

R_{free} : без газа ($\frac{scf}{bbl}$)

q_o : расход нефти (bls)

$$R_{free} = \Gamma\phi - R_s$$

где:

B_o : объемный коэффициент нефти ($\frac{bbl}{stb}$)

R_s : газосодержания ($\frac{scf}{bbl}$)

$$R_{free} = 712,43 - 318,52 = 393,91 \left(\frac{scf}{bbl}\right)$$

$$q_{free} = 393,91 * 377,43 * 0,013 = 1932,75 \left(\frac{ft^3}{day}\right)$$

$$q_{free} = \frac{1932,61}{5,61} = 344,51 \text{ bpd}$$

10. Расчет объемного коэффициента нефти

$$B_o = 0.972 + 1,47 * 10^{-4} * F^{1,175}$$

где:

F: фактор безразмерный

$$F = R_s * \left(\frac{\gamma_r}{\gamma_o}\right)^{0,5} + 1,25 * T$$

$$F = 318,52 * \left(\frac{1,12}{0,84}\right)^{0,5} + 1,25 * 209,3 = 629,42$$

$$B_o = 0,972 + 1,47 * 10^{-4} * 629,42^{1,175} = 1,257 \left(\frac{bbl}{stb}\right)$$

11. Расчет расхода жидкости в насосе

$$q_l = q_o * B_o + q_w * B_w$$

где:

q_o : расход нефти (bls)

B_o : объемный коэффициент нефти $\left(\frac{bbl}{stb}\right)$

q_w : расход воды (bls)

B_w : объемный коэффициент воды $\left(\frac{bbl}{stb}\right)$

$$q_l = 377,43 * 1,257 + 0 * B_w = 474,43 (bls) = 75,42 \frac{m^3}{d}$$

12. Процент расхода газа в общей жидкости насоса в условиях всасывания.

$$\% = \frac{q_{free}}{q_L + q_{free}} = \frac{344,51}{474,43 + 344,51} * 100 = 42\%$$

Это означает, что насос работает в газовых условиях.

13. Расчет расхода газа

$$q_r = q_o * (B_o - R_s) B_r$$

где:

q_r : расход газа $\left(\frac{ft^3}{day}\right)$

q_o : расход нефти (bls)

B_o : объемный коэффициент нефти $\left(\frac{bbl}{stb}\right)$

R_s : газосодержания $\left(\frac{scf}{bbl}\right)$

B_r : объемной фактора газа $\left(\frac{ft^3}{scf}\right)$

$$q_r = q_o * (\Gamma\Phi - R_s) B_r$$

$$q_r = 377,43 * (712,42 - 318,52) * 0,013 = 1932,7 \left(\frac{ft^3}{day}\right)$$

14. Расчет проглатываемого газа

$$q_{ing} = \frac{q_r}{5,61} * \left(1 - \frac{n}{100}\right)$$

где:

q_r : расход газа $\left(\frac{ft^3}{day}\right)$

n : производительность (%)

$$q_{ing} = \frac{1932,7}{5,61} * \left(1 - \frac{41}{100}\right) = 203,268 \text{ (bls)}$$

15. Расчет плотности жидкости

$$\rho_L = 62,4 * \left(\frac{\gamma_o}{B_o}\right)$$

где:

γ_o : относительной плотности нефти

B_o : объемный коэффициент нефти $\left(\frac{bbl}{stb}\right)$

$$\rho_L = 62,4 * \left(\frac{0,84}{1,257}\right) = 41,699 \frac{lb}{ft^3}$$

16. Расчет корреляции турбина

$$\phi = \frac{2000 * \frac{q_{ing}}{q_L}}{3 * PIP}$$

где:

q_{ing} : проглоченный газ (bls)

q_L : расход жидкости в насосе (bls)

PIP: давления на входе насоса (psi)

$$\phi = \frac{2000 * \frac{203,268}{474,43}}{3 * 1047,9} = 0,27$$

Стабильная работа насоса ожидается при значениях $\phi < 1,0$

17. Расчет продукции на поверхности

$$GLR = \frac{\frac{5,61 * q_{ing}}{B_r} + R_s * q_o}{q_L}$$

где:

q_{ing} : проглоченный газ (bls)

B_r : объемной фактора газа ($\frac{ft^3}{scf}$)

R_s : газосодержания ($\frac{scf}{bbl}$)

q_o : расход нефти (bls)

q_L : расход жидкости в насосе (bls)

$$GLR = \frac{\frac{5,61 * 203,268}{0,013} + 318,52 * 377,43}{474,43} = 438,28 \frac{ft^3}{bls}$$

18. Расчеты TDH

$$TDH = \frac{144 * (Pwf_s - PIP)}{\rho_L}$$

где:

Pwf_s : давление на месторождение перед производством (psi)

PIP: давления на входе насоса (psi)

ρ_L : плотности жидкости ($\frac{lb}{ft^3}$)

$$TDH = \frac{144 * (3600,5 - 1047,9)}{41,699} = 8814,85 ft = 2687 м$$

2.2.3 Выбор насоса

В зависимости от расхода и диаметра эксплуатационной колонны выбирается следующий насос:

Таблица 7 - Рекомендуемая производительность погружных центробежных насосов

серия насоса	Номинальный OD (in)	Номинальный ID (in)	обозначение насоса	емкость жидкости (bpd)	HP вала		диаметр вала
					STD	высокий	
400	4	5 $\frac{1}{2}$	D725N	350 - 925	94	150	0,625

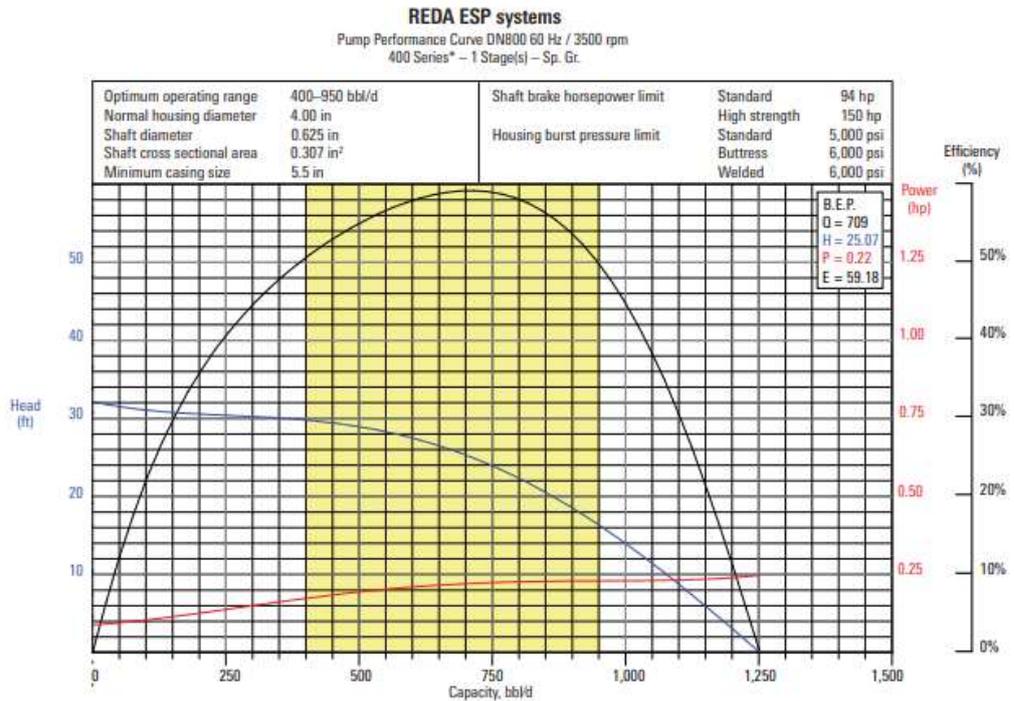


Рисунок 34 - Кривая производительности насоса для ЭЦН
 напор / этап = 28 ft / этап
 мощность / этап = 0,3 / этап

1. Этапы

$$\text{этапы} = \frac{TDH}{\text{напор / этап}} = \frac{8814,95}{28/\text{этап}} = 315$$

2. Мощность

$$\text{Мощность} = \frac{BHP}{\text{этап}} * \text{этапы} * \gamma_L$$

где:

γ_L : относительная плотность жидкости

$$\gamma_L = \frac{\rho_L}{\rho_B}$$

ρ_L : плотность жидкости ($\frac{lb}{ft^3}$)

ρ_B : плотность воды ($\frac{lb}{ft^3}$)

$$\gamma_L = \frac{41,699}{62,4} = 0,67$$

$$\text{Мощность} = \frac{0,24}{\text{этап}} * 315 * 0,67 = 50,62 \text{ HP}$$

3. КПД %

Из-за рисунка 33 определяется, что КПД составляет 53%

2.2.4 Выбор двигателя

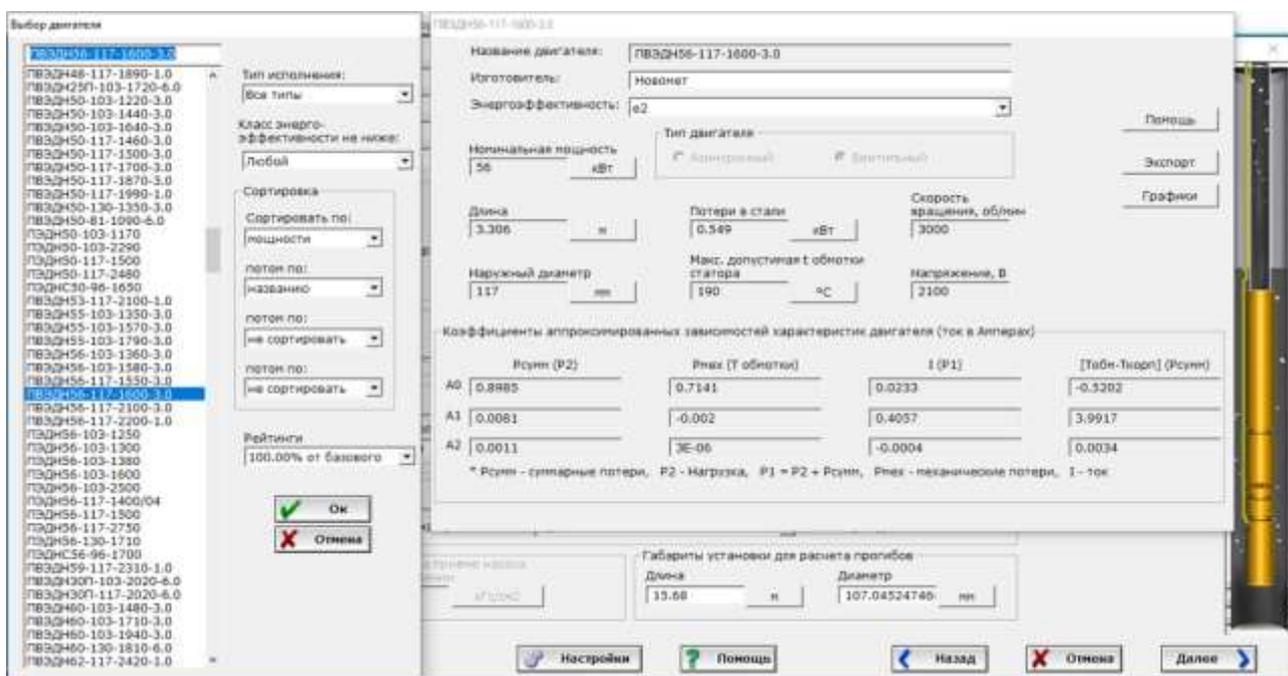


Рисунок 35 - Выбор двигателя с использованием программы

Расчет выбора двигателя

Двигатель должен развивать общую мощность, равную мощности, необходимой для привода насоса и газовый сепаратор. Поскольку мощность, необходимая газосепаратору, составляет 10HP, мощность системы определяется как:

$$BHP_{sys} = BHP_{pump} + BHP_{sep}$$

где:

BHP_{sys} : мощность системы (HP)

BHP_{pump} : мощность насоса (HP)

BHP_{sep} : мощность газового сепаратора (HP)

$$BHP_{sys} = 50,62 + 10 = 60,62 \text{ HP}$$

Это необходимо сделать, проверив в таблице мощности, чтобы увидеть, какой из них лучше всего подходит для случая, чтобы определить ток и силу тока.

Таблица 8 - Эксплуатационные данные выбранного погружного электродвигателя

Серия двигателя	Номинальная OD (дюймы)	Марка двигателя	Сила мотора (HP)	Напряжение (V)	сила тока (A)
456	4,56	Dominator	72	1437	32

Фактическое потребление тока выбранного двигателя:

$$I = I_{np} * \frac{BHP_{sys}}{BHP_{np}}$$

где:

I_{np} : паспортный ток двигателя (A)

BHP_{sys} : потребляемая мощность системы УЭЦН (HP)

BHP_{np} : паспортная мощность двигателя (HP)

$$I = 32 * \frac{60,62}{72} = 26,94 \text{ A}$$

2.2.5 Выбор силового кабеля

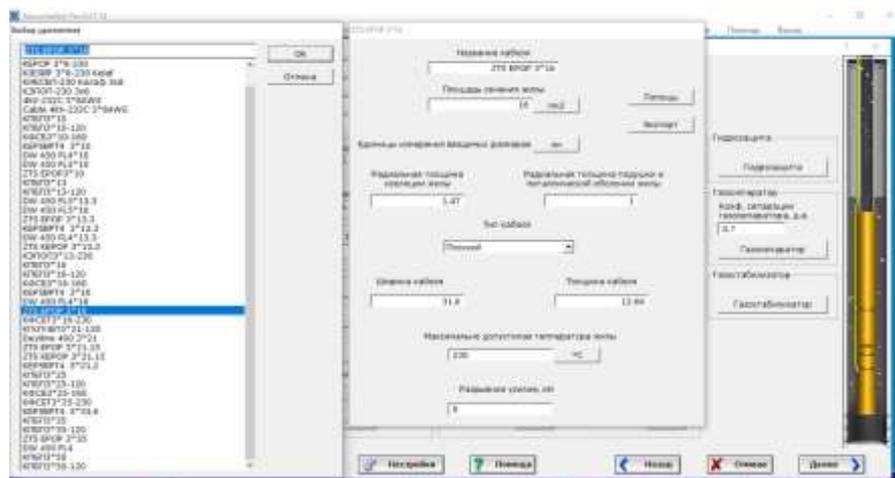


Рисунок 36 - Выбор типа кабеля с помощью программы

Расчет типа кабеля

Длина кабеля выбирается на 100 футов больше, чем глубина установки насоса: 8413 футов. Из каталога производителя свойства кабелей различных размеров определяются, как показано здесь:

Таблица 9 - Диаметры и сопротивления кабеля

Размер AWG	Сопротивление ом/1000 футов
1	0,139
2	0,170
4	0,271
6	0,431

$$\frac{U_s}{U_{np}} = \frac{U_{np} - 4 * I * R_T}{U_{np}}$$

где:

U_{start} : напряжение двигателя (V)

U_{np} : паспортное напряжение двигателя (V)

I : паспортное напряжение двигателя (A)

R_T : сопротивление кабеля, (ohms)

$$R_T = 8413 * \frac{0,271}{1000} = 2,27 \text{ (ohm)}$$

$$\frac{U_s}{U_{np}} = \frac{1437 - 4 * 26,94 * 2,27}{1437} = 0,81 * 100 = 81\%$$

Выбранный размер кабеля является удовлетворительным, если это соотношение больше 0,5, поскольку в этих условиях более 50 % напряжения, указанного на паспортной табличке, достигает клемм двигателя, и проблем с запуском не возникает.

2.2.6 Кривая насоса в соответствии с программой

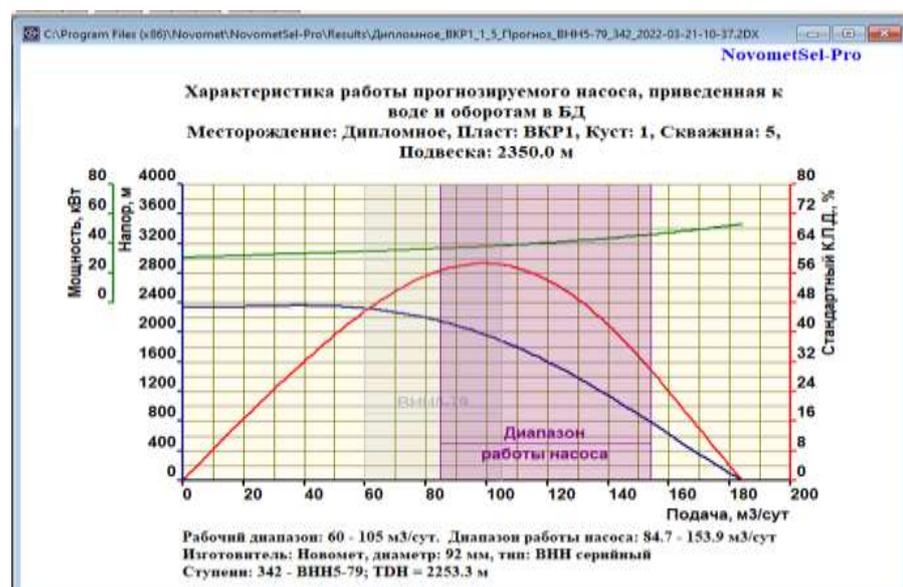


Рисунок 37 - Кривые особенности выбранной системы

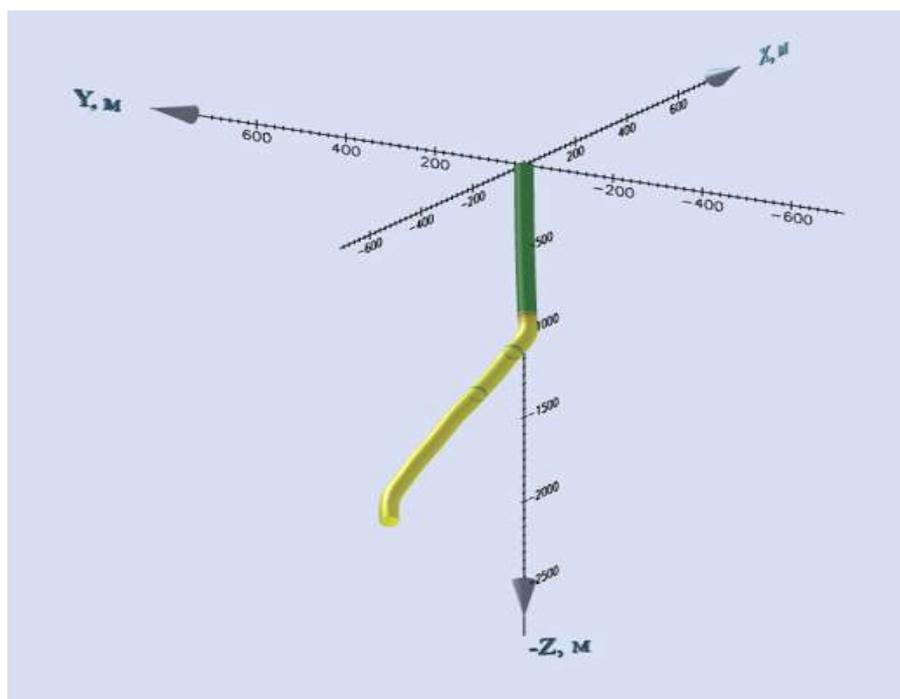


Рисунок 38 - Схема нефтяной скважины

2.2.7 Сравнение результатов

Таблица 10 - Сравнение результатов расчетов

Элементы	Расчеты, выполненные вручную	Расчеты, выполненные с помощью программы
Тип насоса		
Подача	75,5 м ³ /сут	84,7 м ³ /сут
глубина насоса	2534 м	2534 м
ТДН	2687,5 м	2253 м
Этапы	315	342
Мощность	37,75 кВт	25,32 кВт
КПД%	53 %	56%
Двигатель		
Марка	Damintor	ПВЭДН56-117-1600-3.0
Внешний диаметр (OD)	115,82 мм	117 мм
Мощность	53,69 кВт	56 кВт
Напряжение	1437 в	2100 в
Оборотов в минуту	3500	3000
Частота	60 Гц	50 Гц
Тип кабеля		
Тип кабеля	AWG4	ZTS EPOB 3*16
Радиус кабеля	2,59	1,47
Площадь кабеля	21,2 мм ²	16 мм ²

Максимальная температура кабеля	204 °С	230 °С
---------------------------------	--------	--------

2.3 Выбор вспомогательного оборудования для эксплуатации УЭЦН на месторождении X

Газосепаратор

Осложняющим фактором этого месторождения является высокое содержание газа, поэтому выбор вспомогательного оборудования осуществляется с учетом этого осложнения. Содержание газа до разделения составляет 82%, поэтому, согласно каталогу Novomet, будет выбрано оборудование, работающее с содержанием газа до 90%.

Таблица 11 - Выбор газового сепаратора

Газосепаратор	Макс. газосодержание	Наименование	Диапазон подачи, М ³ /сут
удаляет часть газа в затрубное пространство	90 %	ГН5-200	10-250

С технологическими достижениями был разработан газовый сепаратор, который в своей конструкции имеет геликоидальный шнеком, газовые сепараторы имеют в качестве основной функции уменьшение газо-жидкой смеси (гжс), поступающей в насос, при сохранении значения газа в допустимых диапазонах по оборудованию, этот отдельный газ выделяется в кольцевое пространство трубы.

Одной из проблем, влияющих на газовый сепаратор, являются механические примеси, это важный фактор при проектировании сепаратора, высокое присутствие механических примесей может привести к повреждению защитного рукава и корпуса сепаратора, что может привести к полету установки.

Газовый сепаратор, который был разработан в новомете содержит Геликоидальный шнек, и его лопасти образуют постоянную ось вращения, это

связано с его углом, который имеет постоянное уменьшение как на входе, так и на выходе. Благодаря этой характеристике газовый сепаратор обладает лучшей устойчивостью к истиранию, поэтому проблемы в сепараторе полностью устранены.

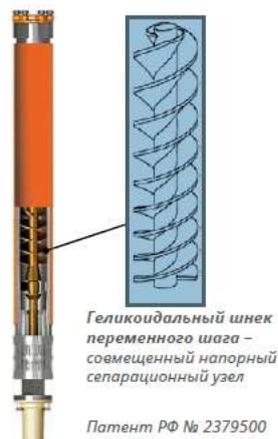


Рисунок 39 - Геликоидальный шнек

Особенности и преимущества:

- Извлекает жидкость из пласта, содержащего газ в растворе, этот газ направляется в затрубное пространство центрифугой.
- Обеспечивает постоянную работу насоса при высоком содержании растворенного газа в нефти.
- Благодаря своей конструкции винта, его износостойкость механических примесей высока.
- Применение хромоникелевого сплава к стали обеспечивает высокую коррозионную стойкость.

Таблица 12 - Технические характеристики газосепараторы

модель	Длина, мм (Фут)	Масса, кг (Фунт)	Диаметр верхнего конца вала, мм (Дюйм)	Диаметр корпуса, мм (Дюйм)	Подача однофазной жидкости, м ³ /сут. (пропускная способность, барр/день)
ГН5-200-20	760 (2.5)	28 (61,7.5)	20 (0.79)	92 (3.62)	От 10 до 250 (от 63 до 1572)

Состав установки зависит от требований заказчика, но, как правило, помимо наличия насоса, он также включает в себя следующие элементы:

- Станции управления.
- центробежно-вихревые насосы.
- Асинхронные и вентильные погружные электродвигатели.
- Гидрозащиты.
- Газосепараторы
- Скважинные фильтры.
- Системы ТМС.
- Кабельные линии.

Гидрозащиты

Гидравлическая защита, как функция передачи крутящего момента от электродвигателя к насосу, помимо защиты двигателей, погруженных в скважину, от любого проникновения жидкости, которая может существовать извне, также регулирует тепловые изменения моторного масла во время его работы и остановок, защита гидравлический устанавливается между электродвигателем и приемным устройством это может быть: входной модуль, газовый сепаратор и т. д.

Выбор гидрозащиты выбирается на основе двигателя, потому что следует учитывать его мощность, а также его компенсационную способность, кроме того, это также зависит от температурных условий жидкости в скважине. Гидрозащиты монтируются в специальном цехе с помощью специальных технологических инструментов, после их сборки проводятся контрольные испытания, с тем чтобы соответствовать всем техническим требованиям, таким как: давление открытия и закрытия, нормальное потребление энергии, уровень скорости вибрации и т.д. [46]

Особенности и преимущества:

- Опускается вместе с УЭКН, без дополнительных операций.
- Наличие винта служит для осаждения примесей.

- Увеличение производительности насоса из-за повышенной фильтрации примесей и его самоочистки.
- Гидравлическая защита многоразовая.
- Работает со всеми насосами любого производителя.

Модульные гидрозащиты

Модульная защита является очень гибкой, так как позволяет выполнять быстрый ремонт, а также модернизацию в зависимости от условий эксплуатации. Область применения: Все виды скважин, они могут быть вертикальными, горизонтальными и наклонными.

Гидрозащиты, в настоящее время имеет широкий диапазон размеров, начиная от 69 мм до 172 мм, которые созданы для того, чтобы противостоять различным неблагоприятным условиям, таким как коррозия, сильная жара и т. д.

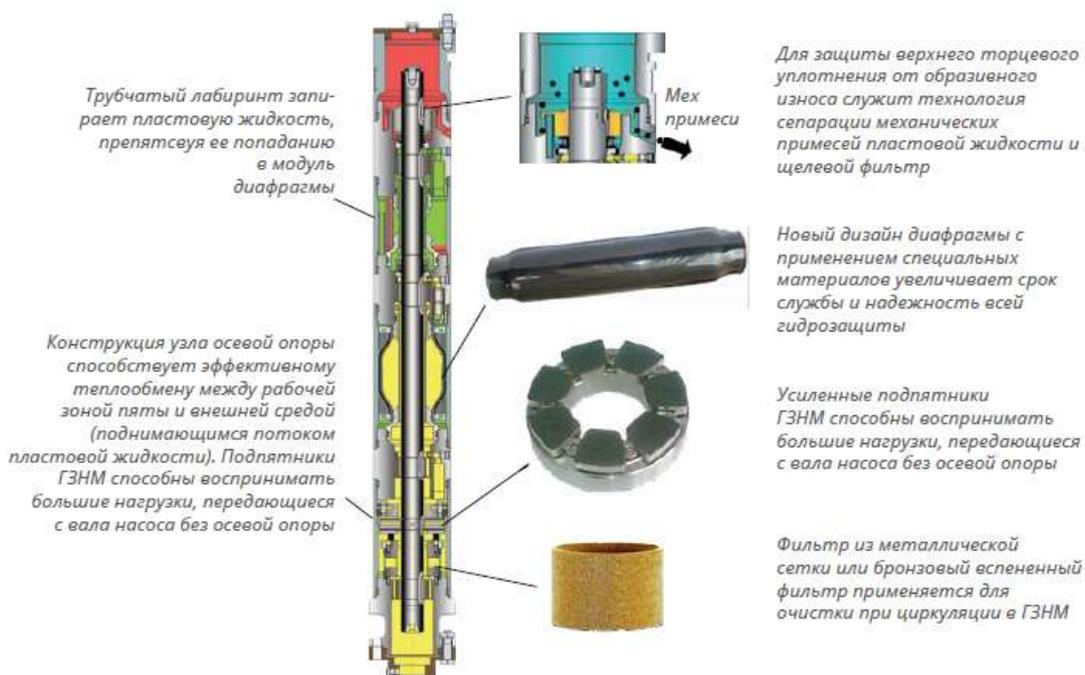


Рисунок 40 - Схема гидравлической защиты

Таблица 13 – Тип гидрозащиты

Тип гидрозащиты	Максимальная мощность электродвигателя, кВт	Нагрузка на пята, кг	Давление открытия клапана, МПа, не более	Давление закрытия клапана, МПа, не менее	Объем масла, л	Температура нагрева масла при обкатке относительно температуры начала испытаний, °С, не более	Гидростатическое давление в месте подвески, МПа, не более
ГЗНМ-92/Х-17-04	200	750	-	-	5	50	60

Станции управления

Станции управления предназначены для управления частотой вращения двигателей и следовательно, для поддержания срока службы двигателей и погружных насосов во время их эксплуатации при добыче нефти.

Особенности:

- управление клапанами и двигателями
- выходная частота 0-200 Гц;
- защита иесп: от перегрузки, подзарядки, снижения мощности, изменения тока даже при достижении максимального тока, а также от перегрева погружного двигателя.
- Дизайн, который может быть установлен в любом месте.
- источник бесперебойного питания.
- контроллер с многоярусным графическим цветным дисплеем.

Параметры станции управления:

- мощность 480 В, 60 Гц
- цепь для выпрямления напряжения на входе импульса.
- GSM-то есть спутниковое оборудование для дистанционного управления станцией.
- Драйвер необходим для программного обеспечения для выполнения следующих действий:
- выход энергосбережения в режим,

- оптимизировать режим работы по эффективности насоса.
- эксплуатировать аварийную работу в случае:
- прерывание подачи газа,
- сбой питания под давлением.
- нагрев двигателя.

На рисунке ниже представлена универсальная станция управления, которая может быть применена для любого типа требований.



Рисунок 41 - Станция управления

Системы телеметрии

Погружные телеметрические системы предназначены для контроля и передачи на станцию управления всей информации о формовочной жидкости, двигателях и электроцентрифужных насосах.

Базовая система ТМС измеряет образующуюся жидкость при приеме насоса, помимо температуры и давления, она также получает данные о погружном двигателе, такие как его температура, важные данные о том, насколько устойчива изоляция системы "погружной двигатель – кабельная линия – повышающий трансформатор".

При добавлении агрегата ((БИДВ) это позволяет измерять давление на выходе насоса.

Чтобы узнать расход, программное обеспечение вычисляет его на основе скорости вращения, которая обнаруживается датчиками, причем погрешность измерения не более 3%.

В таблице ниже приведены характеристики системы телеметрии.

Таблица 14 - Основные характеристики

Параметр	Значение
Давление на приеме, МПа	0...40 ±0,5%
Температура на приеме, °С	0...150 ±1,5%
Температура статорных обмоток ПЭД, °С	0...220 ±1,5%
Осевая среднеквадратная виброскорость ПЭД, мм/сек	0...30 ±5%
Радиальная среднеквадратная виброскорость ПЭД, мм/сек	0...30 ±5%
Сопротивление изоляции, кОм	0...9999 ±10%
Давление на выходе насоса, МПа	0...40 ±0,5%
Температура на выходе насоса, °С	0...150 ±1,5%
Осевая среднеквадратная виброскорость насоса, мм/сек	0...30 ±5%
Радиальная среднеквадратная виброскорость насоса, мм/сек	0...30 ±5%
Расход на выходе насоса, м3/сут	8...40 ±10% 30...200 ±10% 100...600 ±10% 400...900 ±10% 300...1500 ±10%

Клапаны обратные

Клапаны спроектированы таким образом, чтобы удерживать пластовую жидкость в НКТ, цель состоит в том, чтобы предотвратить возврат жидкости при остановке насоса, чтобы облегчить перезапуск насосной установки, защищая полости потока от механических примесей, осажденных. Технические характеристики обратного клапана приведены в таблице ниже.

Таблица 15 - Техническая характеристика клапана

Условное наименование клапана	Диаметр НКТ, мм	Максимально допустимый расход жидкости м3/сут
КО-73.Х-550/ХХ	73	550

Конфигурация скважинного оборудования будет очень похожа на рисунке 42.



Рисунок 42 - Схема бокового ствола скважины

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ04	Стивен Росеро

Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение школы (НОЦ)	21.04.01 «Нефтегазовое дело»
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений

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

1. <i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	Оценка стоимости материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих ресурсов на проведение геолого-технического мероприятия на месторождении «Х» с целью увеличения нефтеотдачи.
2. <i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	РД 153-39-007-96 Регламент составления проектных технологических документов на разработку нефтяных и газонефтяных месторождений.
3. <i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	1. Налоговый кодекс Российской Федерации Ф3 №67 от 24.07.2009 в ред. от 26.03.2022

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. <i>Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ</i>	Обоснование перспектив применения ЭЦН в комплексе геолого-технических мероприятий на месторождении Х
2. <i>Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок</i>	Расчет доходов и затрат при проведении ГТМ, частью которых является установка ЭЦН
3. <i>Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности</i>	Оценка экономической эффективности применения ЭЦН с целью увеличения нефтеотдачи пласта.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	09.03.2022
---	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
-----------	-----	------------------------	---------	------

Профессор	Шарф Ирина Валерьевна	д.э.н.		09.03.2022
-----------	--------------------------	--------	--	------------

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Стивен Росеро		09.03.2022

3. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

Введение

В магистерской диссертации обосновывается проведение геолого-технического мероприятия (ГТМ), включающего обустройство промысла на нефтяном месторождении «Х» специальным оборудованием с целью повышения нефтеотдачи. В данном разделе проводится оценка экономической эффективности данного ГТМ, а также оценивается эффективность использования УЭЦН с более высокой производительностью в части его энергоэффективности.

3.1 Капитальные вложения

В таблице 16 представлены капитальные вложения на проведение ГТМ. Затраты на прочее оборудование составляют 10%, на природоохранные мероприятия 5% от суммы капитальных вложений на обустройство промысла.

Таблица 16 – Капитальные вложения

Наименование мероприятия	Стоимость, руб.	Единица измерения	Количество	Итого, руб.	Итого, млн руб.
Станция управления с частотно-регулируемым приводом	105367,00	1	1	105367	0,11
Силовой кабель	11,00	руб./м	2400	26400	0,03
Обратный клапан	1800,00	руб./скв.	1	15000,00	0,02
Центробежный насос	3900000,00	руб./куст	1	3900000,00	3,90
Газосепаратор	595 000	руб./шт	1	595000	0,60
Гидрозащита	1870000	руб./операцию	1	1870000	1,87
Кабельный удлинитель	3234000	руб./км	1	3234000	3,23
Двигатель	3517300,00	руб./км	1	3517300,00	3,52
Приобретение и монтаж УЭЦН	600000,00	руб./операцию	1	600000,00	0,60
ТМС	470645	руб./км	1	470645	0,47
Фильтры	2060000,00	руб./км	1	2060000,00	2,06
Прочее оборудование	10	%	1	1430000	1,43

Природоохранные мероприятия	5	%	1	720000	0,72
Итого					16,48

3.2 Эксплуатационные затраты

Расчет эксплуатационных проводится с учетом данных таблицы 17.

Таблица 17 – Данные для расчета эксплуатационных затрат

Наименование расхода	Единица измерения	Значение
Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования	руб./т	611,62
Расходы на ремонт ОФ	% отчислений от балансовой стоимости ОФ	0,5
Общехозяйственные и общепроизводственные расходы	руб./т	107,9
Прочие затраты	руб./т	482,24
Численность (в добыче нефти, добыче попутного нефтяного газа, подготовке и перекачки нефти)	чел./скв.	1,2
Среднемесячная заработная плата	руб./мес./чел.	49396,67
Отчисления в государственные внебюджетные фонды	%	30
Страхование от несчастных случаев на производстве	%	7,4

К расходам на оплату труда относятся:

– суммы, начисленные по тарифным ставкам, должностным окладам, сдельным расценкам или в процентах от выручки от реализации продукции (работ, услуг) в соответствии с принятыми на предприятии (организации) формами и системами оплаты труда;

– надбавки по районным коэффициентам, за работу в районах Крайнего Севера и др.

Величина отчислений во внебюджетные фонды в соответствии со статьей 425 НК РФ: Пенсионный фонд России (ПФР) – 22 %, Фонд обязательного медицинского страхования (ФОМС) – 5,1%, Фонд социального страхования (ФСС) – 2,9 %. Страхование от несчастных случаев на производстве и профессиональных заболеваний в ФСС осуществляется в соответствии с

Приказом № 851н от 30.12.16 «Об утверждении классификации видов экономической деятельности по классам профессионального риска», что составляет 7,4% (в ред. Приказа Минтруда России № 788н от 10.11.2021).

Расчет амортизационных отчислений для оборудования, необходимого для проведения ГТМ проведен согласно постановлению Правительства РФ № 1 от 01.01.2002 (ред. от 27.12.2019) «О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы» (Приложение 1, таблица 18).

Недропользователь выплачивает все налоги, предусмотренные действующим законодательством РФ, с учетом поправок, вступивших в силу на момент расчетов. В перечень налогов и платежей в оценке экономической эффективности при проведении ГТМ включаются налог на добычу полезных ископаемых, налог на имущество организаций и прочие налоги. В таблице 19 представлен алгоритм расчета НДС в части нефти.

Таблица 19– Налог на добычу полезных ископаемых в части нефти

Вид налога	Ставка налога и база начисления
1	2
<i>Налоги, относимые на себестоимость</i>	
1. Налог на добычу полезных ископаемых	Расчетная ставка: Налоговая ставка 919 руб. (с 1 января 2017 года) за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной, умножается на коэффициент, характеризующий динамику мировых цен на нефть – $K_{ц}$. Полученное произведение уменьшается на величину показателя D_m , характеризующего особенности добычи нефти. $K_{ц} = (Ц - 15) * P / 261$, где $Ц$ – средний за налоговый период уровень цен нефти «Юралс» в долларах США за баррель; P – среднее значение за налоговый период курса доллара США к рублю, устанавливаемого Центральным банком РФ; $D_m = K_{ндпи} \times K_{ц} \times (1 - K_3 \times K_d \times K_{дв} \times K_{кан}) - K_k - K_{абдт} - K_{ман}$, где $K_{ндпи}$ равно 559 – с 1 января 2016 г. $K_k = 428$ с 1 января 2019 г., $K_3 = 0,125 \times V_3 + 0,375$ Коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти (K_d), принимается: 1) равным 0,2 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{-(3)}$ мкм ² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи не более 10 метров;

	<p>2) равным 0,4 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья с утвержденным показателем проницаемости не более $2 \cdot 10^{(-3)}$ мкм² и эффективной нефтенасыщенной толщиной пласта по указанной залежи более 10 метров;</p> <p>3) равным 0,8 - при добыче нефти из конкретной залежи углеводородного сырья, отнесенной к продуктивным отложениям тюменской свиты в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых;</p> <p>4) равным 1 - при добыче нефти из прочих залежей углеводородного сырья, характеристики которых не соответствуют характеристикам стикам, указанным в подпунктах 1 - 3.</p> <p>Коэффициент K_d в размере, установленном подпунктами 1 - 3, применяется до истечения 180 налоговых периодов, начинающихся с 1 января года, в котором степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья превысила 1 процент. По истечении указанного срока значение коэффициента принимается равным 1.</p> <p>Степень выработанности запасов конкретной залежи углеводородного сырья для целей расчета коэффициентов K_d и $K_{дв}$ рассчитывается налогоплательщиком в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода. Если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов указанной залежи углеводородного сырья больше или равна 0,8 и меньше или равна 1, коэффициент $K_{дв}$ рассчитывается по формуле: $K_{дв} = 3,8 - 3,5 \cdot N_{дв} / V_{дв}$, где</p> <p>$N_{дв}$ - сумма накопленной добычи нефти по конкретной залежи углеводородного сырья (включая потери при добыче) в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>$V_{дв}$ - начальные извлекаемые запасы нефти, утвержденные в установленном порядке с учетом прироста и списания запасов нефти и определяемые как сумма извлекаемых запасов всех категорий на 1 января года, предшествующего году налогового периода, и накопленной добычи с начала разработки конкретной залежи углеводородного сырья в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых, утвержденного в году, предшествующем году налогового периода;</p> <p>Если значение коэффициента K_d для залежи углеводородного сырья составляет менее 1 и степень выработанности запасов не превышает 0,8, то коэффициент $K_{дв}$ принимается равным 1, если степень выработанности запасов превышает 1 коэффициент K_v принимается равным 0,3;</p> <p>Коэффициент, характеризующий регион добычи и свойства нефти ($K_{кан}$), принимается равным 1. В отношении нефти на участках недр, расположенных полностью или частично в том числе в границах Республики Саха (Якутия), Иркутской области, Красноярского края, в Азовском, Каспийском, Черном, Охотском</p>
--	--

	<p>морях и некоторых других участках недр, коэффициент K_{KAN} принимается равным 0 при соблюдении определенных условий. $K_{ман} = ЭП \times Р \times K_{корр} - ФМ$, где коэффициенты рассчитываются в соответствии с НК РФ $K_{АБДТ} = 105 \times И_{АБ} + 92 \times И_{ДТ} + Н_{БуГ} + Н_{ДФО}$, где коэффициенты рассчитываются в соответствии с НК РФ</p>
--	--

Прочие налоги, включающие в себя земельный, водный и транспортный, определяются по ставке 1,5% от выручки за текущий временной период. Налог на имущество организаций определяется по ставке 2,2% от текущей стоимости основных производственных фондов, то есть от начальной стоимости ОПФ за вычетом накопленных к моменту расчета амортизационных отчислений.

Итоговая таблица эксплуатационных затрат представлена в приложении 2 (таблица 20).

К основным показателям экономической эффективности относятся:

- чистый дисконтированный доход пользователя недр (NPV) - сумма прибыли от реализации углеводородов и амортизационных отчислений, уменьшенная на величину капиталовложений, направляемую на освоение эксплуатационного объекта (залежи, месторождения), приведенная к начальному году по ставке дисконта 15 %;

- внутренняя норма рентабельности (IRR) представляет собой значение дисконта, при котором величина суммарного потока наличности за расчетный период равна нулю. IRR не может быть вычислена в следующих ситуациях: все значения годового потока наличности отрицательны, все значения годового потока наличности положительны;

- дисконтированный срок окупаемости капитальных вложений (DPP) определяется количеством лет, по истечении которых начальные отрицательные значения накопленной дисконтированной денежной наличности полностью компенсируются последующими ее положительными значениями;

- индекс доходности дисконтированных инвестиций (PI) – отношение суммы дисконтированных элементов денежного потока от операционной

деятельности к абсолютной величине дисконтированной суммы денежного потока от инвестиционной деятельности. PI равен увеличенному на единицу отношению NPV к накопленному дисконтированному объему инвестиций.

Положениями «Временных методических рекомендаций по подготовке технических проектов разработки месторождений углеводородного сырья» рекомендуется использовать средние значения цен на УВС на экспортных рынках и соответствующие им значения обменного курса российского рубля за 12 календарных месяцев, предшествующих дате подготовки ПТД.

Таким образом, на 2021 г. прогнозируется цена нефти на внешнем рынке 461,5 \$/т и курс доллара 64,7 руб.

Внутренняя цена нефти рассчитывается на узле учета нефти по методике, используемой во всех ведущих нефтяных компаниях, работающих на территории РФ. В соответствии с этой методикой, чистая цена на КУУ недропользователя (Netback) рассчитывается из цены на внешнем рынке путем вычитания величины экспортной пошлины и транспортных расходов. Макроэкономические показатели и расчет чистых цен представлены в таблице 21.

Таблица 21 – Макроэкономические показатели и расчет чистых цен

Годы	Цена нефти Юралс	Транспорт от КУУН до порта (трубопроводный)	Таможенная пошлина на нефть сырую	Коэффициент перевода из тонн в баррели	Обменный курс	Экспортный нетбэк на нефть сырую
	долл./барр. р.	руб./т	руб./т	барр./т	руб./долл.	руб./т
1	63,22	2 855	8600,08	7,3	61,93	17126
2 и т.д.	63,22	2 855	8600,08	7,3	61,93	17126

Величина транспортных расходов при экспортной реализации на участке «НПС Раскино – порт Козьмино (Приморск)» рассчитывается в соответствии с Приказом Федеральной антимонопольной службы (ФАС России) № 1825/16 от 23.12.2016 г.

Показатели экономической эффективности разработки N месторождения определены при условии сбыта 50 % добываемой продукции на внутреннем рынке и 50 % на внешнем рынке в условиях действующей налоговой системы.

Расчеты выполнены в реальных ценах без учета инфляции.

Финансирование проекта предполагается за счет собственных средств недропользователя.

Расчеты экономической эффективности проведены при уровне среднегодовой добыче нефти 30 тыс. т в 2022г. и 31 тыс. т. в 2023 г. с учетом макроэкономических параметров в части цены на нефть.

Проведенные расчеты экономической эффективности ГТМ показали рентабельность вложенных инвестиций, так как чистый дисконтированный доход составил 259,81 млн руб., внутренняя норма доходности превысила 100%, а срок окупаемости составил 0,12 года или 1,5 месяца.

3.3 Оценка эффективности использования УЭЦН

В комплекс ГТМ входит использование УЭЦН производительностью более 80 м³/сут, т.к. они обладают лучшими энергетическими характеристиками по сравнению с установками для среднедебитных скважин (20÷80 м³/сут) и позволяют добывать нефть с меньшим расходом электроэнергии.

Расчет режима эксплуатации скважины производят таким образом, чтобы обеспечить минимальное снижение объема добычи нефти по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважины. Стоимость оборудования и показатели работы фонда для дальнейших расчётов приведены в таблице 22.

Таблица 5 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение
Средний дебит по нефти, т/сут.	30
Средняя наработка на отказ, сут.	220
Средняя продолжительность ремонта, час	124
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300
Стоимость приобретения ЭЦНА5-30-1250, руб./ед.	136200
Стоимость приобретения ПЭД16-117МВ5, руб./ед.	131100

Стоимость приобретения Электон-04-250, руб./ед.	89000
Стоимость приобретения ЭЦНА5-125-700, руб./ед.	78700
Стоимость приобретения ПЭД32-117МВ5, руб./ед.	171000
Стоимость приобретения Электон-05-75 с ЧРП, руб./ед.	127000

Стоимость и показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования приведена за период 2020-2021 год, без НДС.

3.4 Расчёт экономии электроэнергии

Для проведения расчётов мы рассмотрим два вида эксплуатации скважины:

1. Рассчитаем работу ЭЦН в постоянном режиме с нерегулируемым приводом станции управления;

2. Рассчитаем работу ЭЦН в режиме кратковременной эксплуатации с частотно регулируемым преобразователем.

В приведенных ниже расчётах использовался следующий литературный источник: БОГДАНОВ А.А., Погружные центробежные электронасосы, Москва, Гостоптехиздат, 1957, с.126 [25]. Исходные данные приведены в таблице 23.

Таблица 23 – Исходные данные для расчета эффективности применения метода КЭС

Дебит скважины [Q]	м ³ /сут	30
Глубина подвески установки [H _п]	м	1500
Высота статического столба жидкости над приемом насоса [h]	м	1000
Давление в выкидной линии устья скважины [P _у]	м	100
Давление в межтрубном пространстве скважины [P _м]	кГс/см ²	0
Требуемый напор насоса [H _н =H _д +P _у -P _м]	м	1200
Внутренний диаметр эксплуатационной колонны [d _{нкТ}]	мм	123,7
Наружный диаметр НКТ [D _к]	мм	73
Площадь кольцевого зазора межтрубного пространства скважины [S=π·(d _{нкТ} ² -D _к ²)/4]	м ²	0,0078

Согласно приведённым исходным данным, далее будет произведён расчёт работы ЭЦН в постоянном режиме и в режиме кратковременной эксплуатации скважины.

3.5 Расчёт работы ЭЦН в постоянном режиме

С начала произведём расчёт работы электроцентробежного насоса в постоянном режим эксплуатации с нерегулируемой станцией управления.

Наиболее подходящей для непрерывной эксплуатации скважины дебитом 30 м³/сут является установка, состоящая из насоса ЭЦНА 5-30-1250, состоящего из двух четырехметровых секций, и электродвигателя ПЭД 16-117 МВ5. Они имеют следующие характеристики в оптимальном режиме (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»):

$Q_{\text{опт}}=37$ м³/сут - подача ЭЦН в оптимальном режиме,

$H_{\text{опт}}=1060$ м - напор ЭЦН в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}}=36,5\%$ - КПД ЭЦН в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=12,21$ кВт - мощность, потребляемая ЭЦН в оптимальном режиме,

$P_{\text{ном}}=16$ кВт - номинальная мощность ПЭД,

$\eta_{\text{ном}}=84\%$ - номинальный КПД ПЭД,

Для согласования производительности установки с дебитом скважины необходимо дросселирование насоса. Характеристики ЭЦН при этом изменятся следующим образом:

$Q_0=30$ м³/сут. - подача ЭЦН в рабочем режиме,

$H_0=1250$ м - напор ЭЦН в рабочем режиме,

$\eta_0=35\%$ - КПД ЭЦН в рабочем режиме.

Мощность, потребляемая ЭЦН в рабочем режиме, будет равна

$$N_0 = \frac{Q_0 \cdot H_0}{8800 \cdot \eta_0} = \frac{30 \cdot 1250}{8800 \cdot 0.35} = 12,18 \text{ кВт} \quad (1)$$

Мощность ПЭД выбрана с запасом по сравнению с мощностью ЭЦН с целью обеспечения возможности освоения скважины. При недогрузке ПЭД его КПД уменьшается:

$\eta_{\text{нд}}=82\%$ – КПД ПЭД в рабочем режиме, мощность ЭЦН составляет 76,1% от номинальной мощности ПЭД.

Номинальный момент на валу ПЭД равен

$$M = \frac{P_{\text{НОМ}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{НОМ}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 16 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 52,5 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (2)$$

где $n=3000$ об/мин - синхронная скорость вращения ПЭД.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{30}{24 \cdot 60 \cdot 0,0078} = 2,67 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (3)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт $0,27$ (кГс/см²)/мин.

Общая мощность, потребляемая установкой, составляет

$$P = \frac{N_0}{n_{\text{нд}}} = \frac{12,18}{0,82} = 14,85 \text{ кВт} \quad (4)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_n} = \frac{14,85 \cdot 24}{30 \cdot 1,2} = 9,9 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (5)$$

Стоимость ЭЦНА5-30-1250 равна 136 200 руб., ПЭД16-117МВ5 131100 руб. Используемая совместно с данной установкой станция управления «Электрон-04-250» имеет стоимость 89000 руб.

Стоимость остальных элементов установки не учитывается, т.к. они одинаковы во всех вариантах.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{эцн}} + P_{\text{пэд}} + P_{\text{су}} = 136200 + 131100 + 89000 = 356300 \text{ руб.} \quad (6)$$

Общая стоимость оборудования составляет 356300 руб. без НДС [23].

3.6 Расчёт работы ЭЦН в режиме КЭС

Далее произведём расчёт работы электроцентробежного насоса в режиме кратковременной эксплуатации с частотно-регулируемой станцией управления.

При кратковременной эксплуатации скважин на МРП по износу насоса влияют два противоположно воздействующих фактора: увеличение скорости износа ЭЦН из-за увеличения скорости вращения и уменьшение износа

вследствие уменьшения продолжительности включения УЭЦН. Для того чтобы в результате одновременного воздействия обоих указанных факторов МРП по износу насоса увеличился даже в самых неблагоприятных условиях эксплуатации, необходимо, чтобы производительность установки была не менее

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3\text{/сут]} \quad (7)$$

Данному условию удовлетворяет насос ЭЦНА5-125-700, состоящий из одной пятиметровой секции. При частоте переменного тока 70 Гц и скорости вращения 4200 об/мин его напор равен $H_{\text{опт}}=1320$ м (данные получены с помощью программного обеспечения «Аерад»).

Для более точной настройки напора потребуется понизить частоту переменного тока до 66,7 Гц и скорость вращения ЭЦН до 4000 об/мин. Характеристики ЭЦН и ПЭД в этом случае будут следующими:

$Q_{\text{опт}}=173$ м³/сут - подача насоса в оптимальном режиме,

$H_{\text{опт}}=1200$ м - напор насоса в оптимальном режиме,

$N_{\text{опт}}=39,3$ кВт - мощность, потребляемая насосом в оптимальном режиме,

$\eta_{\text{опт}}=61\%$ - КПД насоса в оптимальном режиме.

В качестве привода данному ЭЦН потребуется ПЭД32-117МВ5, который при частоте переменного тока 66,7 Гц будет иметь следующие характеристики:

$P_{\text{ном}}=42,7$ кВт - номинальная мощность электродвигателя,

$\eta_{\text{ном}}=85,5\%$ - номинальный КПД электродвигателя.

Номинальный момент на валу ПЭД при частоте переменного тока 50 Гц будет равен:

$$Q_{\text{опт}} \geq Q \cdot 1,4^5 = 30 \cdot 5,4 = 161,3 \text{ [м}^3\text{/сут]} \quad (8)$$

$$M = \frac{P_{\text{ном}}}{\omega} = \frac{60 \cdot P_{\text{ном}}}{2 \cdot \pi \cdot n \cdot (1 - S_{\text{нд}})} = \frac{60 \cdot 32 \cdot 10^3}{2 \cdot \pi \cdot 3000 \cdot (1 - 0,03)} = 105 \text{ н} \cdot \text{м} \quad (9)$$

С учетом того, что при кратковременной эксплуатации скважин используются в основном короткие односекционные ЭЦН, требующие меньшего пускового момента, а не двухсекционные, как во всех других известных способах эксплуатации скважин, а также применяются более

мощные ПЭД, можно сделать вывод, что условия пуска УЭЦН при кратковременной эксплуатации скважин являются наиболее благоприятными.

Коэффициент снижения МРП по износу насоса за счет увеличения скорости вращения будет равен: $2,05 \div 4,2$.

Запас производительности установки и, следовательно, краткость увеличения МРП по износу насоса за счет уменьшения продолжительности включения УЭЦН равна:

$$K = \frac{Q_{\text{опт}}}{Q} = \frac{173}{30} = 5,77 \quad (10)$$

В результате воздействия обоих влияющих факторов МРП по износу насоса увеличится в $1,4 \div 2,8$ раза.

При периодической эксплуатации скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом можно задать $\phi \geq 0,99$, т.е. допустить снижение дебита не более чем на 1%.

Максимально допустимая продолжительность накопления жидкости в скважине, для недопущения снижения дебита не более чем на 1%, будет равна:

$$t_{\text{нк}} = \frac{96 \cdot h \cdot S \cdot (1 - \phi)}{Q} = \frac{96 \cdot 1000 \cdot 0,0078 \cdot (1 - 0,99)}{30} = 0,25 \text{ ч} \quad (11)$$

$= 15 \text{ мин.}$

Продолжительность откачки жидкости из скважины равна:

$$t_{\text{отк}} = \frac{t_{\text{нк}} \cdot \phi}{K - \phi} = \frac{15 \cdot 0,99}{7 - 0,99} = 2,5 \text{ мин} \quad (12)$$

Период эксплуатации скважины составит:

$$T = t_{\text{нк}} + t_{\text{отк}} = 15 + 2,5 = 17,5 \text{ мин} \quad (13)$$

Продолжительность включения УЭЦН равна:

$$k = \frac{t_{\text{отк}}}{T} \cdot 100 = \frac{2,5}{17,5} \cdot 100 = 14,3 \% \quad (14)$$

Полученные значения продолжительности откачки жидкости из скважины и продолжительности включения УЭЦН характеризуют режим работы установки как кратковременный.

Максимальная скорость снижения высоты столба жидкости в межтрубном пространстве скважины в начале откачки жидкости при освоении скважины или после ее длительного простоя равна

$$V_c = \frac{Q_0}{24 \cdot 60 \cdot S} = \frac{173}{24 \cdot 60 \cdot 0.0078} = 15,4 \frac{\text{м}}{\text{мин}} \quad (15)$$

что соответствует скорости увеличения депрессии на пласт 1,54 (кгс/см²)/мин.

Скорость увеличения депрессии на пласт при кратковременной эксплуатации скважин в несколько раз выше по сравнению с другими известными способами эксплуатации скважин. Поэтому кратковременная эксплуатация скважин позволяет наиболее быстро и качественно проводить освоение скважин, а также осуществлять операции по интенсификации притока жидкости в скважину без остановки оборудования и подъема из скважины.

Мгновенная мощность, потребляемая установкой:

$$P = \frac{N_{\text{опт}}}{\eta_{\text{ном}}} = \frac{39,3}{0,855} = 45,97 \text{ кВт} \quad (16)$$

Средняя потребляемая мощность ПЭД:

$$P = \frac{P \cdot t_{\text{от}}}{T} = \frac{45,97 \cdot 2,5}{17,5} = 6,57 \text{ кВт} \quad (17)$$

Удельный расход электроэнергии ПЭД будет равен:

$$P_{\text{уд}} = \frac{P \cdot 24}{Q_0 \cdot H_n} = \frac{6,57 \cdot 24}{30 \cdot 0,99 \cdot 1,2} = 4,42 \frac{\text{кВт} \cdot \text{ч}}{\text{м}^3 \cdot \text{км}} \quad (18)$$

Стоимость ЭЦНА5-125-700 равна 78700 руб., ПЭД32-117МВ5 171000 руб. Станция управления с преобразователем частоты так же, как и все остальное оборудование, работает в кратковременном режиме. Поэтому можно использовать СУ с ПЧ «Электрон-05-75» мощностью 63 кВА (40 кВт при $\cos\phi=0,86$), которая имеет стоимость 127000 руб.

$$P_{\text{общ}} = P_{\text{эцн}} + P_{\text{пэд}} + P_{\text{су}} = 78700 + 171000 + 127000 = 376700 \text{ руб.} \quad (19)$$

Общая стоимость оборудования составляет – 376700 руб. без НДС.

Выгода от закупки нового оборудования:

$$P_{\text{выгоды}} = P_{\text{общ(постоянный режим)}} - P_{\text{общ(КЭС)}} = 356300 - 376700 = 20400 \text{ руб} \quad (20)$$

Разность в стоимости оборудования по сравнению с непрерывной эксплуатацией скважин с нерегулируемым электроприводом составляет всего 20400 рублей [23].

3.7 Расчёт энергоэффективности и дополнительных затрат

Проведем расчёт экономии электроэнергии за год использования установки электроцентробежного насоса при кратковременной эксплуатации скважины, по сравнению с работой ЭЦН в постоянном режиме.

Разница в удельном расходе электроэнергии будет равен:

$$P_{уд} = P_{уд(пост)} - P_{уд(кэс)} = 9,9 - 4,4 = 5,5 \text{ кВт/час} \quad (21)$$

Потребление электроэнергии за год:

$$P_{уд(год)} = P_{уд} \cdot 365 = 5,5 \cdot 365 = 48200 \text{ кВт} \quad (22)$$

Стоимость разницы в расходе электроэнергии за год:

$$C_{руд(год)} = C_{кВт} \cdot P_{уд(год)} = 5,1 \cdot 48200 = 245700 \text{ руб.} \quad (23)$$

Разница в удельном расходе электроэнергии для нашего примера 5,5 кВт/час. Экономия при работе установки целый год: 48 200 кВт, при средней стоимости 1 кВт/час равной 5,1 руб, экономия за год работы установки = 245 700 руб. [24].

Приведенные расчеты подтверждают осуществимость изобретения и достижение эффективного уменьшения энергопотребления при внедрении метода КЭС. Кратковременная эксплуатация скважин позволяет увеличить МРП и обеспечить минимальный расход электроэнергии при незначительном увеличении стоимости оборудования.

Если учитывать, что средняя наработка на отказ установки увеличится минимум в 1,4 раза, то в расчёты экономии денежных средств следует включать статью расходов на постановку бригады ТРС и стоимость нового оборудования.

Стоимость одного ремонта скважины обходится в 469 000 руб., а стоимость новой установки без замены СУ – 249 700.

$$C_{при отказе} = 469000 + 249700 = 718000 \text{ руб} \quad (24)$$

Общая стоимость при отказе оборудования – 718 000. При этом можно сказать, что при увеличении МРП скважины, а, следовательно, продлевая СНО установки, в год экономия равна 359 350 руб.

Учитывая разницу цены приобретённого оборудования, экономии электроэнергии, уменьшения затрат на ремонт за скользящий год, экономия равна более полумиллиона (500 000) руб. на одну скважину.

Результаты произведенных расчетов демонстрируют, что периодическая эксплуатация скважин УЭЦН с регулируемым электрическим приводом по комплексу всех показателей обеспечивает самую высокую рентабельность механизированной эксплуатации скважин.

Вывод

Проведенные расчеты показали следующее.

Рентабельность вложенных инвестиций, так как чистый дисконтированный доход составил 259,81 млн руб., внутренняя норма

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА

«СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа		ФИО	
2БМ04		Росеро Дуке Стивен Алехандро	
Школа	Инженерная школа природных ресурсов	Отделение (НОЦ)	Отделение нефтегазового дела
Уровень образования	магистратура	Направление/специальность	21.04.01 Нефтегазовое дело

Тема ВКР:

Выбор и обоснование технологических режимов эксплуатации скважин, установками электроцентробежных насосов на нефтяных месторождениях Западной Сибири

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

Введение

- Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика) и области его применения.
- Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации

*Объект исследования: обоснование эффективных технологических режимов эксплуатации УЭЦН.
 Область применения: эксплуатация скважин
 Рабочая зона: офис
 Размеры помещения: 15*8
 Количество и наименование оборудования рабочей зоны: компьютер, принтер, доска.
 Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне: Проектирование электроогружающего насосного оборудования для опускания в скважины, расчет давлений и глубин, подбор дополнительных деталей к донному оборудованию.*

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения/при эксплуатации

- специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства;
- организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.

ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя
 ГОСТ 21889-76 Система "Человек-машина". Кресло человека-оператора
 ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности.
 ИОТ-036-10: Инструкция по охране труда для электромонтера при монтаже и демонтаже наземного электрооборудования УЭЦН.
 ИОТ-018-10: Инструкция по охране труда при эксплуатации ручных электрических машин и электрифицированного инструмента.

2. Производственная безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации

- Анализ выявленных вредных и опасных производственных факторов
- Расчет уровня опасного или вредного производственного фактора

Опасные факторы:
 1. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.
 2. Электрический ток
 3. Пожаро-взрывоопасность.
Вредные факторы:
 1. Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны.
 2. Повышенный уровень шума на рабочем месте
 3. Недостаточная освещенность рабочей зоны
 4. Повышенная запыленность рабочей зоны.
Требуемые средства коллективной и индивидуальной защиты от выявленных факторов: Средства индивидуальной защиты (одежда специальная защитная, средства защиты рук, средства защиты ног, средства защиты глаз и лица, средства защиты головы, средства защиты органов дыхания, костюмы изолирующие, средства защиты от падения с высоты, средства защиты кожных покровов)
Расчет: Расчёт искусственного освещения

<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения/при эксплуатации</p> <p>Указать, какое воздействия на селитебную зону, атмосферу, гидросферу и литосферу оказывает процесс разработки или эксплуатации проектного решения</p>	<p>Воздействие на селитебную зону: шумовое загрязнение, обусловленное работой машин.</p> <p>Воздействие на литосферу: удаление бытовых отходов (канцелярские принадлежности, пищевые отходы)</p> <p>Воздействие на гидросферу: потребление воды и удаление отходов через канализационную систему.</p> <p>Воздействие на атмосферу: использование чернил, растворителей или других опасных веществ, выделяющих газы в окружающую среду</p>
<p>4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения/при эксплуатации</p>	<p>Возможные ЧС: отключения электроэнергии, пожары, землетрясения, наводнения.</p> <p>Наиболее типичная ЧС: землетрясения</p>
<p>Дата выдачи задания для раздела по линейному графику</p>	

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	Росеро дукес Стивен Алехандро		

4. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Социальная ответственность понимается как обязательства и договоренности, которые были приняты людьми и организацией, в пользу общества, акцент должен делаться на безопасность производства, на снижение вредного воздействия на людей и окружающую среду.

Основной задачей отдела социальной ответственности является создание адекватных стандартов, гарантирующих и улучшающих условия труда, с целью повышения производительности труда работников, поддержания работоспособности и сохранения окружающей среды.

Деятельность, связанная с нефтяной промышленностью, характеризуется наличием очень высокой опасности на различных участках, где всегда существует вероятность возникновения непредвиденных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала и охране окружающей среды.

Для этого также очень важно проанализировать опасные и вредные факторы, воздействию которых подвергаются работники нефтедобывающей деятельности через УЭЦН, поэтому необходимо разработать способы защиты от них.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Для начала работы требуется 18 лет, помимо прохождения медицинского освидетельствования, подтверждающего, что у них нет проблем со здоровьем, затем они должны пройти обучение методам безопасности и мерам предосторожности, и персонал должен продемонстрировать мастерство этого обучения, это мастерство демонстрируется, когда они прошли проверку знаний, после чего они будут авторизованы операторами добычи нефти и газа. [47]

Вышеупомянутое обучение безопасным методам и приемам работы включает в себя:

- Вводный инструктаж: проводится для разъяснения работнику правил внутреннего трудового распорядка, опасных и вредных факторов производства, основных указаний по охране труда, правил пожарной безопасности.

- первичный инструктаж: каждый сотрудник должен индивидуально ознакомиться со всем, что касается оборудования, то есть ознакомиться с комплектующими, конструктивными особенностями, возможными опасностями) также важно знать процедуру, которая необходима для подготовки места работы, необходимо пройти обучение правильному использованию средств индивидуальной защиты и правилам оказания медицинской помощи. [48]

- Проводится производственное обучение безопасным методам и приемам труда: после первичного инструктажа на рабочем месте не менее 20 часов по утвержденным программам. Производственное обучение осуществляется под руководством высококвалифицированного рабочего.

- Стажировка: она начинается на работе и должна быть от первых 2 до 14 дней работы после прохождения информативных инструкций.

- проверка знаний — это завершающий этап, и именно он определяет допуск к работе: экзамен оценивает комиссия в составе не менее трех человек с регистрацией в протоколе и личной карточке. и проверка знаний проводится не реже одного раза в год. [49]

Имеется приказ Минздравсоцразвития России от 9 декабря 2009 г. N 970н (в редакции от 20 февраля 2014 г.), в котором говорится о средствах индивидуальной защиты, которые должен носить работник для защиты его от вредных факторов и опасных. [50]

Согласно статье 372 ТК РФ продолжительность смены должна быть максимум один месяц, только при необходимости она может быть увеличена до трех месяцев.

Существует субсидия, которая выплачивается работникам за каждый отработанный час, при работе, выполняемой ими в районах Крайнего Севера, в приравненных к ним районах устанавливаются коэффициенты оплаты, для лиц,

работающих в районах Крайнего Севера, годовая лицензия на 24 календарных дня. [50]

Планировка рабочего места по добыче нефти должна предусматривать необходимое освещение, помимо содержания в исправном состоянии аварийных систем и систем управления.

Что касается электрооборудования, то оно должно иметь заземление, для обеспечения безопасности персонала и оборудования в случае повышения электрического напряжения, в местах установки электрооборудования, где имеются взрывоопасные вещества, необходимо установить система взрывов.

Для работы в офисе необходимо соблюдать эргономические требования, которые необходимо учитывать для правильного расположения и планировки рабочей зоны. [51]

Поддержание правильной осанки, доброжелательность и удачное расположение рабочего места, помимо использования инструментов, отвечающих требованиям эргономики и инженерной психологии, повышают эффективность труда, так как совокупность всех этих факторов снижает трудовую утомляемость и предотвращает риск профессиональные заболевания. [52]

Если предстоит работа за столом, основное требование, которое необходимо соблюдать, — поддерживать прямое рабочее положение. Стол может иметь различный дизайн, но он должен соответствовать современным требованиям эргономики. Рабочий стул должен обеспечивать работнику физиологически удобную рабочую позу, соответствующую характеру и условиям труда. [51] [52]

4.2 Производственная безопасность

В этой главе сделан анализ вредных и опасных производственных факторов, которые могут возникнуть в процессе. Добычи нефти. Ниже приведена таблица со списком вредных и опасных факторов, которые могут возникнуть при установке ЭЦН.

Таблица 24 – Опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<p>1.Пониженная или повышенная температура воздуха рабочей зоны.</p> <p>2.Повышенный уровень шума.</p> <p>3.Недостаточная освещенность рабочей зоны.</p> <p>4.Повышенная запыленность и загазованность на рабочей зоне</p>	<p>5.Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.</p> <p>6. Электрический ток</p> <p>7.Пожаро-взрывоопасность.</p>	<p>Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [7].</p> <p>Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливают в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. [8].</p> <p>Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 СНиП 23-05-95. [9].</p> <p>Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18. [10]</p> <p>Требования к движущимся машинам и механизмам устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ [11].</p> <p>Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. [12]</p>

4.3 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Температура воздуха в рабочей зоне напрямую влияет на тепловой комфорт и работоспособность человека. Например, летом из-за высоких температур, если человек длительное время работает на открытом воздухе и без

надлежащей защиты, есть вероятность получить солнечный удар, это связано с длительным воздействием ультрафиолетового излучения солнца. [55]

Длительное воздействие ультрафиолетового излучения может вызвать в самых тяжелых случаях потерю сознания и перейти в шок. Интенсивность ультрафиолетового излучения, разрешенная для работающих в незащищенных помещениях, чтобы не вызвать повреждения кожных покровов, составляет не более $0,2\text{ м}^2$, при максимальной продолжительности 50% рабочей смены и не должна превышать 10 Вт/м^2 . Как правило, шлемы средств индивидуальной защиты действуют как солнцезащитные козырьки. [59]

С другой стороны, зимой температура опускается ниже нуля, что может привести к замерзанию открытых частей тела без защиты, а также сильный холод может вызвать такие заболевания, как (пневмония, тонзиллит и т. д.).

Для снижения частоты несчастных случаев, связанных с работами на открытом воздухе, а также в закрытых помещениях без отопления в зимний период определены диапазоны температур, при которых ремонтные и строительно-монтажные работы нельзя проводить на открытом воздухе.

Безветренно:

- $37\text{ }^{\circ}\text{C}$; при скорости ветра до 5 м/с
- $36\text{ }^{\circ}\text{C}$; при скорости ветра до 5 м/с .
- $33\text{ }^{\circ}\text{C}$; от 5 до 8 м/с .
- $31\text{ }^{\circ}\text{C}$; более 8 м/с .
- $29\text{ }^{\circ}\text{C}$, все остальное работает.

В зимнее время рабочие получают тепловые костюмы, что снижает количество случаев переохлаждения.

Каждый рабочий должен получить средства индивидуальной защиты от холода, в состав которых входят: комнатная одежда, комбинезон, каска и средства защиты от холода, рукавицы, обувь. Комбинезоны разработаны таким образом, чтобы выдерживать условия труда, которым подвергается рабочий. [59]

4.4 Повышенный уровень шума

Оборудование для добычи нефти, как правило, имеет большие размеры и работает при высоком давлении, создавая чрезмерный шум, который может повредить слух людей.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности»

Если источник шума невозможно устранить, необходимо использовать средства защиты органов слуха, например наушники с шумоподавлением. [54]

4.5 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточное освещение рабочей зоны.

Освещение — это распределение световой энергии, целью которого является создание хороших условий для наблюдения за объектами.

Освещение рабочего места должно соответствовать требованиям, установленным в СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуальная редакция СНиП 23-05-95. [55]

Правильное освещение должно равномерно распределять яркость, должно быть постоянным и иметь спектр, близкий к естественному. При добыче нефти используются природные и искусственные ресурсы. [55]

Производственные помещения должны иметь освещенность коридоров и лестниц не менее 100 лк. Для рабочей зоны объекта нефтедобычи средний горизонтальный норматив освещенности составляет не менее 50 лк. [55]

Необходимо соблюдать установленные нормы освещения производственных площадок (табл. 25).

Таблица 165 - Освещенность мест производства работ вне зданий

Разряд зрительной работы	Отношение минимального размера объекта различения к расстоянию от этого объекта до глаз работающего	Минимальная освещенность в горизонтальной плоскости, лк
IX	Менее 0,005	50
X	От 0,005 до 0,01	30
XI	Св. 0,01 " 0,02	20
XII	" 0,02 " 0,05	10
XIII	" 0,05 " 0,1	5
XIV	Св. 0,1	2
Примечание - При опасности травматизма для работ XI-XIV разрядов освещенность следует принимать по смежному, более высокому разряду.		

4.6 Повышенная запыленность и загазованность.

В процессе добычи нефти могут произойти несчастные случаи, такие как утечка газа, которые могут опьянить или отравить рабочих. Затем необходимо провести проверку загазованности воздух анализатором. Анализ содержания газа с помощью огня невозможен, так как это может привести к взрыву. При наличии газа необходимо соблюдать требования охраны труда в связи с наличием газа.

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). [56]

- Санитарные правила указывают на то, что метан относится к 4 классу опасности (малоопасные вредные вещества с показателем ПДК в пересчете на углерод) - 300 мг/м³;

- Санитарные нормы указывают, что масло относится к 3 классу опасности - 10 мг/м³;

- санитарные нормы указывают, что для сероводорода в присутствии углеродов (C1-C5) – 3 мг/м³ (2 класс опасности);

- санитарные нормы указывают, что диоксид серы (SO₂) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м³ (класс 3 - умеренно опасные вредные вещества);

- Санитарные нормы указывают, что содержание метанола (CH₃OH) в воздухе рабочей зоны - 5 мг/м³.

В местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, рабочие должны быть обеспечены подходящими противогазами. При работе в условиях, когда много пыли, необходимо обязательно использовать респираторы. [56]

4.7 Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования.

Механическая травма определяется как: повреждение внутренних и внешних частей тела человека, полученное в результате приложенной к телу внешней механической силы.

При добыче нефти используется мобильная техника, и если эта техника находится в ненадлежащем состоянии, она может нанести травму людям, которые ее используют, из-за ее неисправности. Общие требования безопасности представлены в ГОСТ 12.2.003-91 «Система стандартов безопасности труда» (ССБТ). Промышленное оборудование. [57]

Чтобы значительно снизить травмы от механических причин, все работы должны выполняться с соблюдением правил техники безопасности на рабочем месте. [57]

Важно всегда использовать средства индивидуальной защиты

так как это помогает уменьшить травмы в случае их возникновения:

- 1) брезентовые перчатки;
- 2) резиновые и кожаные сапоги со стальным носком;
- 3) защитный шлем;
- 4) балаклава под каску;
- 5) очки ЗМ.

4.8 Электрический ток

Поражение электрическим током возможно при прерывании электрического потока, который циркулирует в оборудовании, например, при прикосновении человека к части, которая не покрыта и содержит электрический ток, это также связано с тем, что отсутствует заземление, защитное оборудование отсутствует или имеет недостатки, в том числе при непроведении периодического обслуживания, устраняющего возможные проблемы. [58]

Существует определенная опасность поражения человека электрическим током в скважинах, которые эксплуатируются электропогружными насосами, так как энергия, подводимая к двигателю, передается по кабелю, который также находится на поверхности, во избежание таких ситуаций существуют средства защиты, такие как: [58]

- Монтаж кабеля на землю, в станцию управления и трансформатор.

- установка выключателей, отключающихся при повышении электрического напряжения.

- использование теплоизоляционных кожухов.

использование соответствующих средств индивидуальной защиты, таких как: резиновые перчатки, обувь с изолирующей подошвой от электрической энергии, рабочее оборудование с изоляцией от электрической энергии. [58]

4.9 Пожаро-взрывоопасность.

Огонь: это огонь больших масштабов, который горит случайно или спровоцирован. Пожар может быть вызван несоблюдением порядка хранения легковоспламеняющихся материалов, небрежным отношением к технике безопасности, которую необходимо соблюдать при эксплуатации

электрооборудования, использованием неисправных устройств, таких как электрические кабели.

Профилактика пожаров. Работники должны быть проинструктированы и готовы быстро реагировать в случае аварии, а также обучить специализированную бригаду надзору за пожарной ситуацией. Важно всегда учитывать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» [57]

4.10 Расчёт искусственного освещения

Дано помещение с размерами: длина $A = 15$ м, ширина $B = 12$ м, высота $H = 3,5$ м. Высота рабочей поверхности $h_{рп} = 0,6$ м. Требуется создать освещенность $E = 350$ лк.

Коэффициент отражения стен $\rho_c = 25$ %, потолка $\rho_n = 55$ %. Коэффициент запаса $k = 1,7$; коэффициент неравномерности $Z = 1,5$. Светильники типа ОД, $\lambda = 1,3$. $h_c = 0,5$ м.

Определение расчетную высоту:

$$h = H - h_c - h_{рп} = 3,5 - 0,5 - 0,6 = 2,4 \text{ м}$$

Расстояние между светильниками:

$$L = 1,3 \cdot 2,4 = 3,12 \text{ м}$$

Расстояние от крайнего ряда светильников до стены:

$$\frac{3,12}{3} = 1,04 \text{ м}$$

Определение количество рядов светильников и количество светильников в ряду:

$$n_{\text{ряд}} = \frac{\left(B - \frac{2}{3}L\right)}{L} + 1 = \frac{\left(12 - \frac{2}{3} \cdot 3,12\right)}{3,12} + 1 = 2,9 \approx 3$$

$$n_{\text{св}} = \frac{\left(A - \frac{2}{3}L\right)}{l_{\text{св}} + 0,5} = \frac{\left(15 - \frac{2}{3} \cdot 3,12\right)}{1,23 + 0,5} \approx 8$$

Светильники необходимо размещать в 3 ряда. В каждом ряду можно установить 10 светильников типа ОД мощностью 40 Вт (с длиной 1,23 м), при

этом разрывы между светильниками в ряду составят (25- 50) см. Изображение в масштабе план помещения и размещения на нем светильников отображается на рисунке 43. Учитывая, что в каждом светильнике установлено две лампы, общее число ламп в помещении $N = 60$.

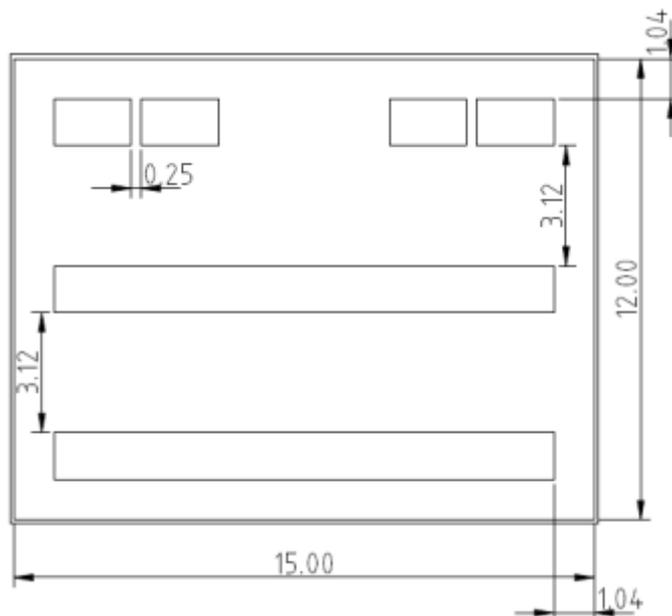


Рисунок 43 -План помещения и размещения светильников с люминесцентными

Находим индекс помещения

$$i = \frac{S}{h(A + B)} = \frac{180}{2,4(15 + 12)} = 2,8$$

Коэффициент использования светового потока – 0,64

Определяем потребный световой поток ламп в каждом из рядов:

$$\Phi = \frac{E_n \cdot S \cdot K_3 \cdot Z}{N_{\text{л}} \cdot \eta} = \frac{350 \cdot 180 \cdot 1,7 \cdot 1,5}{60 \cdot 0,64} = 4184$$

Ближайшая стандартная лампа – ЛТБ 65 Вт с потоком 4600 лм.

Проверка выполнения условия:

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

Результат: $-10 \% \leq 9 \% \leq +20 \%$

Определение электрическую мощность осветительной установки:

$$P = 60 \cdot 65 = 3900 \text{ Вт}$$

4.11 Экологическая безопасность

Воздействие на селитебную зону:

Селитебные зоны считаются районы, где сосредоточены жилые, административные, образовательные, культурные здания и т. д. [60].
Существование нефтяных компаний вблизи жилых объектов может привести к негативному влиянию людей, повышая шум окружающей среды.

Воздействие на литосферу:

Из-за офисной работы может образоваться много отходов, таких как бытовой мусор (канцелярские товары, пищевые отходы и отходы из искусственных источников освещения), эти отходы, если их не утилизировать должным образом, могут оказать большое влияние на литосферу, загрязняя ее.

Загрязнение, непосредственно возникающее в результате нефтяных операций, также может нанести большой ущерб литосфере, если не соблюдать осторожность при хранении отходов, например, если масла, достигшие срока службы, сбрасываются непосредственно в Почву. [61]

Загрязнение, которое оно вызывает, может привести к прямой гибели растений и животных, населяющих эту область. Установка нефтяного оборудования оказывает большое влияние на природу, так как многие деревья должны быть вырублены из-за пространства, необходимого для объектов, в дополнение к количеству деревьев, которые будут вырублены в результате дорожного строительства.

Установка электрического насоса требует нескольких процедур, требующих электрической энергии, которая обычно генерируется сжиганием

дизельного топлива в электрических генераторах, использование электрических генераторов приводит к загрязнению из-за возможных разливов топлива.

В долгосрочной перспективе должен быть план восстановления окружающей среды из-за всего ущерба, который был нанесен во время эксплуатации скважины. [61]

Воздействие на гидросферу:

Согласно оценкам, 20 процентов водных ресурсов загрязнены отходами, образующимися при добыче углеводородов, и из их производных, как правило, образуются углеводороды с высоким содержанием серы и азота, которые разрушают воды и делают их опасными для жизни.

Загрязнение водоемов на поверхности или под поверхностью из-за углеводородов или их производных может вызвать серьезные, даже необратимые проблемы, такие как гибель флоры и фауны, живущих в пострадавших районах. [62]

Загрязнение нефтью, о чем очень четко свидетельствует, поскольку оно легче воды, образует слой масла над водой. По мере приближения процесса испарения легких углеводородов начинает образовываться масляно-водяная эмульсия, вызывающая потерю кислорода в воде.

Для анализа степени загрязнения воды вводится показатель биохимического потребления кислорода, который по санитарным нормам теста не должен превышать 3 мг/л по ГОСТ 17.1.3.08–82.

Чтобы сохранить источники чистой воды из углеводородных продуктов, вы не должны напрямую сбрасывать загрязняющие вещества в водоносные горизонты или системы сбора воды, если это возможно, по возможности лучше повторно использовать жидкости для снижения уровня загрязнения.

Воздействие на атмосферу:

В условиях эксплуатации нефтяных установок обычно существуют источники выбросов, загрязняющих атмосферу. Эти примеси могут быть продуктами сгорания, химическими веществами, используемыми в красках, и всеми видами аэрозолей. [63]

Когда нефть и газ уже производятся, основными загрязнителями являются: факел, который сжигает избыток газа и посылает тонны CO₂ в атмосферу, а на электрических насосных станциях аэрозоли являются крупным загрязнителем атмосферы, за пределами ветхих клапанов, которые допускают утечку автомобилей со старыми двигателями также являются большим очагом атмосферного загрязнения.

Всегда необходимо иметь план предотвращения загрязнения воздуха, для чего необходимо проводить периодические проверки защиты и изоляции, контроль сварки, иметь пустые аварийные резервуары, иметь безупречную и работоспособную систему сбора.

В современных установках технологический контроль играет очень важную роль, так как часто датчики занимают меньше времени для обнаружения загрязняющих выбросов, чем человек, поэтому также необходимо иметь надлежащий контроль и обслуживание электронных датчиков, кабелей и активных систем сигнализации, поскольку они могут обнаруживать любой тип загрязнения и немедленно остановить его. [63]

4.12 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Чрезвычайные ситуации могут возникать где угодно в трубе, обычно это может произойти, когда есть силы, которые разрушают или растрескивают металл, высвобождая большое давление жидкостей и газов. Бомба, определенная как самая основная форма, является рецидивом, который работает под давлением, поэтому при взрыве или разрыве может привести к повреждению и даже привести к смерти. [64]

Поэтому необходимо всегда контролировать манометр, чтобы поддерживать уровни давления в пределах нормы и избегать чрезмерного давления. Насосная система имеет свое всасывание и выгрузку, если какая-либо из этих частей заблокирована, обязательно остановите работу, так как перекачиваемая жидкость перегреется, может возникнуть взрыв насоса.

При опускании насоса на дно скважины необходимо, чтобы между металлами не возникало трения, так как при выделении газа вполне возможно

наличие взрыва. При установке насоса во взрывоопасных средах, то есть с высокой концентрацией газа, необходимо соблюдать определенные специальные инструкции по установке, так как, например, если рабочее колесо установлено неправильно, это может привести к контакту между металлами, генерируя искры и тепло. [64]

Чтобы снизить риск и количество несчастных случаев из-за повышенного давления и нагрузки, необходимо проводить периодические проверки всего оборудования, проверять аварийные системы, автоматизировать процессы высокого риска для людей, дистанционно управлять устройствами, чтобы уменьшить наибольшую опасность, которую они могут представлять для здоровья человека

Важно предотвратить возможные несчастные случаи, поэтому необходимо разработать планы и инструкции, которые необходимо соблюдать в обязательном порядке. В этом типе объекта аварийные ситуации являются локальными, то есть, как правило, не выходят за пределы зоны аварии. [64]

Для безопасности каждого человека работники должны быть оснащены средствами индивидуальной защиты, должна быть аптечка и врачи, которые могут оказать немедленную помощь в случае несчастного случая.

Выводы по разделу

При разборе и анализе стандартов, которые должны выполняться в различные аспекты социальной ответственности, можно сделать вывод, что в целом деятельность, осуществляемая в нефтяной промышленности должны быть всегда отрегулированы, при работе с насосом электро-погружной должно соблюдать все общие правила техники безопасности, а также в определенных, отведенных для каждого вида деятельности, действующие на предприятии, соблюдение максимально сотрудников этих норм, их безопасности, окружающей среды и качество обслуживания компании.

Социальная ответственность всегда должна присутствовать при разработке проекта, вплоть до включения во все процедуры, которые

выполняются, поскольку это повышает прибыль компании и уменьшает показатели несчастных случаев.

Соблюдение стандартов социальной ответственности создает доверие к сотрудникам и внешним лицам, и это может открыть для достижения применения международных стандартов, которые обеспечивают высокий авторитет компании из-за ее ответственности и социальной приверженности.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В выпускная квалификационная работа выполнена со следующими результатами:

1. Было определено, что выбор насосов имеет разницу только в 10%, это связано с тем, что тип насоса, который был выбран расчетным путем, является насосом типа REDA, а насос, выбранный программой, принадлежит компании Новомет.

2. Подбор электропогружной установки с помощью программы Sel-Pro от компании Новомет более точен, чем подбор с помощью расчетов без программы, так как программа использует очень точные математические алгоритмы, снижающие процент ошибка в выборе.

3. Разница в количестве ступеней, существующая между двумя процедурами, в основном связана с разницей в мощности, поскольку чем мощнее насос, тем меньше ступеней потребуется, но два насоса могут работать правильно при одинаковом расходе.

4. Существует важное различие в выборе двигателя насоса, поскольку двигатель, выбранный программой Sel-Pro, является асинхронным двигателем, а двигатель, рекомендованный расчетом, представляет собой двигатель с постоянными магнитами. Асинхронный двигатель генерирует потери энергии из-за проскальзывания (разница в скорости между статором и внутренним ротором двигателя), двигатели с постоянными магнитами уменьшают эти потери энергии, повышая эффективность системы, как правило, двигатель с постоянными магнитами может иметь эффективность 95%, в то время как асинхронный двигатель имеет максимальный эффективность 86%, поэтому использование энергии с двигателями с постоянными магнитами более оптимально, что снижает затраты на электроэнергию на произведенный баррель.

5. При выборе кабеля было установлено, что кабель «Новомет» выдерживает более высокие пластовые температуры, до 230 °С, что дает ему больше преимуществ перед кабелем для насоса REDA.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Этьенн, Л. Повышение Эффективности И Ресурса Систем Винтовых Насосов В Условиях Высокого Содержания Газа / Л. Этьенн // Инженерная Практика. - 2017. - Vol.11 - 1 с.
2. Филиппов, А.В. Газовый фактор и учет попутного нефтяного газа / А.В. Филиппов // «Neftegaz.ru» [Сайт]. - 2013. - URL: <https://neftegaz.ru/science/general-questions/331893-gazovyuy-faktor-i-uchet-poputnogo-neftyanogo-gaza/> (дата обращения:18.11.2021).
3. Амирханов I.M. Влияние закачиваемой воду на параметры пластовой нефти / I.M. Амирханов // Нефтепромысловое Дело. - 1997. - Vol. 6. - 6 - 18 с.
4. Gulyaeva N.A. Growth In Current Gas-Oil Ratio. Influence Of Gas Dissolved In Water On Total Volume Of Gas Produced From Production Fluid / N.A. Gulyaeva // Территория Нефтегаз. - 2013. - Vol. 9. - 50 -57 с.
5. Imashev R.N. On Gas Factor Change In The Process Of Arlanskoye Field Exploration / R.N. Imashev // Нефтяное Хозяйство. - 2016. - Vol. 8. - P. 122 -125.
6. Казбекович. Б. М. Анализ причин роста газового фактора на поздних стадиях разработки нефтяных месторождений / Б. М. Казбекович // Известия Томского политехнического университета [Известия ТПУ] / Томский политехнический университет (ТПУ). – 2018. - № 1: Науки о Земле. — [С. 1 - 8]

7. ФЫК. М. Разработка И Эксплуатация Нефтяных И Газовых Месторождений / М. ФЫК, Е. Хрипко // Харьков. - 2015. - Vol. 1. - 25 - 26 с.
8. Sturm .L. Dynamic Reservoir Well Interaction / .L. Sturm // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2004. - Vol. 1. - 1 - 13 с.
9. Tseytlin. S. New Technology Of Optimization Of Production Of Liquid Hydrocarbons From Reservoirs Containing Oil Or Condensate With High Gor And Oil Fringes Of The Gas Formations / S. Tseytlin // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2016. - Vol. 1. - 1 - 12 с.
10. Самоловов. Д. А. Моделирование притока нефти к горизонтальным скважинам в газонефтяных зонах нефтяных оторочек и пластов с газовой шапкой / Д. А. Самоловов // Газпромнефть Научно-Технический Центр. - 2014. - Vol. 1. - 3 - 10 с.
11. Krylov. I. Efficiency Analysis of ESP Lifted Wells in the Context of Virtual Flow Metering / I. Krylov, S. Budennyu, R. Khabibullin, A. Loginov, A. Andrianova, O. Kobzar y A. Margarit // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2017. - Vol 1. - 1-10 с.
12. Насыров. В. А. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти / В. А. Насыров // Экспозиция Нефть Газ. - 2011. - Vol. 2. - 1 - 4 с.
13. Кочнева. О.Е. Оценка Обводненности Скважин И Продукции Яснополянской залежи москудьянского месторождения / О.Е. Кочнева // Разработка Нефтяных И Газовых Месторождений. - 2014. - Vol. 1. - 1 - 7 с.
14. Camilleri. L. Increasing Production With High-Frequency And High-Resolution Flow Rate Measurements From Esps / L. Camilleri // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2017. - Vol. 1. - 1 - 36 с.

- 15 Anthony. E. Inverted Esp Changing The Game In Water Coning Control In Water Drive Reservoirs - North Kuwait Case Study. / E. Anthony // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2017. - Vol. 1. - 1 - 16 с.
16. Al-Maqsseed. H. Inverted Esps Actuating: Water Cone Control, Oil Production Increase, And Produced Water Subsurface Disposal - North Kuwait Case Study / H. Al-Maqsseed // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2017. - Vol.1. - 1 - 21 с.
17. Rybakov. D. Гранулометрический состав донных отложений городской части малой реки неглинки / D. Rybakov // Researchgate. - 2012. - Vol.1. - 1 - 6 с.
- 18 Решетько. А. Комплексный метод борьбы с механическими примесями / А. Большунов у А. Решетько // CORE. - 2011. - Vol.1. - 1 - 3 с.
19. Булат. А. Рациональный Области Применения различных видов оборудование для защиты от механических примесей / А. Булат у С. Карелина // Насосы Компрессоры. - 2020. - Vol. 1. - 1 - 6 с.
20. Куличенко. П.С. Методы защиты УЭЦН от влияния Механических Примесей: Комплексный Подход К Решению Проблемы / П. С. Куличенко // Cyberleninka. - 2017. - Vol. 1. - 1 - 3 с.
21. Ковалев. В. Н. Чемпионы твердости в мире минералов и неорганической природе / В. Н. Ковалев // Московский государственный университет. - 2017. - Vol.1. - 4 - 8 с.
22. Смольников. С. В. Повышение эффективности эксплуатации продуктивных пластов, сложенных слабосцементированными песчаниками (автореф.) дис. канд / техн. наук /Смольников Сергей Васильевич. - Москва, 2015. - 137 с.
23. Панов. Н. А. Особенности добычи с высоким содержанием механических примесей на месторождениях Западной Сибири

- (автореф.) дис / техн. наук / Панов Никита Александрович. - Томск, 2019. - 76 с.
24. ГОСТ 6370-83 Нефть, Нефтепродукты И Присадки. Метод Определения механических примесей. (Дата введения: 01.01.1984).
 25. Quintero. R. Enhance ESP Performance in Sandy and Gassy Applications / R. Quintero, E. Reda y A. Malino // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2017. - Vol.1. - 1 - 8 с.
 26. Сандыга. М. Исследование Температурных Условий Образования органических отложений в продуктивном пласте при скважинной добыче парафинистой нефти / М. Сандыга у И. Стручков // Недропользование. - 2021. - Vol.1. - 1 -10 с.
 27. Соболева. Е. Анализ условий уобразования и методы борьбы с асфальтеносмолопарафиновыми отложениями в скважинах при добыче нефти на месторождениях Верхнего Прикамья / Е. Соболева // Геология: Нефтегазовое И Горное Дело. - 2013. - Vol.1. - 1 - 7 с.
 28. Гумеров. Р. Р. Разработка Эффективных Ингибиторов Асфальтосмолопарафиновых Отложений Асфальтенового Типа / Р. Р. Гумеров // Химическая Технология Топлива И Высокоэнергетических Веществ. - 2018. - Vol.1. - 1 - 19 с.
 29. Водопьянов. С.В. Технологический Регламент ООО «БРПО» / С.В.Водопьянов, Д.В.Тарабыкин и Л.Б.Бондарчук // БРПО. - 2016. - Vol.1. - 60 - 65 с.
 30. Voloshin. A. Scaling Problems in Western Siberia / A. Voloshin y R. Yukos // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2003. - Vol.1. - 1 - 8 с.
 31. Антониади. Д. Г. Проблема Солеотложения – Общие Принципы И Особенности Конкретных Решений / Д. Г. Антониади // Научный журнал КубГАУ. - 2013. - Vol.83. - 1 - 16 с.

32. Омельченко. Н. Н. Предупреждение И Ликвидация Отложений Солей При Добыче Нефти На Ключевом Месторождении / Н. Н. Омельченко , О. В. Савенок, А. М. Иолчуев // Науки О Земле. - 2011. - Vol.1. - 1 - 26 с.
33. Ладанов. С. Гибридные Гидрофобные Поверхности В Борьбе С Солеотложением / С. Ладанов у В. Тимошенко // Добыча Нефти И Газа. - 2020.- Vol.1. - 1 - 4 с.
34. Ф. Г. ИШМУРАТОВ. Полисахариды: Получение И Влияние На Ингибирование Солеотложения И Газогидратообразования / ИШМУРАТОВ. Ф. Г. // Уфимский Государственный Авиационный Технический Университет. - 2018. - Vol.1. - 22 - 54 с.
35. Мандеев. А. Методы Предупреждения Солеотложений / А. Мандеев у И. Гадельшин // Актуальные Проблемы Нефти И Газа. - 2019. - Vol.25. - 1 - 12 с.
36. Бриков. А. Нефтепромысловая Химия: Практическое Руководство По Борьбе С Образованием Солей / А. Бриков у А. Маркин // Delibri. - 2018. - Vol. 1. - 1 - 15 с.
37. Nicheм Brahmī. G. Recommended Solutions For Esp Installed In Very High Salinity Reservoirs / G. Nicheм Brahmī // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2016. - Vol.1. - 1 - 29 с.
38. Патин. С. Нефть И Экология Континентального Шельфа / С. Патин // Vnipro publishing. - 2017. - Vol.1
39. Иманалиева. Т. Контроль Содержания Примесей В Нефти / Т. Иманалиева // VII Всероссийская Научно-Практическая Конференция . - 2015. - Vol. 1. - 1 - 2 с.
40. Куличенко. П. Влияние Механических Примесей На Работу Нефтепромыслового Оборудования / П. Куличенко // Тюменский Индустриальный Университет. -2018. - Vol.1. - 1 - 3 с.

41. Хижняк. Г. Осложняющие Факторы При Разработке Ножовской Группы Месторождений Ооо «Лукойл-Пермь» / Г. Хижняк // Нефтегазовое И Горное Дело. - 2014. - Vol. 3. - 1 - 10 с.
42. Разумов А. И. Опыт Работы С Фондом Скважин, Подверженным Солеотложению На Рабочих Органах Уэцн, В Нгду «Сургутнефть» / А. И. Разумов // Инженерная практика. - Vol. 2. - 1 - 10 с.
43. Куличенко П. С. «Решение Проблемы Интенсивного Выноса Механических Примесей В Компании «Нис А.Д.» (Сербия) / П. С. Куличенко // Газпром. - 2016. - Vol.1. - 1 - 3 с.
44. I. Grekhov. Технология Выработки Трудноизвлекаемых Запасов Нефти Из Залежей С Высоким / I. Grekhov // АЪЛО. - Vol. 1. - 1-5 с.
45. Ишкинеев. Д. А. Обоснование И Совершенствование Комплекса Технологий Добычи, Сбора И Подготовки Высоковязкой Нефти Мелких Месторождений / Д. А. Ишкинеев // Уфа. - 2016. - Vol. 1. - 42 - 62 с.
46. Flatern. R. The Defining Series: Electrical Submersible Pumps / R. Flatern // Oilfield Review. - 2014. - 1 - 4 с.
47. Фельдштейна. Е. Охрана труда в машиностроении / Е. Фельдштейна // Москва. - 1997. - Vol.1. - 384.
48. Е. Бухаленко, В. Вершковой у Ш. Джафаров Нефтепромысловое оборудование / Е. Бухаленко В. Вершковой у Ш. Джафаров // Справочник Недр. - 1990.- Vol.1
49. Рознаука. Безопасность Выполнения Работ По Профессии / Roznauka.Org. 2022. - URL: <https://poznauka.org/s31441t1.html> (дата обращения: 16 04 2022).
50. Министерство Здравоохранения И Социального Развития. Приказ Минздравсоцразвития России. Россия, 2014.

51. ГОСТ 12.2.033-78 Рабочее место при выполнении работ стоя. Общие эргономические требования (Дата введения: 01.01.1979).
52. ГОСТ 12.2.032-78 Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования (Дата введения: 01.01.1979).
53. СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений (Дата введения: 01.10.1996).
54. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда. Шум (Дата введения: 01.11.2015).
55. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. (Дата введения: 28.12.2021).
56. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны (Дата введения: 28.01.2021).
57. ГОСТ 12.2.003-91 Оборудование Производственное (Дата введения: 01.01.1992).
58. ГОСТ 12.1.019-2017 Электробезопасность (Дата введения: 01.01.2019)
59. ГОСТ 12.1.005-88 Общие Санитарно-Гигиенические Требования К Воздуху Рабочей Зоны (Дата введения: 01.01.1989)
60. МЧС России Термины МЧС России 2022. - URL: <https://www.mchs.gov.ru/ministerstvo/o-ministerstve/terminy-mchs-rossii/term/486> (дата обращения: 17.04.2022).
61. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше.
62. ГОСТ 17.0.0.01-76 Система Стандартов В Области Охраны Природы И Улучшения Использования Природных Ресурсов (Дата введения 01.01.1977)
63. ГОСТ Р 14.13-2007 Оценка Интегрального Воздействия Объектов Хозяйственной Деятельности (Дата введения 01.01.2009)

64. Хаустов. А. Резвычайные Ситуации И Экологическая Безопасность В Нефтегазовом Комплексе / А. Хаустов // Электронный фонд правовых и нормативно технических документов. - 2014. - URL: <https://docs.cntd.ru/document/499075302?section=status> (дата обращения: 18.04.2022)

Приложение А

(справочное)

SELECTION AND JUSTIFICATION OF TECHNOLOGICAL REGIMES FOR THE OPERATION OF WELLS, INSTALLATIONS OF ELECTRIC CENTRIFUGAL PUMPS IN OIL FIELDS OF WESTERN SIBERIA

Студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ04	Росеро.С.А		

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.		

STUDY OF THE IMPACT OF THE GEOLOGICAL AND PRODUCTION CONDITIONS WITH THE PHYSICAL AND CHEMICAL PROPERTIES OF THE WELL PRODUCTS IN THE SELECTION OF THE ESP DESIGN

Formation, growth and change of GOR in the process of oilfield development.

Oil and gas production affects the choice of electric submersible pumping equipment and, in particular, the design of the mechanisms of such a system. Submersible electrical installation tends to decrease its efficiency as the GOR increases. The gas to oil ratio or known by its acronym as GOR, is an important consideration when choosing a system, if large volumes of gas pass through the electric submersible mechanism, there will be a reduction in the liquid lifting capacity. [1]



Figure 1 - gas solubility in relation to pressure at constant field temperature

The formation of gas in the field is shown in figure 1 notice that the solubility of gas at pressures above the bubble point pressure (P_b) is constant, so at these pressures gas does not develop in the field. In the pore space the mixture exists only as a liquid and moves down the wellbore. When the pressure drops below the bubbling pressure, gas begins to form in the reservoir and less gas remains in the liquid mixture. The difference between the solubility at the bubble point and the solubility at any pressure below the bubble point is the amount of gas that has been released into the pore space due to the pressure drop below the bubble point. [2]

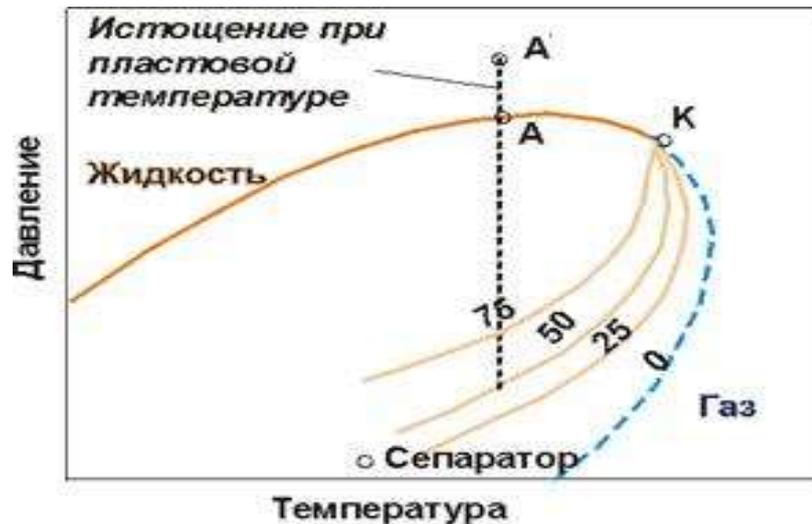


Figure 2 - phase diagram

The rock-forming pressure that places a formation in a single-phase zone is shown in figure 2 the conformation of the hydrocarbons generally remains constant, that is, in a single phase. However, when pressure pushes the reservoir below the layer, it is easier to produce gas, so the gas-oil ratio then varies, which means there is a subsequent change in saturation point, so the phase diagram will also change. A typical case occurs in a retrograde condensate reservoir, as the dew point is exceeded, condensation occurs and the liquid is trapped in the pores of the rock, so the hydrocarbon at the surface will have a lower liquid content and as a result an increase in the gas flow pressure is expected. [56]

Recently, in Western Siberia, several oil fields have begun the final stage of development, many of these fields are operating with a pressure tank higher than the saturation pressure of oil with gas, this is due to a significant increase in the amount of gas field about the value of design. Numerous field studies have shown that with an increase in water cut-off from production wells, the GOR also increases due to the release of gas into the formation water. [2]

From the point of view of the reservoir conditions, the following is noted: the water and oil injected into the reservoir create the diffusion of the light components of

the oil (nitrogen, carbon dioxide, methane, ethane, propane) into the reservoir water, so that the oil becomes more viscous, and the water is saturated with gas. [3]

It can be stated that increasing the water cut-off of oil wells not only causes an increase in the gas factor, but also affects the thermodynamic conditions of oil processing.

Many years of work experience in the operation of production wells in reservoirs of Western Siberia have shown that the change in GOR also depends on the amount of water entering the well, that is, if a large amount of water enters the well, the value of GOR becomes very critical. [4]

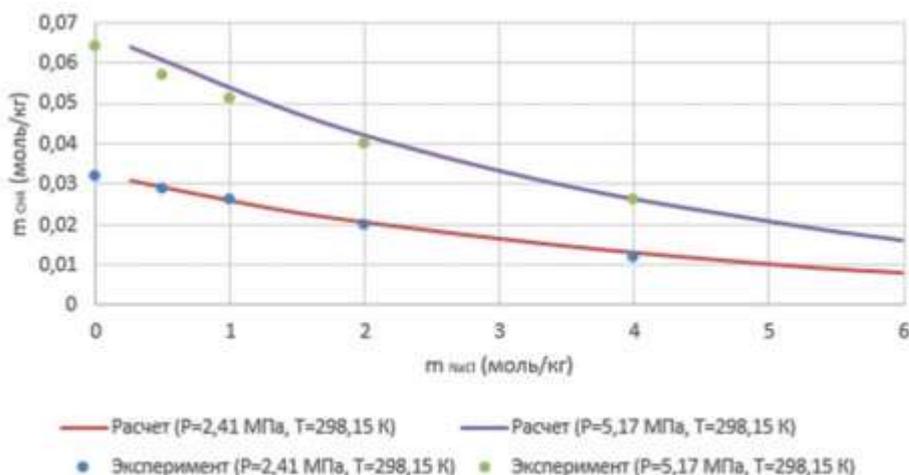


Figure 3 - the content of methane dissolved in water on the concentration of NaCl salt.

The increase in the concentration of salt in water is shown in Figure 3, note that the solubility of methane at a given temperature decreases. [4]

It is important to note that in Figure 3 the layer contains dissolved mineral salts, which affect the solubility of gases. Therefore, it is also necessary to indicate how mineral salts affect the GOR.

The graph in Figure 4 shows that the GOR tends to increase in wells that have been in production for several years. This indicates that with a change in water production by 9%, the GOR doubled - from 44 to 80 m³/m³. Thus, the gas that

dissolves in the formation water explains the growth of the field gas factor in fields with high water shear. [5]

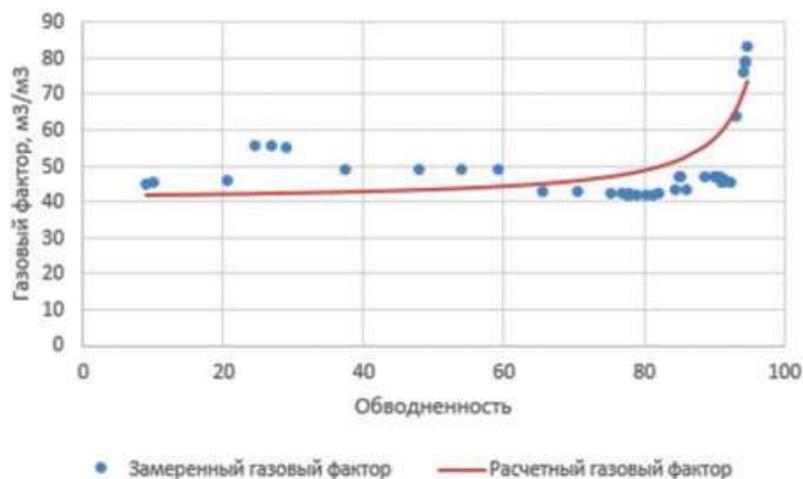


Figure 4 - GOR and water cut-off

The GOR also varies with temperature, according to the analysis of the collected production data, it was determined that in Western Siberia, a large part of its oil fields are in the last stages of development and over the course of 10-15 years the operating conditions have changed. [5]

The following points affect the temperature change of the fluid at the wellhead, for example:

a) As the flow rate of the fluid increases, the heat exchange between the fluid and the walls of the well causes the cooling rate of the fluid to gradually decrease.

b) The thermal conductivity is directly affected with the increase in the flow of water, because the conductivity of oil is twice lower than that of water, therefore an increase in water is reflected in an increase in the conductivity of the fluid.

c) With an increase in the depth of installation of the pump, the depth of the pipeline has to be increased, as a result of this there is a much greater fluid flow and less heat exchange with the ring and rocks.

d) When the dynamic level of the liquid in the ring decreases, the place of the empty volume will be occupied by a gas with a low thermal conductivity.

The analysis has confirmed that the temperature at the wellhead over the past 10-15 years has increased by an average of 5-10 °C, 5-8°C reducing the moment of heat exchange with the environment. It is also known that when the downhole temperature decreases by 5 °C, the GOR decreases on average by 2.7%, and with a decrease of 10 °C - by 5.6%. [6]

The gas factor is the ratio of the gas produced to the oil produced at a given time, and is expressed mathematically as follows: [7]

$$GOR = \frac{R_s * q_o + q_g}{q_o} = R_s + \left(\frac{k_{rg}}{k_{ro}} \right) * \left(\frac{\mu_o * \beta_o}{\mu_g * \beta_g} \right)$$

where:

q_g – gas flow rate

β_g – gas volume factor

q_o –oil production rate

β_o –oil volume factor

R_s – solubility relationship

k_{rg} – relative gas permeability

k_{ro} – oil relative permeability

μ_o –viscosity of oil.

μ_g –viscosity of the gas.

The GOR is directly proportional to the increase in solubility or an increase in the gas flow rate. As a result, the GOR decreases if the oil flow rate increases, this is

because these values are inversely proportional. When it comes to viscosity and relative permeability values of gas and oil, a relationship with GOR can be easily explained by examining figure 5. [8]

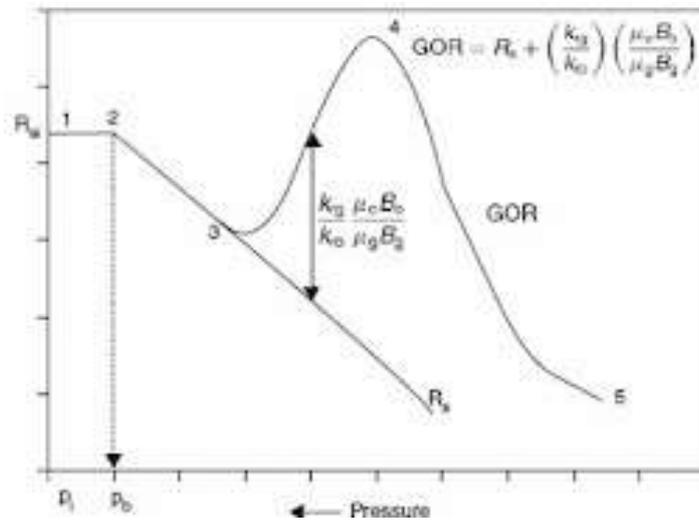


Figure 5- GOR and pressure

Notice that the behavior of GOR as a function of pressure and R_s . It is observed that in the period from point one to point two the reservoir does not release gas, so the GOR is R_s at the bubble point. While the pressure continues to decrease, it reaches a level below the bubble point where it is between points two and three, at these points the formation has released part of the gas, but it is a stationary gas, since it has not reached its critical saturation point, so in this case the GOR equals R_s . When a gas reaches critical saturation, it becomes a mobile gas, expressed as a range of points three, four, and five, where the GOR equals the gas in the oil solution plus the mobile or free gas in the reservoir. Analyzing the equation, it can be concluded that the values that increase the GOR are the following: k_{rg} , μ_o , β_o . and values that, when the GOR increases or decreases, are equal to k_{ro} , μ_g , β_g [8]

Figure 6 shows that at the beginning of the development of the field, the conditions can be found in static equilibrium, before the production process. After the movement of gas, oil and water through the layers, these elements are distributed in relation to their density, that is, gas flows up, then the oil flows down in between, and

finally the water flows down. The presence of free gas, as mentioned above, is at this moment at the top of the reservoir, this is phenomena is commonly known as the gas cap. [8]

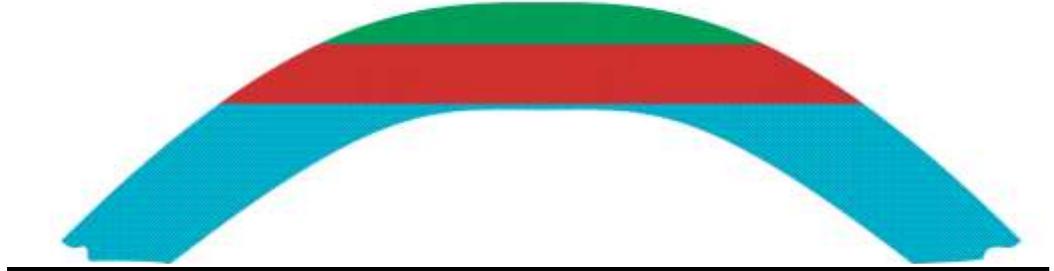


Figure 6 - types of layers in the reservoir

In the production process, the equilibrium in the reservoir starts to become unstable, since pressure gradients begin to form, taking especially high values in the production zone of the well. There are conditions under which this can lead to excessive gas production and, as a result, decreased or unstable oil production. [9]

However, if gas enters the well, which comes from the formation of a gas cone in small amounts, it increases natural gas production and also stimulates oil production instead of reducing it. In an oil well production environment where there is a risk of gas coning, it is important to understand the conditions that favor gas coning. Coning and cone gas production is a dynamic phenomenon associated with both well and field dynamics. [9]

When the production of the well begins, pressure gradients begin to form, which leads to a change in the shape of the initial phase boundary conditions (gas-oil contact), which leads to the formation of cones in the boreholes of the well through which oil is extracted. The pressure gradients are defined as the pressure difference between the well and the reservoir, if the pressure gradients exceed a certain level, an expansion of gas can occur in the well, causing the destabilization of the reservoir by

decreasing oil production and disproportionately increasing gas production. Figure 7 illustrates the formation of a gas cone. [10]

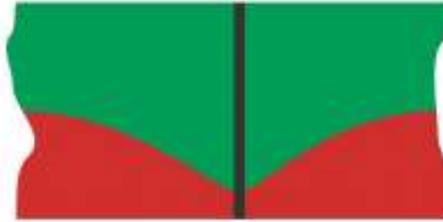


Figure 7 - the process of formation of gas cones.

The natural flow of gas into the oil producing area of the field, as production progresses, gas replaces oil until only gas is produced, usually these gas tongues form when gas is injected into the field. [11]

Table 3 summarizes the conditions after each action taken to mitigate the severe gas interference problem at SK-0178. Appropriate for ESP wells with high gas content is to configure the drive to operate in motor current feedback mode.

Table 3 - Comparison of results

№	Actions	Production	HSE concerns	Price	Resources	ESP operation	conclusions
1	Initial state	Less than half of normal production (< 60 bbl/d)	No	No	Field operator, daily visit and restart esp	daily shutdown	Poor performance can potentially damage the esp
2	Daily annular gas ventilation	Normal production (120-160 bpd)	Environmental problem: discharge of associated gases into the environment Safety issue: no gas flared due to proximity of road to villagers	Residual gas produced (200 kcf/d)	Daily field operator visit to manually release gas from the annulus	Normal operation, all esp parameters are normal	regular production
3	pip reverse connection mode	40 - 66 barrels per day	No	No	No	It works continuously but with particularly variable	Low performance

						parameters (frequency, motor, load pip).	
4	Current operating mode	115 – 120 barrels per day	No	No	No	Normal operation, all esp parameters are normal.	regular production

It can be seen that the motor current feedback mode for ESP wells with a high level of gas of interference could cause the following issues:

- Short-term shutdown or frequent shutdown of ESP due to insufficient load. Therefore, it is very important to keep the performance within its normal speed.
- There are potential health and safety problems for personnel due to the venting of gas from the annular space to atmosphere.

With feedback mode, we can list following advantages:

- It Continues to produce valuable associated gas at the gathering station without causing ESP problems.
- Mitigates the need for field operator visits to both restart ESP and purge gas in the annulus.
- The implementation of the ESP motor running in current feedback mode simplifies and improves the mitigation of potential gas lock in the well pump producing high gas.

Conclusions

The gas factor is considered a problem for the operation of the electro-submersible installation, since an increase in the gas factor causes a decrease in the efficiency of the installation because the pump loses the ability to raise the oil.

In the production of oil, it is advisable to avoid the production of gas during the use of the electro-submersible installation, so it is not recommended to exceed the established production limit since it can cause the formation of a gas cone. Excess gas

can also be present at the time of producing oil, when the bubble pressure is reached at that time oil and gas will be produced.

The gas factor also depends on the temperature and the amount of water that is produced together with the oil, in practical cases it has been shown that the water cut and the temperature are directly proportional to the amount of gas produced.

References

4. Gulyaeva N.A. Growth In Current Gas-Oil Ratio. Influence Of Gas Dissolved In Water On Total Volume Of Gas Produced From Production Fluid / N.A. Gulyaeva // Территория Нефтегаз. - 2013. - Vol. 9. - 50 -57 с.
5. Imashev R.N. On Gas Factor Change In The Process Of Arlanskoye Field Exploration / R.N. Imashev // Нефтяное Хозяйство. - 2016. - Vol. 8. - P. 122 -125.
8. Sturm .L. Dynamic Reservoir Well Interaction / .L. Sturm // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2004. - Vol. 1. - 1 - 13 с.
9. Tseytlin. S. New Technology Of Optimization Of Production Of Liquid Hydrocarbons From Reservoirs Containing Oil Or Condensate With High Gor And Oil Fringes Of The Gas Formations / S. Tseytlin // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2016. - Vol. 1. - 1 - 12 с.
11. Krylov. I. Efficiency Analysis of ESP Lifted Wells in the Context of Virtual Flow Metering / I. Krylov, S. Budennyy, R. Khabibullin, A. Loginov, A. Andrianova, O. Kobzar y A. Margarit // Society of Petroleum Engineers (SPE). - 2017. - Vol 1. - 1-10 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ 1

(справочное)

Таблица 18 – Амортизационные отчисления, млн руб.

Год	Станция управления с частотно-регулируемым приводом	Силовой кабель	Обратный клапан	Центробежный насос	Газосепаратор	Гидрозащита	Кабельный удлинитель	Двигатель	Монтаж УЭЦН	ТМС	Фильтры	Прочее оборудование	Природоохранные мероприятия	Итого
Значения	0,11	0,03	0,02	3,90	0,60	1,87	3,23	3,52	0,60	0,47	2,06	1,43	0,72	18,54
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	0,02	0,00	0,00	0,56	0,09	0,27	0,46	0,50	0,04	0,09	0,29	0,07	0,04	2,32
2024	0,02	0,00	0,00	0,56	0,09	0,27	0,46	0,50	0,04	0,09	0,29	0,07	0,04	2,32
Итого	0,03	0,01	0,00	1,11	0,17	0,53	0,92	1,01	0,08	0,19	0,59	0,14	0,07	4,65

ПРИЛОЖЕНИЕ 2

(справочное)

Таблица 20 – Эксплуатационные затраты, млн руб.

Годы	Текущие затраты						Налоги, включаемые в себестоимость				Итого, млн руб.
	Всего	в т.ч.:					Всего	в т.ч.:			
		заработная плата	содержание и эксплуатация оборудования	общепроизводственные расходы	амортизация основных фондов	прочие		НДПИ	Страховые взносы	прочие	
2022	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00
2023	43,95	5,33	18,47	3,26	2,32	14,56	522,72	507,22	2,00	13,50	680,00
2024	45,27	5,33	19,14	3,38	2,32	15,09	501,03	485,68	2,00	13,36	655,57
Итого:	89,22	10,67	37,61	6,64	4,65	29,66	1 023,75	992,90	3,99	26,86	1 335,57