

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на Останинской группе месторождений (Томская область)
УДК 622.276.53:621.67-83(571.16)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Аленичев Вячеслав Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

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

Томск – 2021 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 организывает совещания, деловые беседы,

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

Общепрофессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Категория компетенций	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Применение фундаментальных знаний	ОПК(У)-1. Способность решать производственные и (или) исследовательские задачи на основе фундаментальных знаний в нефтегазовой области	И.ОПК(У)-1.1. Демонстрирует навыки физического и программного моделирования отдельных фрагментов процесса выбора оптимального варианта для конкретных условий И.ОПК(У)-1.2. Использует фундаментальные знания профессиональной деятельности для решения конкретных задач нефтегазового производства И.ОПК(У)-1.3. Анализирует причины снижения качества технологических процессов и предлагает эффективные способы повышения качества производства работ при выполнении различных технологических операций
Техническое проектирование	ОПК(У)-2. Способен осуществлять проектирование объектов нефтегазового производства	И.ОПК(У)-2.1. Использует знание алгоритма организации выполнения работ в процессе проектирования объектов нефтегазовой отрасли И.ОПК(У)-2.2. Формулирует цели выполнения работ и предлагает пути их достижения И.ОПК(У)-2.3. Выбирает соответствующие программные продукты или их части для решения конкретных профессиональных задач
	ОПК(У)-3. Способность разрабатывать научно-техническую, проектную и служебную документацию, оформлять научно-технические отчеты, обзоры, публикации, рецензии	И.ОПК(У)-3.1. Анализирует информацию и составляет обзоры, отчеты И.ОПК(У)-3.2. Владеет навыками аналитического обзора при подготовке рефератов, публикаций и не менее 50 источников при подготовке магистерской диссертации
Работа с информацией	ОПК(У)-4. Способность находить и перерабатывать информацию, требуемую для принятия решений в научных	И.ОПК(У)-4.1. Определяет основные направления развития инновационных технологий в нефтегазовой отрасли

	исследованиях и в практической технической деятельности	И.ОПК(У)-4.2. Обрабатывает результаты научно-исследовательской, практической технической деятельности, используя имеющееся оборудование, приборы и материалы
Исследование	ОПК(У)-5. Способность оценивать результаты научно-технических разработок, научных исследований и обосновывать собственный выбор, систематизируя и обобщая достижения в нефтегазовой отрасли и смежных областях	И.ОПК(У)-5.1. Определяет на профессиональном уровне особенности работы различных типов оборудования и выявление недостатков в его работе И.ОПК(У)-5.3. Интерпретирует результаты лабораторных и технологических исследований применительно к конкретным условиям
Интеграция науки и образования	ОПК(У)-6. Способность участвовать в реализации основных и дополнительных профессиональных образовательных программ, используя специальные научные и профессиональные знания	И.ОПК(У)-6.1. Демонстрирует знания основ педагогики и психологии И.ОПК(У)-6.2. Демонстрирует умение общаться с аудиторией, заинтересовать слушателей

Профессиональные компетенции выпускников и индикаторы их достижения

Область и сфера профессиональной деятельности	Задача профессиональной деятельности	Основание - профессиональный стандарт, анализ опыта, форсайт	Код и наименование компетенции	Индикаторы достижения компетенции
Тип задач профессиональной деятельности: педагогический				
1 «Образование и наука» (в сфере научных исследований)	1. Разработка методических материалов, для обеспечения подготовки и аттестации специалистов	01.004 Профессиональный стандарт «Педагог профессионального обучения, профессионального образования и дополнительного профессионального образования», утвержденный приказом Министерства труда и социальной защиты Российской Федерации от 8 сентября 2015 г. № 608н (зарегистрирован Министерством юстиции Российской Федерации 24 сентября 2015 г., регистрационный № 38993) ОТФ Г Научно-методическое и учебно-методическое обеспечение реализации программ профессионального обучения	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

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 нефтегазового промышленного 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»		
	4. Организация и контроль за проведением геолого-промысловых работ	19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ»	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
			ПК(У)-4. Способен обеспечивать безопасную и эффективную эксплуатацию и работу технологического оборудования нефтегазовой отрасли	И.ПК(У) -4.1. Обеспечивает эффективную эксплуатацию технологического оборудования, конструкций, объектов, агрегатов, механизмов в процессе добычи углеводородного сырья в соответствии с требованиями нормативной документации

			ПК(У)-5. Способен участвовать в управлении технологическими комплексами, принимать решения в условиях неопределенности	И.ПК(У) - 5.1. Руководит персоналом подразделений по добыче углеводородного сырья и геолого-промысловых работ в процессе разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений
Тип задач профессиональной деятельности: научно-исследовательский				
19 Добыча, переработка, транспортировка нефти и газа	1.Составление текущих и перспективных планов по проведению геолого-промысловых работ 2.Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ (НИР) 3.Разработка плановой, проектной и методической документации для геолого-промысловых работ	19.007 Профессиональный стандарт «Специалист по добыче нефти, газа и газового конденсата» (Утвержден приказом Минтруда России от 03.09.2018 № 574н); ОТФ Е «Руководство работами по добыче углеводородного сырья» 19.021 Профессиональный стандарт «Специалист по промысловой геологии» (Утвержден приказом Минтруда России от 10.03. 2015 № 151н); ОТФ В «Организация геолого-промысловых работ» ОТФ С «Разработка и контроль выполнения производственных планов и программ научно-исследовательских работ»	ПК(У)-6. Способен применять полученные знания для разработки и реализации проектов и научно-исследовательских работ различных процессов производственной деятельности на основе методики проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов	И.ПК(У) -6.1. Разрабатывает текущее и перспективные планы по эффективному проведению геолого-промысловых работ и добыче углеводородного сырья на основе методик и требований проектирования в нефтегазовой отрасли, а также инструктивно-нормативных документов
			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	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

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

Школа Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.04.01. Нефтегазовое дело
 Отделение школы (НОЦ) Нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП

Зятиков Павел
 Николаевич

 (Подпись) (Дата) (Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Аленичеву Вячеславу Юрьевичу

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на Останинской группе месторождений (Томская область)	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	№97-3/с от 07.04.2021

Срок сдачи студентом выполненной работы:	07.06.2021
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	Пакет геологической и геофизической информации по Северо-Останинскому нефтегазоконденсатному месторождению, тексты и графические материалы проектных документов, фондовая, периодическая, специальная и учебная литература.
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	Введение Глава 1 Общие сведения об установке электроцентробежного насоса, осложнения при ее эксплуатации Глава 2 Геолого-геофизическая характеристика месторождения Глава 3 Оценка эффективности эксплуатации скважин на Северо-Останинском месторождении

	Глава 4 Повышение эффективности эксплуатации скважин на Северо-Останинском месторождении Глава 5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Глава 6 Социальная ответственность Заключение Список использованных источников Приложение А. Problems associated with the operation of wells with electric submersible pumps (analysis)
Перечень графического материала	Обзорная карта участка месторождения

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент	Романюк В.Б., к.э.н, доцент ОНД ИШПР
Социальная ответственность	Сечин А.И., д.т.н, профессор ООД ШБИП
Иностранный язык	Уткина А.Н., к.филос.н, доцент ОИЯ ШБИП

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

Раздел на английском языке: Приложение А. Problems associated with the operation of wells with electric submersible pumps (analysis)

Разделы на русском языке: реферат, введение, заключение, главы 1-6

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	15.03.2021
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОНД	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Аленичев Вячеслав Юрьевич		

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

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Аленичев Вячеславу Юрьевичу

Инженерная школа	Природных ресурсов	Отделение	Нефтегазового дела
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

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

<i>Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих</i>	<i>Стоимость внедрения устройства «Погружной сепаратор механических примесей» на Северо-Останинском месторождении</i>
<i>Нормы и нормативы расходования ресурсов</i>	<i>Доля единовременных и переменных затрат, стоимость проведения ГТМ</i>
<i>Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования</i>	<i>Ставка налога на прибыль 20 %; Страховые взносы 30%; Налог на добавленную стоимость 20%</i>

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

<i>Оценка коммерческого потенциала, перспективности и альтернатив проведения НИ с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения</i>	<i>Расчет системы показателей, отражающих эффективность мероприятий применительно к условиям рыночной экономики, с включением в экономические расчеты платежей и налогов</i>
<i>Планирование и формирование бюджета научных исследований</i>	<i>Планирование затрат на установку погружных сепараторов механических примесей на Северо-Останинском месторождении</i>
<i>Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования</i>	<i>Анализ эффективности применения погружных сепараторов механических примесей на Северо-Останинском месторождении и расчет показателя экономической эффективности</i>

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. Расчетные формулы
2. Таблицы:
 - Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования;
 - Исходные данные для расчета экономических показателей.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	07.03.2021
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Романюк Вера Борисовна	к.э.н, доцент		27.03.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Аленичев Вячеслав Юрьевич		27.03.2021

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
2БМ93	Аленичеву Вячеславу Юрьевичу

Школа	ИШПР	Отделение школы	ОНД
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	21.04.01 «Нефтегазовое дело» / «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Тема дипломной работы: «Повышение эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на Останинской группе месторождений (Томская область)»

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования данной ВКР является Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности •специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; •организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны.	Специальные правовые нормы трудового законодательства: Трудовой кодекс Российской Федерации
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения: 2.2 Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения:	Вредные факторы: – отклонение показателей климата на открытом воздухе; – недостаточная освещенность; – повышенный уровень шума и вибраций; – повышенная загазованность воздуха рабочей среды. Опасные факторы: – электробезопасность, поражение электрическим током; – пожарная безопасность; – механические опасности. – сосуды и аппараты под высоким давлением.
3. Экологическая безопасность:	Атмосфера: выбросы в атмосферу оксидов углерода и азота, метана. Гидросфера: промышленные стоки, проникание загрязненной дождевой воды в грунт. Литосфера: загрязнение почвы химическими веществами.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях:	Возможные ЧС: пожар, взрыв ЛВЖ; утечка токсичных и взрывоопасных веществ; Наиболее вероятные ЧС: пожар, взрыв и утечка вредных, токсичных веществ.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	26.02.2021
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Профессор	Сечин Александр Иванович	д.т.н., профессор		26.02.2021

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Аленичев Вячеслав Юрьевич		26.02.2021

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа 125 страниц, 28 рисунков, 17 таблиц, 45 источников, 1 приложение.

Ключевые слова: Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение, нефть, установка электроцентробежного насоса, залежь, добыча, осложнения.

Объектом исследования является Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область).

Область применения: может быть применена в технологии добычи нефти и газа на нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождениях.

Цель работы – поиск возможности повышения эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на примере Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Методы исследования: сравнительный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях осложняющих факторов.

В процессе исследования проведен анализ текущего состояния разработки скважин Северо-Останинского месторождения, а также рассмотрены технологии и осуществлен подбор мероприятий по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов.

Рассмотрены конструктивные, технологические и технико-эксплуатационные характеристики насосов для добычи нефти, различные способы борьбы с повышенным выносом механических примесей и коррозией оборудования. Приведены рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежного насоса.

Экономическая эффективность/значимость работы заключается в разработке мероприятий по повышению эффективности эксплуатации установок электроцентробежных насосов, которые позволяют решить

проблему: с заклиниванием установок, снижение отказов по причине коррозии оборудования, повышение наработки электропогружного оборудования.

Полученные в диссертации результаты могут быть использованы при выборе режимов эксплуатации установок электроцентробежных насосов в осложненных условиях и проблемных участках, а также могут быть использованы для оптимизации работы установки.

ОБОЗНАЧЕНИЯ И СОКРАЩЕНИЯ

В настоящей работе применены следующие сокращения:

АСПО – асфальтосмолопарафиновые отложения;

ПАВ – поверхностно-активные вещества;

ГЖС – газожидкостная смесь;

КИН – коэффициент извлечения нефти;

УЭЦН – электроцентробежная насосная установка;

ЭЦН – электроцентробежный насос;

НКТ – насосно-компрессорные трубы;

ПЭД – погружной электродвигатель;

МРП – межремонтный период;

СНО – средняя наработка на отказ;

ТМС – термоманометрическая системы;

СИЗ – средства индивидуальной защиты;

АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка;

ПСМ – сепаратор механических примесей;

НДПИ – налог на добычу полезных ископаемых;

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	18
1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ	20
1.1 Установка погружного электроцентробежного насоса	20
1.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН	22
1.3 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН	25
2. ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ	29
2.1 Общие сведения о месторождении	29
2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов	30
2.3 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды	31
2.4 Запасы нефти	33
2.5 Текущее состояние разработки месторождения	34
3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	36
3.1 Виды отказов	36
3.2 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН	37
3.3 Межремонтный период	40
3.4 Нарботка на отказ	41
3.5 Анализ отказов установок электроцентробежного насоса на Северо-Останинском месторождении	42
4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	46
4.1 Основные осложняющие факторы на Северо-Останинском НГКМ	46
4.1.1 Механические примеси	46
4.1.2 Газовый фактор	47
4.1.3 Асфальтосмолопарафиновые отложения	48
4.2 Технические средства для повышения эффективности эксплуатации скважин	49
4.2.1 Способы борьбы с механическими примесями	49
4.2.2 Способы борьбы с АСПО	54

4.2.3 Способы борьбы с высоким газосодержанием	58
4.2.4 Способы борьбы с коррозией	60
4.3 Расчетная часть	63
5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ	74
5.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения	74
5.2 Расчёт дополнительной добычи	76
5.3 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений	77
5.4 Расчёт эксплуатационных затрат	78
5.5 Расчет экономического эффекта мероприятия	80
6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ	84
6.1 Производственная безопасность	84
6.2 Вредные факторы	86
6.2.1 Анализ показателей микроклимата	86
6.2.2 Анализ загазованности воздуха рабочей среды	87
6.2.3 Анализ уровня шума	87
6.2.4 Анализ уровня вибрации	88
6.2.5 Анализ освещенности	88
6.2.6 Расчет потребного воздухообмена	89
6.3 Опасные факторы	91
6.3.1 Сосуды и аппараты под давлением	91
6.3.2 Электробезопасность	92
6.3.3 Пожаробезопасность	93
6.3.4 Механические повреждения	95
6.4 Экологическая безопасность	96
6.4.1 Защита атмосферы	96

6.4.2 Защита гидросферы	97
6.4.3 Защита литосферы	98
6.5 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях	99
6.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства	100
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	102
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ	104
Приложение А	109

ВВЕДЕНИЕ

В России большая часть углеводородов добывается механизированным способом. На сегодняшний день большая часть УЭЦН работает в условиях, когда добываемая жидкость содержит: большое количество механических примесей, свободный газ и АСПО. В таких условиях качественная работа центробежных насосов становится проблематичной. На сегодняшний день любая нефтяная компания ставит перед собой задачи правильного подбора глубинно-насосного оборудования и расчета оптимальных условий его эксплуатации, продлевающих межремонтный период работы установок. Учитывая все проблемы, подбор оборудования к данным условиям ведется методом выбора технологий, позволяющих понизить воздействие высокого газового фактора, большого содержания механических примесей и АСПО.

Объектом исследования является Северо-Останинское нефтегазоконденсатное месторождение (Томская область).

Предметом исследования являются скважины Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения, оборудованные УЭЦН, осложненные различными факторами.

Цель работы – поиск возможности повышения эффективности эксплуатации скважин с применением установок электроцентробежных насосов на примере Северо-Останинского нефтегазоконденсатного месторождения.

Методы исследования: сравнительный анализ работы скважин, оборудованных УЭЦН, в условиях осложняющих факторов.

Задачи работы:

- Дать детальное представление об УЭЦН, изучить основные факторы (причины), осложняющие работу УЭЦН, приводящие к его поломкам, описать некоторые способы уменьшения вредного воздействия этих факторов.

– Анализ современного оборудования и технологий, направленных на повышение эффективности эксплуатации скважин в осложненных условиях Северо-Останинского НМ;

– Предложение технологических и технических решений по повышению эффективности эксплуатации скважин, оборудованных УЭЦН.

– Произвести подбор оборудования УЭЦН в скважине, в условиях Северо-Останинского НМ.

Научная новизна и практическая значимость работы заключаются в том, что:

- Были определены основные принципы повышения эффективности эксплуатации скважин установками погружных электроцентробежных насосов для Северо-Останинского месторождения;

- Проведен анализ состояния разработки месторождения;

- Проведен расчет и выбрано оптимальное погружное оборудование УЭЦН.

1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ ОБ УСТАНОВКЕ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА, ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЕЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Ошибка! Закладка не определена.

1.1 Установка погружного электроцентробежного насоса

Подъем жидкости из скважины осуществляется за счет работы электроцентробежного насоса, функциональная схема которого представлена на рисунке 1.1 [1]. Установка УЭЦН состоит из погружного насосного агрегата (электродвигателя с гидрозащитой и насоса), кабельной линии (круглого или плоского кабеля с муфтой кабельного ввода), колонны НКТ, оборудования устья скважины и наземного электрооборудования: трансформатора и станции управления.

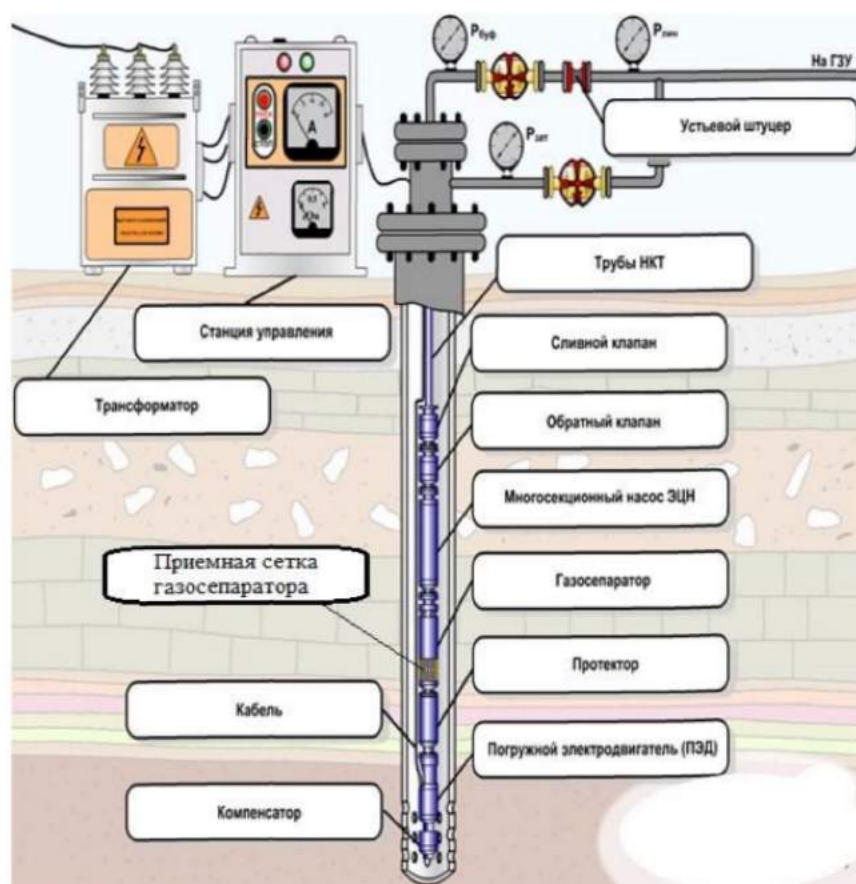


Рисунок 1.1 – Принципиальная схема устройства УЭЦН

Физический принцип работы данного насоса основан на сообщении определенной кинетической энергии от вращающегося на валу рабочего колеса (рис. 1.2), имеющего полые каналы, к потоку движущейся жидкости, которая в результате получения ускорения движется вверх вдоль стенок направляющего аппарата.

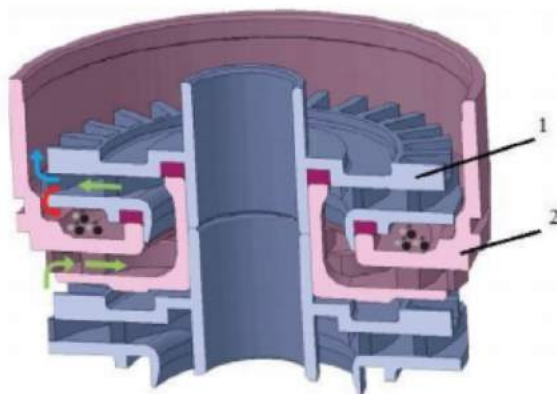


Рисунок 1.2 – Движение потока жидкости в ступени ЭЦН

Затем жидкость последовательно поступает в следующий направляющий аппарат и рабочее колесо, приобретая новую порцию кинетической энергии. Рабочая пара колесо – направляющий аппарат называется ступенью ЭЦН. Ступени (рис. 1.3) расположены в секциях ЭЦН. Жидкость в секции попадает через приемную сетку газосепаратора. Таким образом, при подъеме жидкости происходит превращение кинетической энергии движения жидкости, в потенциальную энергию столба этой жидкости. После прохождения секций ЭЦН жидкость через обратный и спускной клапаны попадает в НКТ и движется по ней вверх, до устья скважины. Источником вращательного движения вала, на который насажены рабочие колеса, и все остальные вращающиеся элементы установки, является погружной асинхронный трехфазный электродвигатель. Управление асинхронным двигателем осуществляется при помощи находящейся на поверхности станции управления. Ток к двигателю подается через кабельную линию с поверхности.



Рисунок 1.3 – Секция ЭЦН

1.2 Оборудование скважин, эксплуатируемых с помощью УЭЦН

Установка электроцентробежного насоса включает в себя следующие элементы [2]:

- наземное оборудование (трансформаторная подстанция, станция управления, устьевое оборудование скважины);
- подземное оборудование (погружной центробежный насос, погружной электродвигатель с гидрозащитой, которые спускаются в скважину на колонне насосно-компрессорных труб, и кабельная линия).

Погружной электроцентробежный насос – это центробежный насос, состоящий из нескольких модуль-секций, которые в свою очередь состоят из множества ступеней (направляющих аппаратов) и большого количества рабочих колёс, собранных на валу и заключенных в стальной корпус (трубу).

Для освоения скважины с получением требуемой нормы отбора жидкости, в оптимальном режиме работы и получения наибольшего экономического эффекта индивидуально подбираются необходимые типоразмеры и параметры насоса, погружного электродвигателя с гидрозащитой кабеля, диаметр насосно-компрессорных труб и глубина спуска насоса.

Обычно, в состав насоса входит нижняя секция с приёмной сеткой, средняя и верхняя секции, причём средних секций может быть несколько. Длина насоса определяется числом рабочих ступеней, количество которых определяется основными параметрами насоса – подачей и напором

Модуль – секция насоса состоит из следующих основных частей:

корпус, вал, пакет ступеней (рабочие колёса и направляющих аппараты).

Принцип работы насоса заключается в следующем:

Жидкость, всасываемая через приемный модуль, поступает на направляющие аппараты (лопасти вращающегося рабочего колеса), под действием которых она разгоняется, приобретая скорость и давление и под действием возникающей центробежной силы через неподвижные каналы переменного сечения аппарата направляется к следующей ступени. Вследствие создаваемого разрежения, в освободившееся пространство вновь устремляется жидкость и цикл повторяется. Таким образом, жидкость получает приращение напора от ступени к ступени. Рабочие колёса и направляющие аппараты установлены последовательно.

Входной модуль предназначен для приема и подвода скважинной жидкости в насос, а также грубой очистки её от механических примесей. При откачивании скважинной жидкости, с содержанием свободного газа больше, чем 25% (по объему), между входным модулем и модулем – секцией устанавливается газосепаратор.

Входной модуль состоит из корпуса с отверстиями для прохода скважинной продукции, вала, приёмной сетки и шлицевой муфты, служащей для соединения с другими модулями. Верхняя часть модуля присоединяется к секции насоса, а нижняя часть к протектору, с помощью подшипников скольжения вала и шпилек.

Обратный клапан служит для предотвращения слива столба жидкости, находящейся в НКТ, а вследствие этого предотвращения обратного вращения рабочих колес насоса под воздействием столба жидкости в напорном трубопроводе при остановках насоса и облегчения его повторного запуска. Он устанавливается между верхней секцией насоса и сливным клапаном.

Сливной (спускной) клапан предназначен для слива жидкости из колонный насосно-компрессорных труб при подъеме насоса из скважины.

Погружные асинхронные двигатели (ПЭД) в зависимости от мощности

изготавливаются одно- и двухсекционными. В зависимости от типоразмера питание электродвигателя осуществляется напряжением от 380 до 2300 В. Рабочая частота переменного тока составляет 50 Гц. Погружной электродвигатель (ПЭД) – трёхфазный, асинхронный с короткозамкнутым ротором, маслозаполненный и герметичный. Протектор и компенсатор соединены с электродвигателем при помощи шпилек и гаек. Вал электродвигателя с валом протектора соединяется через шлицевую муфту. Внутренняя полость двигателя герметична и заполнена диэлектрическим маслом. В головке электродвигателя имеется разъем электрического и механического соединения с питающим электрическим кабелем. При подаче напряжения по кабелю вал двигателя приводится во вращение и через шлицевую муфту вращает вал насоса. Верхний конец протектора приспособлен для стыковки с погружным насосом.

Гидрозащита двигателя представляет собой специальное устройство, состоящее из протектора и компенсатора. Она предназначена для:

- защиты внутренней полости двигателя от проникновения в неё пластовой жидкости;
- компенсации теплового изменения объема масла во внутренней полости двигателя;
- выравнивания давления во внутренней полости двигателя с давлением пластовой жидкости в скважине;
- предотвращения утечек масла при передаче крутящего момента от вала электродвигателя к насосу.

Для подачи переменного тока к погружному электродвигателю служит кабельная линия, состоящая из основного питающего кабеля (круглого или плоского) и плоского кабеля-удлинителя с муфтой кабельного ввода. Соединение основного кабеля с кабелем-удлинителем обеспечивается неразъемной соединительной сработкой. Кабель-удлинитель, проходящий вдоль насоса, имеет уменьшенные наружные размеры по сравнению с основным

кабелем.

Из наземного электрооборудования установки наиболее важными элементами являются трансформатор и станция управления.

Трансформаторы трехфазные силовые масляные серии ТПМН, ТМПНГ служат для повышения напряжения до величины рабочего напряжения ПЭД с учётом потерь в кабеле.

Станция управления предназначена для пуска и остановки насоса, а также для защиты от аварийных режимов. Например, в случае резкого возрастания силы тока (это наблюдается, в частности, при заклинивании вала погружного насосного агрегата) защита по перегрузке отключает установку. При существенном падении силы тока (например, вследствие срыва подачи насоса из-за вредного влияния свободного газа) станция управления, имеющая защиту по недогрузке, также отключает УЭЦН. В станциях управления предусмотрены ручной и автоматический режим работы.

Термоманометрическая система типа ТМС предназначена для контроля ряда технологических параметров скважин, оборудованных установками погружных центробежных электронасосов типа УЭЦН, и защиты погружных агрегатов от аномальных режимов работы при перегреве ПЭД или снижении давления жидкости на приеме насоса ниже допустимого. Система ТМС состоит из скважинного преобразователя, трансформирующего давление и температуру в частотно-манипулированный электрический сигнал, и наземного прибора, выполняющего функции блока питания, усилителя – формирователя сигналов и устройства управления режимом работы погружным насосом по давлению и температуре [1].

1.3 Факторы, влияющие на эксплуатацию УЭЦН

Как известно, на сегодняшний день большинство нефтяных месторождений РФ находится на 3 и 4 стадии разработки. Увеличивается

малодебитный фонд скважин, условия извлечения углеводородов становятся все сложнее. На территории Западной Сибири большинство скважин имеет глубины более 2 км, причем стволы скважин имеют значительные отклонения углов от вертикали. Помимо этого, извлекаемая нефть зачастую имеет высокое количество растворенного газа, механических примесей, смол. Пластовые воды содержат большое количество солей, которые негативно сказываются на работе оборудования. Эти и многие другие негативные факторы приводят к осложнениям работы УЭЦН и преждевременным выходам оборудования из строя. Причем стоит отметить, что технологии, используемые в изготовлении УЭЦН, постоянно совершенствуются, однако одновременно усложняются и условия работы насосов [3].

Факторов, влияющих на работу УЭЦН, очень много: начиная от конструкции скважины, до процессов, проходящих в самом пласте. Совокупность всех осложнений приводит к резкому снижению эффективности работы УЭЦН. В связи с этим становятся актуальными разработки по повышению показателей работы насоса. Все факторы, влияющие на работу УЭЦН, можно разделить на группы. Геологические (газ, вода, отложение солей и парафина, наличие мех. примесей в добываемой из пласта жидкости), поскольку своим происхождением они обязаны условиям формирования залежи, и факторы, обусловленные конструкцией скважины или УЭЦН (диаметр эксплуатационных колонн, кривизна скважин, глубина спуска, исполнение узлов и деталей УЭЦН). В зависимости от того, какое воздействие они производят на технико-экономические параметры эксплуатации скважин, каждая группа в свою очередь делится на факторы с положительным и отрицательным действием.

Вследствие того, что безводный период эксплуатации скважин занимает малую часть от общего периода, влияние воды на работу УЭЦН начинается практически с начала работы скважины. Появление в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации УЭЦН. По своему

химическому составу нефть склонна к образованию эмульсий, так как в ее состав входят активные эмульгаторы-асфальтены и смолы. Процессу образования эмульсий также способствуют глина и песок, принесенные с поверхности или из пласта. Так как вязкость и устойчивость эмульсии зависит от дисперсности водонефтяных смесей, а УЭЦН является одним из лучших диспергаторов, то в процессе прохождения жидкости через рабочие колеса образуется эмульсия, вязкость которой может повышаться в десятки раз, по сравнению с чистой нефтью. подачей выражено меньше.

Другой формой осложнения является появление высокоминерализованной пластовой воды, что приводит к сильной коррозии и активному солеотложению в органах насоса. Это связано с высокой коррозионной активностью пластовой воды. Сочетание воздействия высокоминерализованной воды и электрического тока приводит к электрохимической коррозии. Если к этим факторам добавляется низкое забойное давление, то происходит активное солеотложение в рабочих органах насоса.

Другим постоянным спутником нефти при ее добыче является газ. При попадании газа в рабочие органы насоса образуются газовые каверны, величина которых соизмерима с размерами канала ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом и жидкостью. Кроме этого, при конденсации пузырьков газа давление внутри пузырьков остается постоянным и равным давлению насыщения пара. Частицы жидкости, окружающие пузырек, находятся под действием всевозрастающей разности давления жидкости и давления внутри пузырька и движутся к его центру ускоренно. При полной конденсации пузырька происходит столкновение частиц жидкости, сопровождающееся мгновенным местным повышением давления, достигающего сотен МПа. Это приводит к разрушению рабочей поверхности насоса и, в свою очередь, к ухудшению рабочих характеристик насоса [4].

В добываемой жидкости находятся различные механические примеси. Это могут быть соли, продукты разрушения пласта и механические примеси, принесенные с дневной поверхности при ремонтах скважин. Создание на забое скважины перепада давления приводит к частичному разрушению скелета горной породы. Мелкие частицы породы вместе с жидкостью попадают в насос и абразивно изнашивают поверхности рабочих колес.

Усугубляет ситуацию тот факт, что осложнения не встречаются по отдельности. Чаще всего эксплуатируемые скважины имеют целый набор осложнений, которые снижают эффективность работы УЭЦН. Один вид осложнения может привести к появлению новых проблем при эксплуатации. Также необходимо отметить, что неуклонный рост добывающих скважин, оборудованных установками ЭЦН, а также выход месторождений на позднюю стадию разработки заставляет все чаще сталкиваться с описанными выше проблемами.

2.2 Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов

Нефтеносность площади приурочена к известнякам средне- или позднедевонского возраста, проницаемая составляющая которых относится к пласту М. Помимо этого, при испытании скважин и отборе керн в песчаниках горизонта Ю1, относящегося к васюганской свите, нижнемеловых пластах Б16-20 и пласте Ю9 тюменской свиты возникали проявления нефти различных масштабов.

Продуктивный горизонт пласта М находится в интервале абсолютных отметок от 2641 м в скважине №5 (эксплуатационной) до 2712 м в скважине №3Р (разведочного типа). Залежь относится к нефтяным по типу флюида со стратиграфическим несогласием ловушки, которая в свою очередь является ограниченной различного рода тектоническими нарушениями. Резервуар массивен, а коллектор относится к каверна-трещинному типу. По имеющимся данным [13], в контуре нефтеносности имеются три разведочные скважины (№3Р, 5Р и 7Р) и пять запущенных в эксплуатацию (№3, 4, 5, 7Г и 8Г).

В таблице 2.1 приведены значения дебита, депрессии и газового фактора, а также характеристика штуцера и интервала, на котором удалось получить приток нефти при испытании скважин №3Р, 5Р и 7Р.

Таблица 2.1 – Характеристика достигнутых результатов испытания скважин №3Р, 5Р и 7Р

№ скв.	3Р	5Р	7Р
Продуктивный интервал, м	2793-2842	2790-2840	2794-2824
Полученный дебит, м ³ /сут	33	71	42
Депрессия, МПа	18,5	8,6	18,3
Используемый штуцер, мм	6	8	6
Газовый фактор, м ³ /м ³	107	1545	1751

Общая толщина пласта варьируется в пределах 50-270 м, составляя в среднем около 100 м. Нефтенасыщенная толщина в среднем составляет 44 м, при этом наименьшее значение наблюдается в скважине №7Р, которая находится в центральной части залежи, в южном и северном направлениях от которой толщина нефтенасыщения увеличивается. Эффективная толщина водонасыщения находится в пределах 16-220 м, при этом наименьшее значение наблюдается в скважине №8Р, а наибольшее – в скважине №7Р. В среднем по пласту отношение эффективной толщины к общей составляет около 0,85.

Отбор керн происходил в 13 скважинах, средний общий вынос керн составил 60% от проходки, в эффективной части пласта – 16,5%.

По данным подсчет запасов, выполненному в 1985 году, на абсолютной отметке -2712 м принимается уровень ВНК по нижней отметке вскрытой части разреза в скважине №3Р. Залежь имеет следующие размеры: длина 5-8,5 км х ширина 3,5-4,5 км х высота 72 м. Залежь относится к средним по продуктивности и к мелким по запасам.

2.3 Физические свойства нефти, газа и пластовой воды

С целью исследовать физико-химические свойства пластовых флюидов продуктивных скважин месторождения, были отобраны пробы из скважин №3Р, 5Р и 7Р на интервале 2865-2870 м пласта М. Исследования проводились специалистами ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК» в специализированной лаборатории геохимии и пластовых нефтей [13].

Расчет физико-химических свойств нефти и газа для упомянутых выше скважин проводился в программе PVTiTM, результатом работы которой и последующей обработки данных был получен расчетный компонентный состав пластовой смеси для участка в районе скважин №3Р, 5Р и 7Р.

Пластовая нефть, полученная из скважины №3Р, имеет газосодержание

равное $107 \text{ м}^3/\text{т}$, вязкость – $1,17 \text{ мПа}\cdot\text{с}$, объемный коэффициент – $1,3$, а также плотность в поверхностных условиях – 850 кг/м^3 .

Плотность в стандартных условиях нефти из скважины №5Р равна 770 кг/м^3 , содержание смол – $3,3\%$ от общей массы, парафинов – 17% , серы определить не удалось, кинематическая вязкость при 50°C – $1,7 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Нефть можно охарактеризовать, как легкую, малосмолистую и высокопарафинистую.

Нефтегазовая смесь, полученная из скважины №7Р, имеет промысловый газовый фактор равный $1790 \text{ м}^3/\text{м}^3$, плотность в пластовых условиях – 660 кг/м^3 , которая после сепарации равна 851 кг/м^3 , вязкость – $0,077 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ до сепарации и $6,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ после, объемный коэффициент – $1,8$, а также газосодержание – $409 \text{ м}^3/\text{сут}$.

В таблице 2.2 приведены сводные данные о физико-химических свойствах нефти, компонентный состав нефтяного газа, пластовой и дегазированной нефти, которые были получены из продуктивного пласта М месторождения.

Таблица 2.2 – Физико-химические свойства пластовой, разгазированной нефти Северо-Останинского месторождения, пласт М (Северный блок)

Наименование параметров	значения		
	Проба 1	Проба 2	Средние (принятые) значения
Температура пластовая, $^\circ\text{C}$	115		
Давление пластовое, МПа	28.6		
Свойства пластовой нефти:			
Давление насыщения, МПа	22.3	22.0	22.2
Коэффициент сжимаемости, $\cdot 10^{-4} \text{ МПа}^{-1}$	29.5	30.3	29.9
Плотность нефти в условиях пласта, кг/м^3	622.6	623.8	623.2
Вязкость нефти в условиях пласта, $\text{мПа}\cdot\text{с}$	0.29	0.29	0.29
Температура насыщения нефти парафином в пластовых условиях, $^\circ\text{C}$	42.0		
Однократная сепарация:			
Газосодержание, $\text{м}^3/\text{т}$	299.6	282.3	291.0
Объемный коэффициент пластовой нефти	1.789	1.760	1.775
Плотность сепарированной нефти при 20°C , кг/м^3	820.4	823.6	822.0
Плотность выделившегося газа при 20°C , кг/м^3	1.193	1.180	1.187

Продолжение таблицы 2.2

Наименование параметров			значения		
			Проба 1	Проба 2	Средние (принятые) значения
Ступенчатая сепарация:					
Условия сепарации:					
1 ступень сепарации:	P = 0.5 МПа;	T = 20 °С	218.9	207,7	213,3
2 ступень сепарации:	P = 0.4 МПа;	T = 40 °С	6.1	5,8	6,0
3 ступень сепарации:	P = 0.105 МПа;	T = 40 °С	27.2	25,8	26,5
Суммарный газовый фактор, м ³ /т			252.2	239.2	245.7
Объемный коэффициент пластовой нефти			1.669	1.650	1.660
Плотность сепарированной нефти при 20 °С, кг/м ³			803.6	805.0	804.3
Плотность выделившегося газа при 20 °С, кг/м ³			1.162	1.163	1.163

2.4 Запасы нефти

Запасы нефти месторождения были подсчитаны силами ОАО «Томскнефтегазгеология» [13].

Протоколом от 11 февраля 1985 года было проведено утверждение запасов на уровне ЦКЗ МинГео СССР.

На Госбалансе РФ по состоянию на 1 января 2012 года числятся запасы нефти, соответствующие категории С1, в количестве 2550 тыс. тонн, из них порядка 1600 тыс. тонн относятся к извлекаемым.

Благодаря научно-исследовательской работе специалистов ВНИГНИ, в 1994-1996 гг. проводивших моделирование природного резервуара, известно, что здесь базируется две залежи углеводородов. Скважина №3Р вскрывает первую из них, скважина №5Р и 7Р – вторую. Гидродинамической связи между залежами нет. Если рассматривать классификации месторождений, то по количеству запасов залежи относятся к мелким и к сложным по геологическому строению.

2.5 Текущее состояние разработки месторождения

В промышленную эксплуатацию месторождение введено в 2010 году, в соответствии с проектом пробной эксплуатации Северо-Останинского нефтяного месторождения (протокол ЦКР Роснедра № 4464 от 17.12.2008 г.).

Проект пробной эксплуатации (ППЭ) предусматривает проведение пробной эксплуатации месторождения в течении трех лет – с 2010 по 2012, к реализации принят вариант со следующими решениями и технологическими показателями [13]:

- действующий фонд скважин участка пробной эксплуатации:
всего – 11,
добывающих – 9, из них:
 - горизонтальных – 6,
 - наклонно-направленных – 3,
 - нагнетательных – 2;
- две скважины бурятся с отбором керна;
- в период пробной эксплуатации месторождения разработка залежи планируется на трех опытных участках:
 - на первом участке (р-н скв. № 3П) бурятся пять скважин, образующие 5-точечный элемент. Скважины вводятся в 2010 году;
 - на втором участке (р-н скв. № 5П), также по 5-точечному элементу, бурятся еще пять скважин. Скважины вводятся в эксплуатацию в 2011 году;
 - на участке в районе скв. № 7П бурится и вводится в эксплуатацию в 2011 году одна скважина.
- выбранные пятиточечные элементы системы разработки по результатам ППЭ могут быть трансформированы в проектную трехрядную систему разработки;
- максимальный проектный уровень добычи нефти на период пробной эксплуатации – 213.1 тыс.тонн (третий год ППЭ).

За период пробной эксплуатации пробурено 11 эксплуатационных скважин. В 2010 г. пробурено две наклонно-направленные скв. № 3 и 4. В 2011 г. пробурено 6 скважин: три наклонно-направленные скв. № 5, 27 и 37 (скважины №27 и 37 введены в эксплуатацию в 2012 г.) и три горизонтальные скв. № 7, 8 и 9. В 2012 г. пробурено три горизонтальные скв. № 1, 2 и 6.

За два года пробной эксплуатации в целом по Северо-Останинскому месторождению извлечено 1.894 тыс. тонн нефти (по проекту 143.1 тыс. тонн). Сравнение основных проектных и фактических технологических показателей разработки за этот период приводится в таблице 2.3.

Табл. 2.3 – Сравнение проектных и фактических уровней добычи нефти

Эксплуатационные объекты, месторождение	Наименование	2010 год	2011 год	За 2 года ППЭ
М	Проект, тыс.т	27.2	115.9	143.1
	Факт, тыс.т	0.3699	1.524	1.9
	Отклонение, тыс.т	26.8	114.4	141.2
	%	98.6	98.7	98.7
Месторождение Северо-Останинское	Проект, тыс.т	27.2	115.9	143.1
	Факт, тыс.т	0.3699	1.524	1.9
	Отклонение, тыс.т	26.8	114.4	141.2
	%	98.6	98.7	98.7

3. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

3.1 Виды отказов

Как было показано выше, установки УЭЦН являются достаточно сложным и высокотехнологичным оборудованием, состоящим из множества узлов и элементов. Эти отдельные узлы и элементы могут выходить из строя под воздействием тех или иных факторов, что приведет к отказу всей установки. На рисунке 3.1 наглядно представлено «дерево» возможных отказов УЭЦН.

Из представленного множества отказов следует выделить наиболее распространённые и опасные отказы УЭЦН. Сразу следует сказать, что после анализа значительного перечня литературы [4,11,12] и производственных отчетов можно сделать вывод, что распределение отказов по различным предприятиям не имеет определенной направленности, каждое предприятие имеет свою доминирующую причину выхода из строя погружного оборудования.

По месторождениям Западной Сибири, распределение отказов тоже специфично. Специфичность отказов по различным месторождениям объясняется разнообразием условий эксплуатации установок ЭЦН: различные объекты разработки, углы отклонения и пространственное положение ствола скважин, глубины спуска насосов, термодинамические режимы откачки, состав и свойства продукции, число частиц механических примесей и другое.

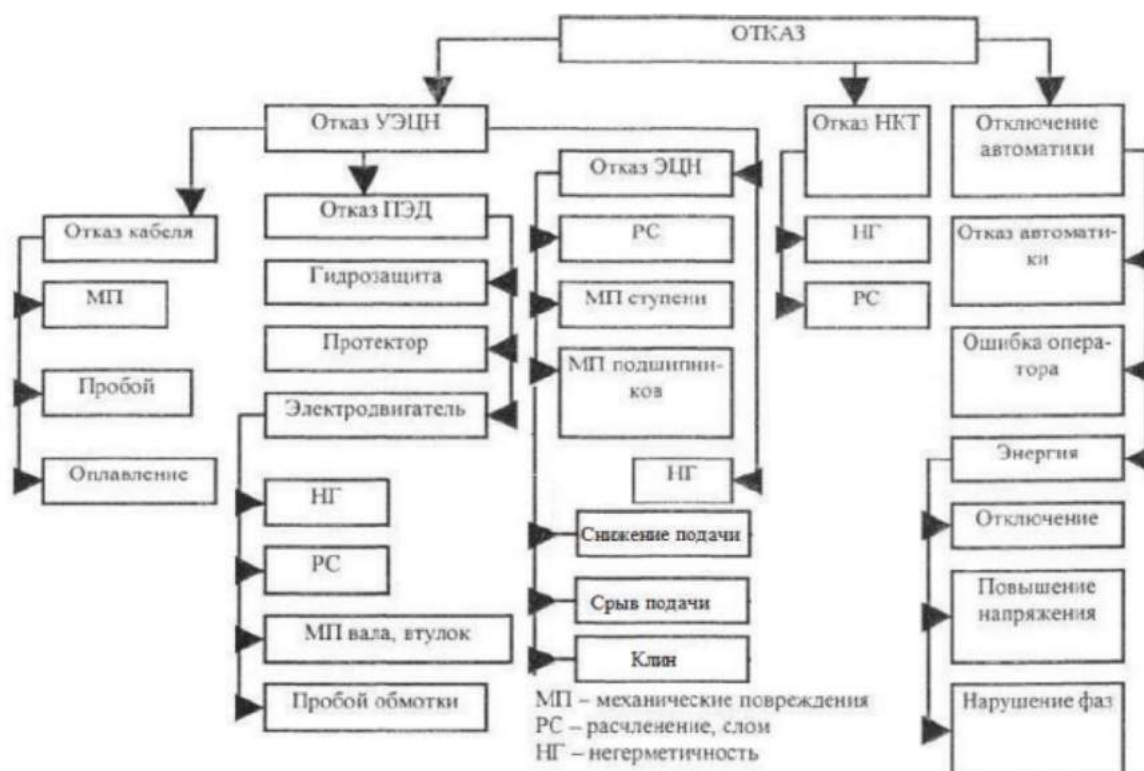


Рисунок 3.1 – «Дерево» Гистограмма распределения отказов эксплуатационного оборудования

3.2 Фонд скважин, оборудованных УЭЦН

Основная часть фонда ЭЦН Северо-Останинского месторождения представлена насосами Российского производства фирмы «Борец». Характеристика фонда скважин в целом на месторождении представлена в Таблице 3.1 [13].

Таблица 3.1 - Характеристика фонда скважин

Наименование	Характеристика фонда скважин	Количество скважин
Фонд добывающих скважин	Общий фонд	11
	Эксплуатационный фонд	10
	из них фонтанные	2
	ЭЦН	7
	в освоении	-

Продолжение таблицы 3.1

Фонд добывающих скважин	В консервации	-
	Пьезометрические	-
	Наблюдательные	-
	В ожидании КРС	1
	Ликвидированные	-
	Переведены под закачку	1
	Переведены на другие горизонты	-
Фонд нагнетательных скважин	Переведены из добывающих	1
	Общий фонд	1
	Эксплуатационный фонд	-
	в т.ч. действующие	-
	в бездействии	-
	в освоении	-

Количество добывающих скважин по способам эксплуатации представлено на рисунке 3.2. Бурение новых эксплуатационных скважин продолжается.

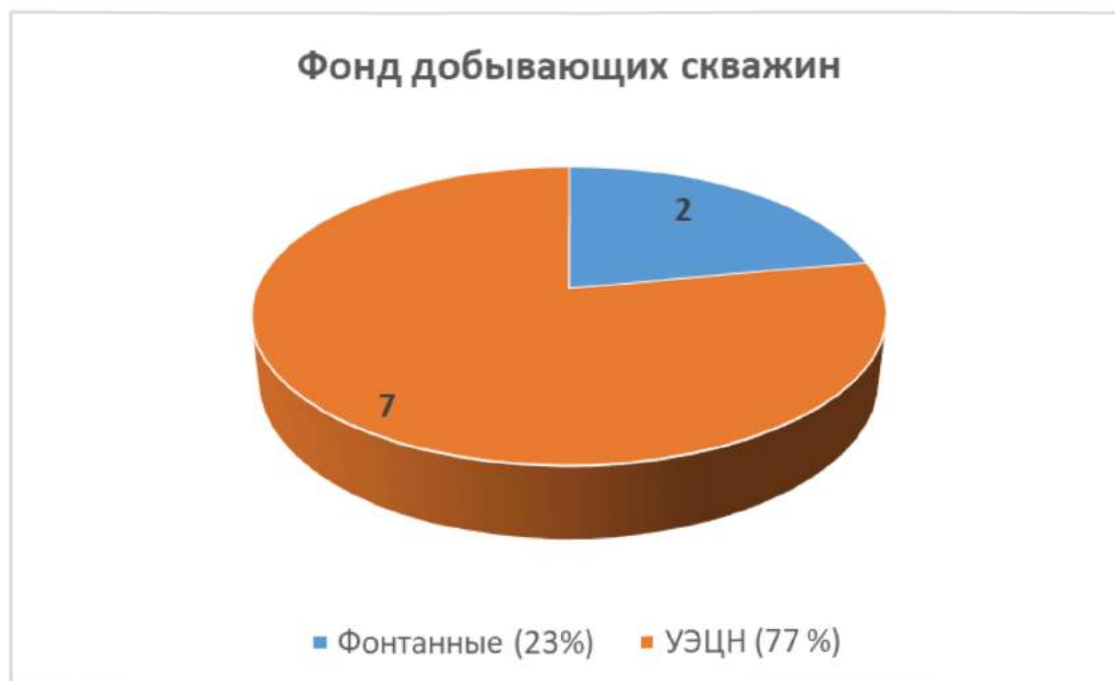


Рисунок 3.2 - Количество добывающих скважин по способам эксплуатации

Для фонтанного способа добычи применяется фонтанная арматура фирмы ОАО «Х», а для механизированного фонда установлены ЭЦН фирмы «Борец» [13].

Распределение механизированного фонда в целом по месторождению представлено на Рисунке 3.3.

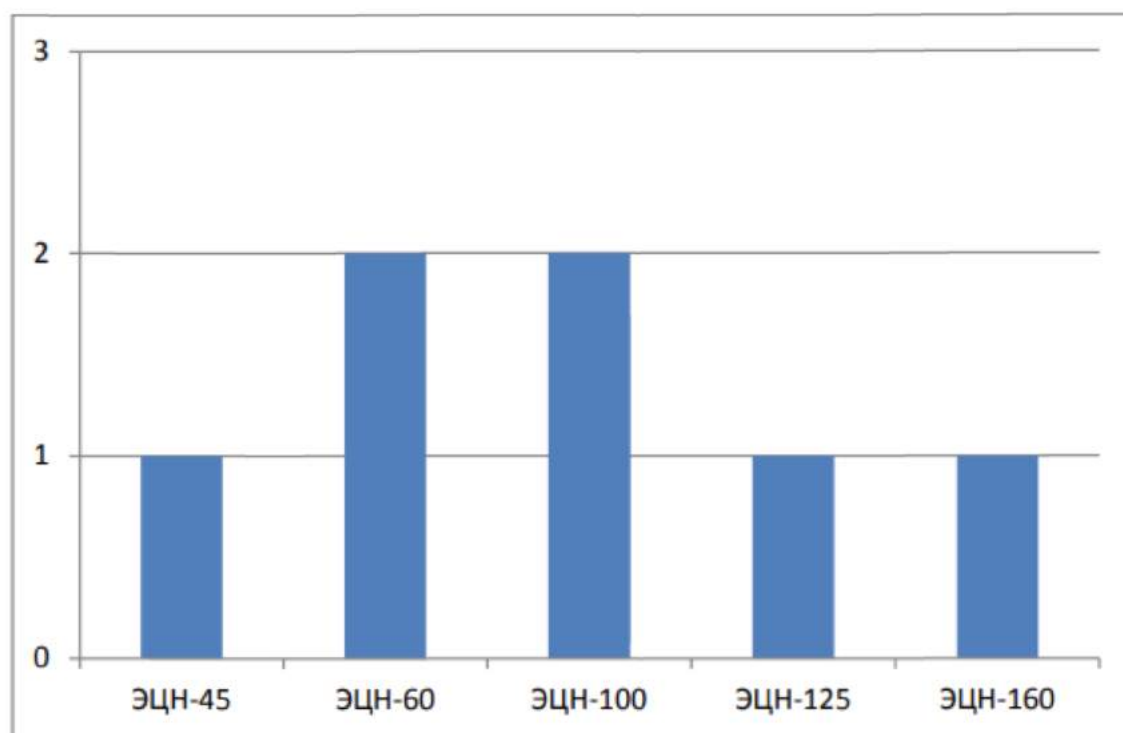


Рисунок 3.3 - Распределение механизированного фонда скважин по типам ЭЦН Северо-Останинского месторождения

На Северо-Останинском месторождении существует система ППД. Она состоит из блочной кустовой насосной станции (БКНС), блока распределения воды (БРВ), нагнетательных трубопроводов и системы подготовки воды, которая в свою очередь имеет в своем составе сепаратор, отстойник воды. Глубина спуска УЭЦН колеблется от 2600 м до 3200 м.

На 01.01.2018 года на СОНГКМ находилось 7 скважин, оборудованных УЭЦН, что составляет 77 % от общего действующего фонда добывающих скважин.

На механизированный способ эксплуатации скважины были переведены

в 2012 году в силу отсутствия стабильного фонтанирования сразу после бурения. На всех скважинах перед спуском УЭЦН предварительно был проведен ГРП.

3.3 Межремонтный период

МРП- время непрерывной работы оборудования между очередными плановыми ремонтами.

Межремонтный период определяется по действующему фонду скважин, по способам эксплуатации (фонтан, УЭЦН, УЦПК, ШСНУ, газлифт и др.) по месторождениям, как в масштабе ЦДНГ, так и в целом по Дочернему обществу и Компании. Расчёт МРП работы скважин производится за скользящий год, а также за месяц. При расчёте МРП работы скважин пользуются формулой:

$$\text{МРП} = T/N, \text{ сут.}$$

3.1)

Где: Т, [сут.] – суммарное отработанное время с момента вывода на режим внутрискважинного оборудования до момента его отказа.

N, [шт.] – Количество отказов скважинного оборудования за отчётный период (месяц, скользящий год)

При подсчёте МРП учитываются скважины, остановленные по ППР (планово-предупредительный ремонт), и не учитываются ГТМ и остановки по геологическим и технологическим причинам. Учёт работы и отказов ведётся отдельно по каждой скважине, независимо от способа эксплуатации или вида эксплуатационного оборудования. Данные о работе, остановках и отказах скважины, наряду с другими показателями работы, фиксируются в журнале учёта работы скважины. Отказы учитываются в том месяце, когда они произошли, вне зависимости от того рассмотрена ли до конца причина отказа. Дочернее общество по данным, полученным от всех ЦДНГ, составляет сводные данные МРП работы скважин по способам эксплуатации.

В отличие от показателя наработки на отказ МРП учитывает не только отказавшие установки, но и установки ЭЦН, безотказно работающие на конец отчетного периода, поэтому показатель МРП корректнее.

Рассмотрим средние показатели межремонтного периода Северо-Останинского месторождения за период 2018-2020 гг. таблице 3.2.

Таблица 3.2 - Динамика МРП Северо-Останинского месторождения

Северо-Останинское месторождение, г.	2018	2019	2020
МРП, сут.	244	262	223

Таким образом, межремонтный период скважин К месторождения на конец 2020 года в среднем составляет 232 суток. Подобные показатели являются достаточно низкими для отдельного цеха, так как гарантийный срок составляет для оборудования отечественного производства 365 суток.

3.4 Нарботка на отказ

Нарботка на отказ характеризует среднюю работоспособность скважинного оборудования с момента запуска до отказа.

Расчет наработки на отказ ($H_{отк}$) производится по формуле:

$$H_{отк} = \sum T_i / \sum N_i, \text{ сут.} \quad 3.2)$$

Где: $\sum N_i$ – суммарное количество отказов скважинного оборудования за отчетный период, шт.

$\sum T_i$ – суммарное отработанное отказавшим ($\sum i$) скважинным оборудованием время с момента пуска скважины в работу до отказа, сут.

Под отказом оборудования понимается любая неисправность, повлекшая за собой замену (или ремонт) подземного оборудования или его части на работоспособный комплект или его часть. К отказам также относятся: первые отказы после бурения, ремонты по устранению аварий со скважинным

оборудованием (аварии с насосами, НКТ), отказы по причине отложения в насосах или НКТ солей, парафина, гидратов, засорения насосов механическими примесями.

В отказах не учитываются:

- геолого-технические мероприятия (ГТМ)
- смена, ремонт, ревизия устьевого и наземного оборудования
- исследования скважин
- остановки по геологическим причинам (100% обводнение пластовой или посторонней водой и т.п.)
- остановки по технологическим причинам (на подачу электроэнергии со стороны энергосбытовых предприятий и т.п.)
- остановка в связи с принятием решения о переводе скважин в другие категории (под нагнетание, поглощение, в контрольные, пьезометрические, водозаборные, в консервацию, ликвидацию и т.п.).

Восстановление работоспособности скважинного оборудования без его подъема на поверхность не считается отказом. Нарботка на отказ рассчитывается отдельно по способам эксплуатации ЭЦН. Расчет наработки на отказ ведется раздельно для скважин, эксплуатируемых отечественным и импортным оборудованием [13].

3.5 Анализ отказов установок электроцентробежного насоса на Северо-Останинском месторождении

Основными проблемами добычи нефти Северо-Останинского месторождения являются:

- высокий газовый фактор;
- высокая температура пласта;
- образование АСПО;
- механические примеси;

- обводненность.

По данным месторождения имеется информация по отказам за период Январь 2013 – Ноябрь 2020. На основании анализа данных причин отказа была составлена диаграмма (рис. 3.4):



Рисунок 3.4– Статистика отказов УЭЦН на С-О месторождении за период Январь 2013–Ноябрь 2020



Рисунок 3.5 - Характеристика отказов погружного кабеля по причине R=0

По диаграмме видно (рис.3.4), что основными причинами преждевременных отказов УЭЦН, являются:

- отсутствие подачи (22%);
- негерметичность НКТ (22 %);
- отказ погружного кабеля по причине $R=0$ (39%).

Отсутствие подачи и клин насоса связаны с засорением его рабочих органов механическими примесями. Для предотвращения этого негативного фактора на месторождении применяются сепараторы механических примесей.

Температура пласта на Северо-Останинском нефтяном месторождении находится в пределах 115°C , это влияет на перегрев погружного электродвигателя и уменьшения сопротивления изоляции трехжильного электрического кабеля.

Поскольку увеличилась рабочая температура обмоток статоров, то возросла вероятность пробоя изоляции и выхода погружного электродвигателя (ПЭД) из строя. Эффективным способом повышения ресурса ПЭД в таких условиях являются увеличение термостойкости и теплопроводности электроизоляционных материалов.

На данный момент на месторождении активно используют термостойкий ПЭД, а также термостойкий кабель нефтепогружной высокотемпературный (до 230°C).

В настоящее время на Северо-Останинском месторождении идет активная борьба с парафиноотложениями. Парафины осаждаются в процессе эксплуатации на стенках насосно – компрессорных трубах и выкидных линиях. Это приводит к уменьшению суточного дебита скважин, повышению давления в некоторых случаях до остановки скважины. В борьбе с парафинами используют тепловые, физические и химические методы.

Обводненность и агрессивная среда пласта негативно влияют на подземное и надземное оборудование скважин. Основные проблемы, связанные

с обводненностью:

- коррозия насосно - компрессорных труб, выкидных линий;
- отложение солей;
- снижение забойного давления.

В настоящий момент на производстве используют трубы с полимерным покрытием, полимерное покрытие позволяет защитить внутренние стенки НКТ от коррозии и образования отложений при эксплуатации.

Диаграммы наглядно показывают, что основная причина отказов – неудовлетворительное качество кабеля. На его долю приходится 39% отказов установок.

Причиной отказов кабеля являются:

- коррозия брони из-за агрессивной среды;
- прогар сродки кабель-удлинитель;
- механическое повреждение изоляции.

4. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН НА СЕВЕРО-ОСТАНИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

4.1 Основные осложняющие факторы на Северо-Останинском НГКМ

4.1.1 Механические примеси

На Северо-Останинском месторождении 24 % всех отказов УЭЦН происходят по причине высокого содержания механических примесей в добываемой продукции и засорения ее рабочих органов (клин насоса, отсутствие подачи).

Источники механических примесей, попадающих в насосную установку, делятся на четыре основных типа [10]:

- Пласт, когда мех. примеси — это продукт разрушения горных пород, либо это пропант, закачанный при гидроразрыве пласта (ГРП), а также кристаллы солей.

- Технологические жидкости, закачиваемые в скважину: растворы глушения, промывочная жидкость, различные химические реагенты, растворитель и т.п. Не всегда эти жидкости проходят достаточную подготовку перед закачкой, что в особенности относится к жидкостям глушения.

- Эксплуатационные колонны, когда колонна корродирует с образованием солей железа.

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

В основном, повышенный вынос твердых частиц из пласта происходит на месторождениях в поздних стадиях разработки. С одной стороны, нарушение связей между частицами, складывающих пласт, за счет вымывания их потоком закачиваемой воды, химическому выщелачиванию, подключению

новых (недренированных) участков месторождения и интенсификации добычи. С другой стороны, это проникновение в пласт частиц при глушении и ремонте скважины [2].

4.1.2 Газовый фактор

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

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

Также увеличение количества свободного газа может влиять на коррозию оборудования. На Северо-Останинском месторождении 22 % всех отказов составляют негерметичность НКТ, которая может быть вызвана совместным действием абразивного износа оборудования механическими примесями и последующей его коррозией.

4.1.3 Асфальтосмолопарафиновые отложения

В причинах подъема УЭЦН на Северо-Останинском месторождении большую долю занимает отложение АСПО как в НКТ, так и на рабочих органах насоса.

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

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

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

- При изменении скорости течения наблюдается две зависимости:

- а) увеличение интенсивности накопления отложений за счет увеличения массопереноса;

- б) уменьшение интенсивности отложений при достижении скорости потока определенных значений за счет удерживания кристаллов парафина во взвешенном состоянии;

- Шероховатость рабочих поверхностей;

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

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений на стенках НКТ увеличивает сопротивление движению добываемого флюида, увеличивая

противодавление в насосе. Это приведет к уменьшению коэффициента полезного действия (КПД) установки, увеличению энергетических затрат, возможны перегревы электродвигателя электроцентробежного насоса и выходу его из строя [6].

4.2 Технические средства для повышения эффективности эксплуатации скважин

Рассмотренные в пункте 4.1 осложнения приводят увеличению прямых и косвенных экономических затрат.

К таким затратам можно отнести следующие:

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

Рассмотрим разработанные технологии, позволяющие повысить эффективность работы УЭЦН.

4.2.1 Способы борьбы с механическими примесями

Способы предотвращения или ограничения поступления мех. примесей в насосную установку условно можно разделить на 2 крупные группы [10]:

- технические, к которым относятся установка фильтра на приёме скважины, установка фильтра над насосом;
- технологические, к которым относятся также химические и профилактические способы (снижение депрессии на пласт, повышение качества технологических растворов глушения и промывочных жидкостей и закрепление пропанта.

Технические средства:

Одним из самых распространенных и эффективных способов защиты ГНО от воздействия мех. примесей служит установка на приеме насосных установок специальных фильтров. Среди них можно выделить следующие [10]:

1. Фильтры на приеме насоса;
2. Шламоуловители;
3. Погружной сепаратор механических примесей ПСМ;
4. Скважинный фильтр-кожух для УЭЦН;
5. Скважинный фильтр;
6. Десендеры.

Погружной сепаратор механических примесей

Для улучшения работы УЭЦН в условиях повышенного выноса механических примесей на Северо-Останинском месторождении предлагается применить следующее приспособление – погружной сепаратор механических примесей, которое позволит устранить причину отказов ЭЦН из-за попадания в его рабочие органы механических примесей

Погружной сепаратор механических примесей ПСМ (Рис. 4.1), разработанный РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина (изготовитель ЗАО «Новомет-Пермь»), устанавливается в нижней части погружной установки. В этом случае компоновка должна включать в себя так называемый двусторонний ПЭД, две гидрозащиты. [7]

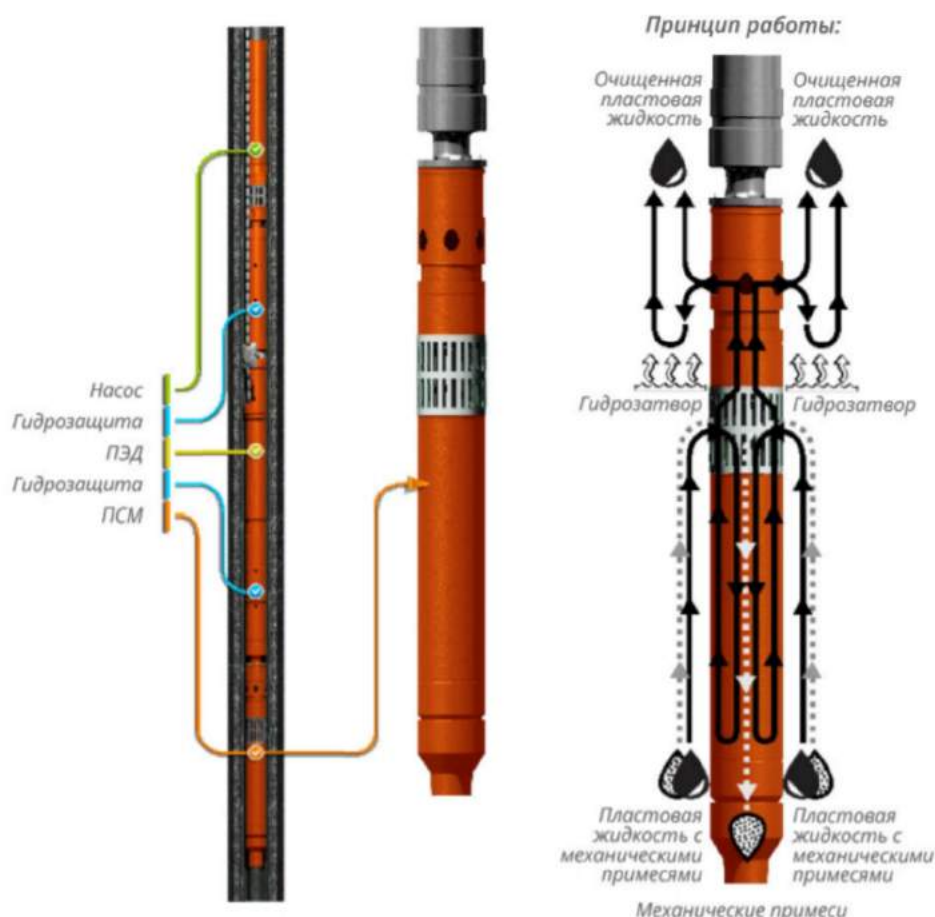


Рисунок 4.1 — Погружной сепаратор механических примесей ПСМ

Принцип действия, следующий: поток добываемой продукции поступает из пласта в скважину и затем на прием центробежного сепаратора. Во вращающемся роторе сепаратора происходит отделение твердых частиц от жидкости в поле центробежных сил. Преимущества данного устройства заключаются в том, что при его использовании после сепарации частицы накапливаются в контейнере, обеспечивается защита УЭЦН от пикового выноса механических примесей из пласта при пуске УЭЦН, производится двухступенчатая сепарация газа, возможна обработка жидкости ингибитором солеотложения. Основной недостаток сложная конструкция.

Технологические средства:

Технология «ЛИНК»

Ее основной элемент — полимер, смешанный с закрепителем и

газообразователем, который вспенивается в пласте, образуя поровую прослойку, напоминающую по своей структуре пемзу. Песок оказывается связанным, что предотвращает последующее разрушение пласта (рис. 4.2) [9].

Операция включает в себя закачку буферной оторочки (6-8 м³); закачку рабочего состава (0,7-0,8 м на 1 метр эффективной толщины); закачку гидрофобной жидкости (товарная нефть, солянка и т.п.) объемом в 1,5-2,0 раза больше объема закачанного рабочего состава; выдержку на реагирование и отверждение; постепенный ввод скважины в эксплуатацию.



Рисунок 4.2 - – Фото образца керна, полученного при отверждении состава ЛИНК

Опыт применения технологии можно рассмотреть на примере объектов Покурской свиты ОАО «Варьеганнефтегаз». Разрабатываемый коллектор представлял собой несцементированный песчаник, вследствие чего оборудование работало в условиях повышенной абразивности. Вынос песка достаточно значительный. Бывали случаи, когда при подъеме оборудования 7–8 секций НКТ выше насоса оказывались забитыми.

Дебит по жидкости зависел от того, сколько полимера и сколько газообразователя закачивали. В первые скважины газообразователя закачали меньше, чем следовало, поскольку это был первый опыт использования данного реагента в России. В итоге получили значительный скин-эффект с

соответствующим снижением притока. Впоследствии некоторые подобные скважины пришлось дополнительно перфорировать. При этом обводненность продукции по этим скважинам оказалась меньше, чем была до проведения работ [9].

На скважине №356 Ван-Еганского месторождения были проведены работы по выводу из бездействия. Была закачана пачка «ЛИНК» с повышенным содержанием полимера, чтобы снизить обводненность продукции. В результате скважина была выведена из бездействия после 100-процентного обводнения продукции.

Данную технологию можно параллельно рассматривать как технологию для проведения ОВП. В целом по всему фонду скважин, где были проведены эти мероприятия, был получен прирост по нефти на уровне плюс 4 т/сутки. Далее приведена динамика изменение по наработке на отказ скважин Покурской свиты (рис. 4.3).[9]



Рисунок 4.3 - Нарботка на отказ по скважинам Покурской свиты до и после применения технологии «ЛИНК»

Также далее планируются работы по изменению рецептуры состава с целью уменьшения влияния на проницаемость призабойной зоны. Гидрофобная жидкость продавки в первую очередь отвечает за образование связи в порах, и их нехватка грозит снижением эффективной пористости. В свою очередь недостаток смолы и пенообразователя снижает качество крепления ПЗ. Экономическая эффективность по Ван-Еганскому месторождению позволяет сделать вывод о том, что технология хорошо себя показывает в условиях слабосцементированного коллектора и имеет смысл рассматривать ее как в самостоятельном применении, так и в комплексе с другими технологиями [9].

Для проведения закачки используется передвижная установка по приготовлению и закачке полимерных растворов УДР-32М, которая включает в себя:

- насос-дозатор;
- шнековый дозатор с бункером;
- емкость смесительная с электромешалкой;
- трехплунжерный насос;
- блок для хранения жидких и сухих химических реагентов.

Установка оснащена программным обеспечением, способным регистрировать, архивировать и формировать отчеты о параметрах закачки. Данная система позволяет полностью автоматизировать технологический процесс и контроль за работой установки, минимизирует участие обслуживающего персонала в технологическом процессе, улучшает качество приготовленных растворов при этом не допускает перерасхода химических реагентов.

4.2.2 Способы борьбы с АСПО

Основными методами борьбы с АСПО являются:

- тепловые: горячая нефть или вода в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты, при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции;
- механические: скребки, скребки–центраторы;
- химические: растворители.

Механические способы предполагают разрушение рыхлых или плавающих пробок, образующихся в насосно-компрессорных трубах, специальными штангами. Воздействуя на пробку ударами штанги, опускаемой на канате, пробку можно разрушить или протолкнуть на забой в зону повышенной температуры. Для повышения эффекта штангу иногда оснащают скребками.

Тепловые методы включают воздействие на пробку различными теплоносителями -водой, паром, горячей нефтью. В качестве теплогенераторов используют наземные агрегаты – паропередвижные и депарафинизационные установки, а также скважинные источники тепла электронагреватели различной конструкции. [4]

На Северо-Останинском месторождении предлагается использовать установки подогрева нефти (УПН).

УПН состоит из нагревательного кабеля, станции управления нагревом (в дальнейшем – станция управления) и высоковольтного трансформатора марки ТМПН (трансформатор не поставляется) или без трансформатора. УПН предназначена для управления нагревом и защиты нагревательного кабеля, расположенного в лифтовых трубах нефтяных и газовых скважин [8].

Принцип работы УПН заключается в нагреве внутреннего пространства насосно-компрессорных труб и поддержания температуры по стволу НКТ выше температуры образования парафиновых отложений (температуры кристаллизации парафина) с помощью специального изолированного нагревательного кабеля, помещенного внутрь НКТ, длиной равной интервалу максимального парафиноотложения. Технология применения нагревательного

кабеля сводится к следующим простым операциям: спуск кабеля в НКТ, подключение к станции управления и подача необходимой электрической мощности для поддержания температуры по стволу скважины выше температуры выпадения парафинов и гидратов.

Нагревательный кабель – основной элемент УПН, обеспечивающий надежность установки в целом и выполняющий функцию распределенного по всей длине скважины нагревательного элемента. Принцип работы всех выпускаемых кабелей основан на резистивном способе нагрева, т.е. выделении тепла электрическими проводниками при протекании по ним электрического тока. За счет выделяемого тепла поддерживается температура по стволу скважины выше температуры кристаллизации парафиногидратов, и, тем самым, предотвращается выпадение твердых фракций и налипание их на стенках НКТ скважин.

Конструкция кабеля предусматривает, прежде всего, его режим работы: высокое давление, радиальный градиент температур, рабочее состояние (вертикально подвешенное положение), наличие агрессивной среды.

Принципиальная схема УПН представлена на рисунке 4.4 [8].

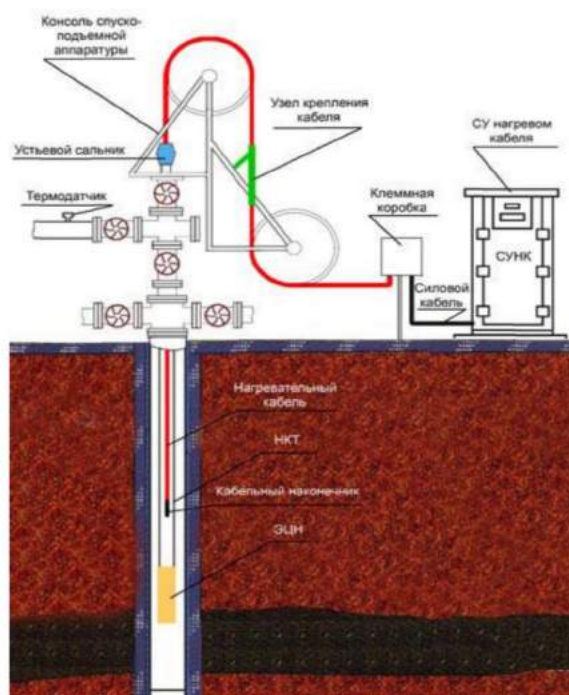


Рисунок 4.4 – Принципиальная схема устройства подогрева скважин

УПН прошла опытно-промышленные испытания в ряде нефтяных компаний страны (НК «ЛУКОЙЛ», НК «РОСНЕФТЬ», «ТНК-ВР») и, получив должную оценку своей эффективности, успешно применяется подразделениями данных компаний для депарафинизации скважин, оборудованных электроцентробежными насосами, на фонтанирующих, газлифтных скважинах многих нефтедобывающих компаний. Установка эксплуатируется во всех климатических зонах, от юга до Крайнего Севера, решая задачу долговременной бесперебойной работы скважин, показав свою высокую экономическую эффективность.

На всех скважинах, оборудованных электрокабельными установками УПН, отмечался рост дебита скважин, при этом на скважинах, оборудованных УЭЦН, срок службы погружного оборудования увеличивался за счет безостановочной работы насоса, снижения нагрузки за счет разжижения нефти в лифте скважины.

Кроме того, при эксплуатации УПН (особенно в северных районах) происходит очищение прилегающих трубопроводов, в результате чего одновременно с прекращением дополнительных работ по очистке лифта скважины исключается тепловая обработка выкидных линий и близлежащих (до 500 м) трубопроводов даже при низких (до минус 40 °С) температурах.

Постепенный прогрев околоскважинного пространства, занимающий 30...45 сут (в зависимости от широты), позволяет перевести установку в энергосберегающий режим, при этом увеличивается срок службы самого нагревательного кабеля.

Одним из самых больших преимуществ данного метода предотвращения отложений парафина и образования парафиногидратных пробок является его полная экологическая безопасность. Использование надежных сальниковых устройств позволяет полностью исключить загрязнение окружающей среды на все время работы установки на скважине.

Практическое применение УПН при добыче нефти показало, что срок

полной окупаемости установок (для скважин с дебитом 25...35 м³/сут при непрерывной работе кабеля мощностью до 50 кВт) не превышает 60 сут, на более мощных скважинах этот срок сокращается в два раза, что позволяет снизить затраты на добычу нефти и уменьшить себестоимость добываемой нефти.

4.2.3 Способы борьбы с высоким газосодержанием

На сегодняшний день существует несколько способов борьбы с повышенным газосодержанием в скважинах, которые эксплуатируются с помощью УЭЦН [1, 5]:

- спуск насоса под динамический уровень жидкости в скважине, где давление на приеме будет обеспечивать его бесперебойную, устойчивую работу на оптимальных параметрах;
- подлив дегазированной жидкости;
- использование комбинированных насосов (конусных или ступенчатых);
- оснащение насоса газосепаратором, отличающимся конструктивными особенностями;
- установка диспергаторов на приеме насоса;
- применение мультифазных насосов.

На Северо-Останинском месторождении для борьбы с высоким газосодержанием применяются компоновки УЭЦН с газосепараторами, но для лучшей защиты УЭЦН от вредного влияния газа и увеличение продолжительности работы установок рекомендуется дополнительно включать в компоновку мультифазные насосы.

Примером такого оборудования может служить мультифазный насос типа МФОН (мультифазный осевой насос) [7].

Мультифазный насос диспергирует и прокачивает газожидкостную

смесь, стабилизируя работу погружного электроцентробежного насоса и обеспечивая возможность добычи нефти с УЭЦН в скважинах с содержанием свободного газа до 75 % на входе насоса.

Мультифазный насос увеличивает давление на главном входе насоса, стабилизируя работу ЭЦН путем уменьшения вибрации и пульсации. Ступени мультифазного насоса работают одновременно, чтобы диспергировать газ в жидкости и провести смесь через главный насос, устраняя газовые пробки, которые могут вызвать перегрев системы, цикличность и вывести оборудование из строя.

В отличие от стандартных секций насоса ЭЦН, ступени мультифазного насоса не имеют левых или правых зон, в которых высокая концентрация нерастворенного газа может накапливаться и останавливать поток. Таким образом, жидкость и газ продолжают двигаться через систему. Когда объемы газа на входе насоса превышают 65%, напор, создаваемый мультифазным насосом, начинает уменьшаться.

Преимущества использования данного типа МФН:

- Повышение эффективности и производительности УЭЦН
- Исключение возникновения газовых пробок в скважинах с содержанием газа до 75%
- Уменьшение воздействия газа при работе в горизонтальных стволах скважин

Мультифазный насос выпускается в габаритах: 69 мм, 81 мм, 92 мм, 103 мм и 136 мм.

Пропускная способность до 1600 м³/сут.

Снижение газосодержания на входе в насос приведет к более устойчивой работе УЭЦН со снижением количества рестартов по причине недогрузки, уменьшение свободного газа в затрубном пространстве

4.2.4 Способы борьбы с коррозией

Большую часть отказов УЭЦН на Северо-Останинском месторождении составляют отказы по причине $R=0$ (остановка погружного оборудования по снижению сопротивления изоляции системы «кабель-погружной электродвигатель (ПЭД)» до 0,2 кОм и ниже), большую часть которых занимают отказы кабеля.

Данные отказы возникают в основном по двум причинам:

1. Механическое повреждение кабеля при спускоподъемных операциях;
2. Коррозия брони кабеля.

На месторождении уже активно применяются такие методы как закачка ингибиторов коррозии в скважины и применение защитных покрытий НКТ и ЭЦН.

Одним из возможных путей решения проблем с коррозионным износом кабеля может являться использование коррозионностойких сталей в качестве брони. Однако использование дорогостоящих материалов увеличит стоимость нефтепогружного кабеля в целом, что неизбежно повлияет на рост удельных совокупных затрат на добычу нефти механизированным способом. Учитывая последние достижения в области производства и применения полимерных материалов, в качестве одного из возможных вариантов снижения отбраковки нефтепогружного кабеля при его ремонте предлагается использовать неметаллизированную общую полимерную броню. Данное техническое решение позволяет улучшить технические характеристики кабеля, повысить его надежность, коррозионную стойкость, упростить конструкцию и уменьшить вес кабеля. Использование полимерных материалов вместо стали позволит также снизить общую стоимость нефтепогружного кабеля (в качестве оптимизации капитальных вложений), а учитывая уменьшение массы 1 погонного метра, приведет к сокращению операционных затрат.

Как и при обычной конструкции кабеля, основа представлена тремя медными токопроводящими жилами, покрытыми изоляционным слоем. Для исключения возникновения задигов при спуске УЭЦН все три медные жилы располагаются в одной плоскости и заключены в цельнолитую оболочку из полимерного материала эллипсовидной формы, которая на всей длине кабеля сохраняет свою целостность (рис. 4.5) [15].

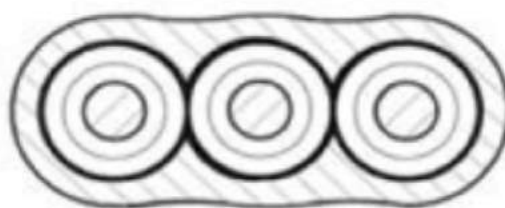


Рисунок 4.5 – Конструкции кабеля с неметаллизированной полимерной оболочкой

В целях предотвращения вертикального перемещения оболочки относительно основного слоя изоляции из-за недостаточного сцепления полимерных материалов между собой заливка термопласта производится под давлением с предварительным подогревом, в результате чего достигается полная адгезия внешней полимерной оболочки и электроизоляции, что позволит полностью исключить пустоты в пространстве между изоляцией и полимерной оболочкой (рис. 4.6) [15].



Рисунок 4.6 – Кабель с общей полимерной оболочкой (КПвОппП)

Полимерная оболочка обеспечивает не только химическую стойкость к агрессивной скважинной среде, но и упрощает ее общую конструкцию, сохраняя при этом прочностные свойства и характеристики кабеля в соответствии с Едиными техническими требованиями ПАО «НК «Роснефть» и ГОСТ Р 51777- 2001 «Кабели для установок погруженных электронасосов».

Благодаря отсутствию стальной брони кабель с противозадирной полимерной оболочкой эллипсовидной формы уменьшает вероятность деформации средней жилы кабеля в процессе стягивания клямсами. Конструктивная особенность полимера создает амортизирующий эффект, что позволяет эксплуатировать кабель совместно с крупногабаритными установками (напряжения в полимерной оболочке будут распространяться равномерно за счет амортизирующего эффекта).

В случае использования данного кабеля комплектация электропогружного оборудования (ЭПО) для монтажа на скважине проходит по стандартной схеме, без использования дополнительного оборудования.

Технические и технологические характеристики данного кабеля были успешно подтверждены опытно-промышленными испытаниями (ОПИ) 3 км кабеля с полимерной броней, спущенного в скважины АО «Самаранефтегаз», поэтому его можно рекомендовать для внедрения на Северо-Останинском месторождении.

4.3 Расчетная часть

Проведем подбор оборудования УЭЦН для скважины № 3-1, эксплуатация которой осложнена в связи с высоким газовым фактором, с использованием данных по пласту и пластовому флюиду в ней на дату 12.03.2021г. Средний МРП для данной скважины составляет 224 суток. Исходные данные для расчёта представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 – Исходные данные для расчета

Наименование показателя	Значение показателя
1. Номер скважины	3
2. Дебит по жидкости, м ³ /сут	50
3. Обводненность, доли ед.	0,5
4. Плотность нефти, кг/м ³	871,3
5. Плотность воды, кг/м ³	1040
6. Плотность ГЖС, кг/м ³	956
7. Глубина верхних отверстий перфорации, м	3363
8. Глубина забоя, м	3390
9. Глубина спуска НКТ (вертикальная отметка), м	2582
10. Пластовое давление, МПа	18
11. Забойное давление, МПа	12
12. Давление насыщения, МПа	22
13. Буферное давление, МПа	2,8
14. Затрубное давление, МПа	6,4
15. Внешний диаметр НКТ, мм	73

Продолжение таблицы 4.1

Наименование показателя	Значение показателя
16. Внутренний диаметр НКТ, мм	62
17. Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	130
18. Температура пласта, °C	102
19. Коэффициент продуктивности скважины $K_{прод}$, м ³ /МПа·сут	$6,5 \cdot 10^{-5}$
20. Объемный коэффициент нефти - B	1,3
21. Газовый фактор G , м ³ /м ³	60

Из анализа данных таблицы можно сделать вывод, что помимо высокого газового фактора в скважине имеются другие осложнения: превышение давления насыщения нефти газом над забойным давлением, что ведёт к разгазированию нефти на большой глубине; отложения солей по ходу движения жидкости из-за большой глубины скважины и наличия карбонатного типа коллектора; высокая обводненность скважинной продукции.

Для подбора оптимальной компоновки оборудования УЭЦН необходимо выполнение следующих условий:

- производительность оборудования должна соответствовать ожидаемому дебиту скважины;
- технические условия эксплуатации погружного оборудования должны соответствовать условиям данной скважины (учет постоянно меняющихся параметров скважины, пласта и флюида);
- определенная компоновка оборудования должна обеспечивать оптимальные технико-экономические показатели разработки месторождения (высокий межремонтный период оборудования, снижение капитальных затрат на реализацию).

Подбор УЭЦН для скважины необходимо проводить в следующие

этапы:

- определение забойного давления и потенциальной производительности скважины; определение глубины установки насоса, требуемой для достижения заданной производительности;
- определение объемов жидкости и газа, на приеме насоса;
- определение требуемого напора насоса на заданной глубине;
- выбрать тип насоса при заданной производительности и выбранной величине напора, который будет иметь максимальную эффективность и КПД при требуемом расходе;
- подобрать оптимальные типоразмеры и оборудование к выбранному насосу: двигатель, гидрозащиту и кабеля, проверить ограничения, связанные с оборудованием [14].

Расчёты:

1. Определяется плотность смеси на участке «забой скважины — прием насоса» с учетом упрощений:

$$\rho_{см} = [\rho_n b + \rho_v (1 - b)] (1 - \Gamma) + \rho_r \Gamma, \quad (4.1)$$

где ρ_n — плотность сепарированной нефти, кг/куб.м; ρ_v — плотность пластовой воды; ρ_r — плотность газа в стандартных условиях; Γ — текущее объемное газосодержание; b — обводненность пластовой жидкости.

$$\rho_{см} = (871,3 \cdot 1,3 + 1040 \cdot (1 - 0,8)) \cdot (1 - 0,3) + 0,898 \cdot 0,3 = 912 \text{ кг/м}^3$$

2. Определяем величину забойного давления, при котором будет обеспечивается заданный дебит ($P_{заб}$, МПа):

$$P_{заб} = P_{пл} - \frac{Q_{пл}}{K_{прод}} = 18 \cdot 10^6 - \frac{50}{6,5 \cdot 10^{-5}} = 17,3 \text{ МПа} \quad (4.2)$$

3. Рассчитываем глубину расположения динамического уровня при заданном дебите ($H_{дин.верт}$, м.):

$$H_{дин.верт} = L_{скв} - \frac{P_{заб} - P_z}{\rho \cdot g} = 3390 - \frac{(17,3 - 6,4) \cdot 10^6}{956 \cdot 9,81} = 2226,5 \text{ м}, \quad (4.3)$$

где $L_{скв}$ — глубина скважины, м.

Определим $\cos$ угла отклонения ствола скважины по вертикали:

$$\cos \alpha = \frac{H}{L_{\text{скв}}} = \frac{3363}{3390} = 0,992, \quad (4.4)$$

где H – глубина верхних дыр перфорации, м.

Динамический уровень в стволе скважины равен ($H_{\text{дин}}$, м.):

$$H_{\text{дин}} = \frac{H_{\text{дин.верт}}}{\cos \alpha} = \frac{2226,5}{0,992} = 2244,4 \text{ м} \quad (4.5)$$

4. Определим давление на приеме насоса, при котором газосодержание на входе в насос не превышает предельно-допустимое ($P_{\text{пр}}$, МПа):

$$P_{\text{пр}} = (1 - \Gamma) \cdot P_{\text{нас}} = (1 - 0,25) \cdot 22 \cdot 10^6 = 16,5 \text{ МПа}, \quad (4.6)$$

где Γ – процент свободного газа на входе в первую ступень насоса (для ЭЦН не должен превышать 0,25).

5. Расчет глубины подвески насоса производится по формуле ($L_{\text{подв}}$, м.):

$$L_{\text{подв}} = H_{\text{дин}} + \frac{P_{\text{пр}}}{\rho \cdot g} = 2244,4 + \frac{16,5 \cdot 10^6}{956 \cdot 9,81} = 2244,4 \text{ м}. \quad (4.7)$$

6. Определяется температура пластовой жидкости на приеме насоса:

$$T = T_{\text{пл.}} - (L_{\text{скв.}} - L) \cdot G_T, \quad (4.8)$$

где $T_{\text{пл}}$ — пластовая температура, °С; G_T — температурный градиент, °С/1м.

$$T = T_{\text{пл.}} - (L_{\text{скв.}} - L) \cdot G_T = 102 - (3390 - 2244,4) \cdot 0,03 = 67,5 \text{ °С}$$

6. Объемный коэффициент жидкости при давлении на входе в насос ($B_{\text{об}}$, доли ед.):

$$B_{\text{об}} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_{\text{пр}}}{P_{\text{нас}}}} \right] = 0,5 + (1 - 0,5) \cdot \left[1 + (1,3 - 1) \cdot \sqrt{\frac{16,5 \cdot 10^6}{22 \cdot 10^6}} \right] = 1,13, \quad (4.9)$$

где n -обводненность продукции скважины, доли ед.; B – объемный коэффициент нефти.

7. Дебит жидкости на входе в насос с учетом объемного коэффициента жидкости равен ($Q_{пр}$, м³/сут.):

$$Q_{пр} = Q_{пл} \cdot B_{об} = 50 \cdot 1,13 = 50,8 \text{ м}^3/\text{сут} \quad (4.10)$$

8. Объемное количество свободного газа на входе в насос ($G_{пр}$, м³/м³):

$$G_{пр} = G \cdot \left[1 - \left(\frac{P_{пр}}{P_{нас}} \right) \right] = 50 \cdot \left[1 - \left(\frac{16,5 \cdot 10^6}{22 \cdot 10^6} \right) \right] = 12,5 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \quad (4.11)$$

9. Газосодержание на входе насоса ($\beta_{вх}$, доли ед.):

$$\beta_{вх} = \frac{1}{\frac{(1+P_{пр} \cdot 10^{-6}) \cdot B_{об}}{G_{пр}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1+16,5) \cdot 1,05}{12,5} + 1} = 0,61 \quad (4.12)$$

10. Определение расхода газа на входе насоса ($Q_{г.пр}$, м³/с):

$$Q_{г.пр} = \frac{Q_{пр} \cdot (1 - \beta_{вх})}{\beta_{вх}} = \frac{50,8 \cdot (1 - 0,61)}{0,761} = 20,1 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} = 0,23 \cdot 10^{-3} \frac{\text{м}^3}{\text{с}} \quad (4.13)$$

11. Приведенная скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос вычисляется по формуле (C_r , м/с):

$$C_r = \frac{Q_{г.пр}}{f_{скв}} \quad (4.14)$$

где $f_{скв}$ - площадь сечения скважины на приеме насоса, м².

$$f_{скв} = \frac{\pi}{4} \cdot [(D_{вн} \cdot 10^{-3})^2 - (d_{нас} \cdot 10^{-3})^2] \quad (4.15)$$

где $d_{нас}$ - внешний диаметр корпуса насоса, который для типоразмера 5А- равен 103 мм.

$$f_{скв} = \frac{\pi}{4} \cdot [(159,6 \cdot 10^{-3})^2 - (103 \cdot 10^{-3})^2] = 0,012 \text{ м}^2$$

По формуле (4.14) находим приведенную скорость газа в сечении обсадной колонны на входе в насос:

$$C_r = \frac{Q_{г.пр}}{f_{скв}} = \frac{0,23 \cdot 10^{-3}}{0,012} = 0,02 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

12. Определение истинного газосодержания на входе в насос (φ , доли ед.):

$$\varphi = \frac{\beta_{вх}}{1 + \frac{C_p}{C_r} \beta_{вх}} = \frac{0,61}{1 + \frac{0,16}{0,02} \cdot 0,61} = 0,105 \quad (4.16)$$

где C_n – скорость всплытия газовых пузырьков, которая зависит от обводненности продукции ($C_n = 0,16$ см/с при $b > 0,5$).

13. Определяем работу газа на участке «забой-прием насоса» ($P_{г1}$, МПа):

$$P_{г1} = P_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot \varphi} - 1 \right) = 22 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot 0,105} - 1 \right) = 0,96 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,96 \text{ МПа} \quad (4.17)$$

14. Определяем работу газа на участке «нагнетание насоса-устье скважины»:

Для проведения расчета работы газа необходимо знать: объемное количество свободного газа на устье, объемный коэффициент жидкости, а также газосодержание и истинное газосодержание у устья скважины.

Объемное количество газа на устье ($G_{буф}$, $\text{м}^3/\text{м}^3$):

$$G_{буф} = G \cdot \left(1 - \frac{P_6}{P_{нас}} \right) = 50 \cdot \left(1 - \frac{2,8 \cdot 10^6}{22 \cdot 10^6} \right) = 43,6 \frac{\text{м}^3}{\text{м}^3} \quad (4.18)$$

Объемный коэффициент жидкости у устья ($V_{об.буф}$, доли ед.):

$$V_{об.буф} = n + (1 - n) \cdot \left[1 + (B - 1) \cdot \sqrt{\frac{P_6}{P_{нас}}} \right] = 0,5 + (1 - 0,5) \cdot \left[1 + (1,3 - 1) \cdot \sqrt{\frac{2,8 \cdot 10^6}{22 \cdot 10^6}} \right] = 1,05 \quad (4.19)$$

Газосодержание у устья скважины ($\beta_{буф}$, доли ед.):

$$\beta_{буф} = \frac{1}{\frac{(1+P_6 \cdot 10^{-6}) \cdot V_{об.буф}}{G_{буф}} + 1} = \frac{1}{\frac{(1+2,8) \cdot 1,05}{43,6} + 1} = 0,916 \quad (4.20)$$

Истинное газосодержание у устья скважины (φ , доли ед.):

$$\varphi_{буф} = \frac{\beta_{буф}}{1 + \frac{C_n}{C_r} \beta_{буф}} = \frac{0,916}{1 + \frac{0,16}{0,02} \cdot 0,916} = 0,11 \quad (4.21)$$

Расчет работы газа у устья скважины ($P_{г2}$, МПа):

$$P_{г2} = P_{нас} \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot \varphi_{буф}} - 1 \right) = 22 \cdot 10^6 \cdot \left(\frac{1}{1-0,4 \cdot 0,11} - 1 \right) = 0,997 \cdot 10^6 \text{ Па} = 0,997 \text{ МПа} \quad (4.22)$$

14. Определяем потребное давление насоса ($P_{пот}$, МПа):

$$P_{\text{пот}} = \rho \cdot g \cdot L_{\text{подв}} + P_{\text{б}} - P_{\text{г1}} - P_{\text{г2}} = 956 \cdot 9,81 \cdot 2244,4 + 2,8 \cdot 10^6 - 0,96 \cdot 10^6 - 0,997 \cdot 10^6 = 21,88 \cdot 10^6 \text{ Па} = 21,88 \text{ МПа} \quad (4.23)$$

15. Определение требуемого напора насоса ($H_{\text{тр}}$, м.):

$$H_{\text{тр}} = \frac{P_{\text{пот}}}{\rho \cdot g} = \frac{21,88 \cdot 10^6}{956 \cdot 9,81} = 2333,8 \text{ м.} \quad (4.24)$$

Исходя из требуемого дебита скважины и рассчитанного напора подбираем насос таким образом, чтобы он, работая в своем диапазоне, давал максимальный дебит и КПД. Для данной скважины был выбран насос ЭЦНАКИ5-50 производства «Алнас» [6]. Его основные паспортные характеристики представлены в таблице 4.2.

Таблица 4.2 – Основные характеристики насоса ЭЦНАКИ5А-50

Параметры	Значение
Паспортная подача*, м ³ /сут	25 – 80
Напор *, м	507 – 3935
Мощность*, (кВт)	7,29-56,6
Макс. КПД*, %	39,5

*– при частоте тока 50 ГЦ

Характеристики насоса ЭЦНАКИ5-50 представлены на рисунках 4.5, 4.6.

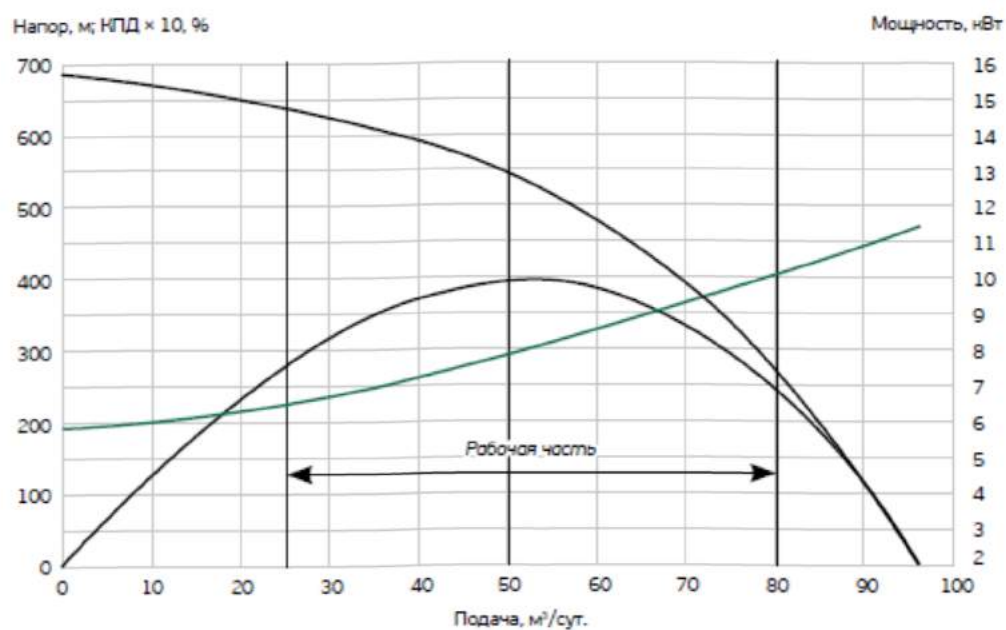


Рисунок 4.5 – Графики напора H (м), потребляемой мощности P (кВт) и подачи ($\text{м}^3/\text{сут.}$) для насоса типа ЭЦНАКИ5А-50

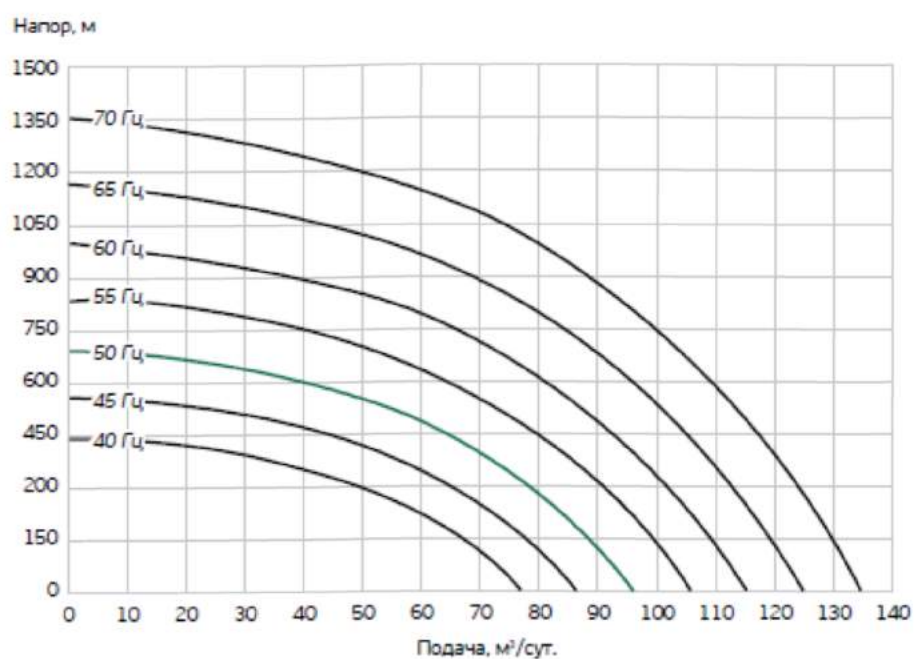


Рисунок 4.6 - Характеристика насоса ЭЦНАКИ5А-50 при различных частотах вращения: Количество ступеней = 100.

Номинальная подача насоса составляет $50 \text{ м}^3/\text{сут}$ на воде плотностью – $\rho = 1000 \text{ кг/м}^3$ и частотой вращения – $n = 2910 \text{ об/мин}$ (50 Гц). Количество ступеней = 100; $Q = 50 \text{ м}^3/\text{сут.}$; $H = 545 \text{ м}$; $N = 7,84 \text{ кВт}$; $\eta = 39,5 \%$

После расчета показателей насоса, с помощью специального программного обеспечения SubPump была определена его оптимальная компоновка – 222 ЭЦНАКИ5А-50-2031,

где $Z=222$ – количество ступеней насоса; 2031 – напор, м; 50 – подача, $\text{м}^3/\text{сут.}$

Для борьбы с высоким газосодержанием (61 %) на входе в насос предлагается использование входного модуля – газосепаратора ГСДАОН5А5М, который позволит вывести установку на режимные параметры и снизит входное газосодержание на приеме насоса для приемлемого.

Также для защиты оборудования УЭЦН от вредного влияния механических примесей рекомендуется оборудовать компоновку погружным сепаратором механических примесей (ПСМ) компании ЗАО «Новомет».

Для борьбы с преждевременной дегазацией нефти возможно применение следующих методов:

- увеличение забойного давления для сдвига точки разгазирования;
- применение штуцера на устье для ограничения подачи нефти.

Для данной скважины была определена следующая компоновка оборудования для борьбы с осложняющими факторами:

В таблице 4.3 представлена комплектация оборудования для скважины № 3-1.

Таблица 4.3 – Комплектация оборудования скважины № 3-1

Назначение	Описание	Рем/Нов
ПЭД	ПЭДТ 45/117М	Новый
ЭЦН	222 ЭЦНАКИ5А-50	Новый
Гидрозащита x 2	ГТМА5ЛДЭ	Новый

Газосепаратор	ГСДАОН5А5М	новый
Обратный клапан	КОШ-73	Новый
Удлинитель, термостойкая вставка	КИФБП 3*16*230	Новый
Кабельная линия	КПвПпБП 3*16*130	Новый
Дополнительное оборудование	ТМСР-3	Новый
Погружной сепаратор механических примесей	ПСМ-5А	Новый

Выводы по главе 4:

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

Технологические решения, которые обеспечат повышенный ресурс работы установки и повысят наработку на отказ при данных факторах приведены в таблице 4.4

Таблица 4.4 - Осложняющие факторы и технические решения, снижающие их влияние

Фактор	Технологическое решение
Механические примеси	- использование входного щелевого фильтра; - использование модульного шламоуловителя; - применение погружного сепаратора механических примесей; - применение ступеней с открытым рабочим колесом; - использование двухопорной конструкции.
Свободное газосодержание	-применение газосепаратора; -применение диспергатора; -применение мультифазного насоса; -применение барьерного приемного модуля газосепаратора;

	-применение комбинации вышеперечисленных способов.
АСПО	-применение ступеней с открытым рабочим колесом; - применение ингибиторов; -применение электронагревателей.

Подобранная в расчетной части компоновка оборудования позволит вывести скважину на устойчивый режим работы, в условиях высокого содержания механических примесей и газосодержания на приёме насоса. Стабильная работа УЭЦН приведет к снижению рисков возникновения осложнений в эксплуатации скважины, что в будущем повлечет за собой увеличение её МРП.

Для борьбы с преждевременной дегазацией нефти возможно применение следующих методов:

- увеличение забойного давления для сдвига точки разгазирования;
- применение штуцера на устье для ограничения подачи нефти.

Для снижения негативного влияния механических примесей подобрана компоновка оборудования УЭЦН, включающая щелевой фильтр механических примесей, также рекомендуется применение технологии «ЛИНК» для закрепления неустойчивых пород в продуктивном пласте и снижения их выноса., также возможно использование сепаратора механических примесей типа ПСМ на других скважинах эксплуатационного фонда.

После проведения ГРП рекомендуется проводить освоение скважины с помощью ГНКТ для лучшей нормализации забоя и выноса проппанта.

5. ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

5.1 Исходные данные для расчета эффективности внедрения

В работе рассматриваются способы повышения эффективности защиты УЭЦН от механических примесей посредством установки на прием насоса погружного сепаратора механических примесей. Основным показателем, характеризующим экономическую эффективность данного мероприятия, будет увеличение межремонтного периода скважин и как следствие дополнительная добыча нефти.

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

Так как проектируемое мероприятие по установке гравитационного фильтра на прием УЭЦН проводится в течение одного года и эффект от его проведения наблюдается только в текущем году, то экономическая эффективность рассчитывается без учета дисконтирования. Исходные данные для проведения расчёта приведены в таблицах 5.1 и 5.2.

Таблица 5.1 – Показатели работы фонда эксплуатационных скважин и стоимости оборудования

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Средний дебит по нефти, т/сут.	18	18
Средняя наработка на отказ, сут.	150	236
Средняя продолжительность ремонта, час	122	122
Средняя стоимость 1 ремонта ТРС руб./ед.	469300	469300

Продолжение таблицы 5.1

Показатель	Значение до внедрения	Значение после внедрения
Затраты на приобретение фильтра ПСМ5-114, руб./ед	0	286000

Таблица 5.2 – Исходные данные для расчета экономических показателей

Показатель	Единица измерения	Значение
1	2	3
Цена реализации:		
Нефти на внутреннем рынке (с НДС)*	руб./т	3021,48
Нефти на внешнем рынке**	долл.США/баррель	42
Налоги и платежи (НК РФ):		
Таможенная пошлина*	долл.США/т	30
НДС	%	20
Налог на прибыль	%	20
Ставка НДПИ*	руб./т	1347
Эксплуатационные затраты:		
Стоимость 1 операции ТРС*	руб./бр.час	5867,9
Энергетические на 1т добычи жидкости механизированным способом*	руб./т	53
Расходы на оплату труда*	тыс.руб./скв.	946,4
Сбор и транспорт нефти*	руб./т	313,6
Технологическая подготовка нефти*	руб./т	308,4
Расходы по экспорту нефти*	руб./т	1012
Дополнительные данные:		
Курс российского рубля**	руб./долл.США	71,94
Доля нефти для продажи на внешнем рынке*	%	60

* по данным на 2020 год

** средневзвешенный за 2020 год

5.2 Расчёт дополнительной добычи

Расчет прироста добычи нефти. Дополнительную добычу нефти (ΔQ) от оборудования скважин погружным сепаратором механических примесей вычислим согласно ГОСТ Р 53710-2009 от 01.07.2011 «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки» [16]:

$$\Delta Q_t = (q_1 - q_2) \times 365 \times K_э + \Delta \text{МРП} \quad (5.1)$$

где q_1 и q_2 – среднесуточный дебит скважины нефти до и после внедрения, т/сут;

$K_э$ – коэффициент эксплуатации;

365 – количество дней в году;

$\Delta \text{МРП}$ – дополнительная добыча нефти в результате увеличения межремонтного периода, т/год.

$$\Delta \text{МРП} = (N_{\text{до}} - N_{\text{после}}) \times T \times q_{\text{ср}} \quad (5.2)$$

где $N_{\text{до}}$ – количество ремонтов за скользящий год до установки ПСМ, по причине засорения мехпримесями;

$N_{\text{после}}$ – количество ремонтов за скользящий год после установки ПСМ, по причине засорения мехпримесями;

$q_{\text{ср}}$ – средний дебит одной скважины, т/сут;

T – средняя продолжительность ремонта, час;

$$N_{\text{до}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{до}}} \quad (5.3)$$

$$N_{\text{после}} = \frac{365}{\text{СНО}_{\text{после}}} \quad (5.4)$$

где $\text{СНО}_{\text{до}}$ и $\text{СНО}_{\text{после}}$ – средняя наработка на отказ до и после ПСМ соответственно, сут.

$$N_{\text{до}} = 365/150 = 2,43$$

$$N_{\text{после}} = 365/236 = 1,55$$

$$\Delta \text{МРП} = (2,43 - 1,55) \times \frac{122}{24} \times 18 = 81,13 \text{ т/год}$$

$$\Delta Q_t = 0 + 81,13 = 81,13 \text{ т/год}$$

Причем дебит скважины за год при использовании газосепаратора-диспергатора составил:

$$Q_{\text{н}} = 18 \times 365 + 81,13 = 6651,13 \text{ т.}$$

5.3 Расчет единовременных затрат и суммы амортизационных отчислений

К единовременным затратам отнесем затраты на покупку ПСМ:

$$З_{\text{ед}} = 286000 \text{ руб.}$$

Согласно постановления Правительства РФ от 01.01.2002 №1 (ред. от 27.12.2019) "О Классификации основных средств, включаемых в амортизационные группы", «Газосепаратор - диспергатор» отнесен к 1-ой амортизационной группе (от 13 до 24 месяцев включительно); оборудование для подготовительных работ при ремонте и обслуживании эксплуатационных скважин и прочее; код ОКОФ – 14 2928510, куда относится все недолговечное имущество, в т.ч. клапаны скважинные, пакеры добычные, фильтры и сепараторы скважинные. Норма амортизации составляет 14,3 % в год. Срок полезного использования – 2 года.

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

$$A_{\text{г}} = C_{\text{п}} \times H_{\text{А}} / 100\% = 286000 \times 14,3\% / 100\% = 40898 \text{ руб.} \quad (5.5)$$

где $C_{\text{п}}$ – первоначальная стоимость данного вида основных средств, руб.;
 $H_{\text{А}}$ – норма амортизационных отчислений, %.

5.4 Расчёт эксплуатационных затрат

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

Расчет себестоимости одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = Q_n \times Y_э \quad (5.6)$$

где $Y_э$ —удельные затраты на электроэнергию для добычи нефти механизированным способом, руб./т.

$$З_э = 6570 \times 53 = 348210 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = Q_n \times Y_{тн} \quad (5.7)$$

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

$$З_{тн} = 6570 \times 313,6 = 2060352 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_п = Q_n \times Y_п \quad (5.8)$$

где $Y_п$ —удельные затраты на подготовку нефти, руб./т.

$$З_п = 6570 \times 308,4 = 2026188 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_т = Q_n \times X \times Y_t \quad (5.9)$$

где Y_t — удельные затраты на транспорт экспортируемой нефти, руб./т;

X - доля нефти на экспорт, %.

$$З_т = 6570 \times 0,6 \times 1012 = 3989304 \text{ руб.}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = n \times Y_{от} \quad (5.10)$$

где $Y_{от}$ – удельные затраты на оплату труда за одну скважину в год, тыс.руб./скв.;

n – количество скважин.

$$З_{от} = 1 \times 946400 = 946000 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{рем} = n \times Y_{рем} \quad (5.11)$$

где $Y_{рем}$ – удельные затраты на ремонт одной скважины в год, руб.;

n – количество ремонтов.

$$Y_{рем} = C_{бр} \times T \quad (5.12)$$

где $C_{бр}$ – стоимость 1 часа работы бригады ТРС, руб./час;

T – средняя продолжительность ремонта, час.

$$Y_{рем} = 5867,9 \times 122 = 715833,8 \text{ руб}$$

$$З_{рем} = 2,43 \times 715833,8 = 1741983,91 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти до установки ПСМ на прием насоса:

$$C_1 = \frac{\Xi_{общ}}{Q_0} \quad (5.13)$$

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

Q_0 – объем добычи нефти до внедрения мероприятия, т.

$$C_1 = \frac{11112437,91}{6570} = 1691,4 \text{ руб/т.}$$

Расчет себестоимости одной тонны нефти после установки ПСМ на прием насоса:

Энергетические затраты:

$$З_э = 6651,14 \times 53 = 352510,4 \text{ руб.}$$

Сбор и транспорт нефти:

$$З_{тн} = 6651,14 \times 313,6 = 2085797,5 \text{ руб.}$$

Технологическая подготовка нефти:

$$З_{п} = 6651,14 \times 308,4 = 2051211,6 \text{ руб.}$$

Транспортные расходы, связанные с экспортом нефти:

$$З_{т} = 6651,14 \times 0,6 \times 1012 = 4038572 \text{ руб}$$

Прочие расходы, связанные с оплатой труда на одну скважину:

$$З_{от} = 1 \times 946000 = 946000 \text{ руб.}$$

Расходы, связанные с обслуживанием скважин (ремонт насоса после срыва подачи):

$$З_{рем} = 1,55 \times 715883,8 = 1107193,2 \text{ руб.}$$

Себестоимость одной тонны нефти после установки ПСМ определяется по формуле:

$$C_2 = \frac{З_{общ}}{Q_0 + \Delta Q} \quad (5.14)$$

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

$$C_2 = \frac{10581684,87}{6570 + 81,14} = 1590,96 \text{ руб/т.}$$

5.5 Расчет экономического эффекта мероприятия

Экономический эффект при технико-экономическом обосновании внедрения фильтра на приеме УЭЦН определяется по формуле:

$$\text{Эффект} = \frac{\Delta Э}{(C + E_n \times K)} \times 100\% \quad (5.15)$$

где $\Delta Э$ – выручка от реализации продукции, руб.;

C – текущие годовые затраты ($З_{рем}$), руб.;

E_n – нормативный коэффициент эффективности равен 0,15;

K – капитальные вложения ($З_{ед}$ + средняя стоимость одного ТРС), руб.

$$\Delta Э = \Delta Q \times Ц_t = 81,14 \times 0,1364 \times 42 \times 71,94 = 33440,2 \text{ руб.} \quad (5.16)$$

$Ц_t$ – оптовая цена предприятия за единицу продукции.

Для расчета были использованы средневзвешенные данные за 2020 год. Стоимость 1 барреля нефти принималась равной 42 \$. 1 баррель $\approx 0,1364$ т, курс

доллара: 1\$ =71,94 руб.

$$\text{Эффект} = \frac{33440,2}{1107193,2 + 0,15 \times 755300} \times 100\% = 2,74\%$$

Снижение себестоимости одной тонны нефти определяем по формуле:

$$C_{\text{ср}} = \frac{C_1 - C_2}{C_1} \times 100\% = \frac{1691,39 - 1590,96}{1691,39} \times 100\% = 5,93\% \quad (5.17)$$

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

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

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

Выручка от реализации нефти на внешнем рынке:

$$\Delta B_{\text{в}} = Q_{\text{н}} \times X \times C_{\text{в}} \times C_{\text{з}} \quad (5.18)$$

$$\Delta B_{\text{в}} = 81,14 \times 0,1364 \times 0,6 \times 42 \times 71,94 = 20064,13 \text{ руб.}$$

Выручка от реализации нефти на внутреннем рынке:

$$\Delta B_{\text{вн}} = Q_{\text{н}} \times (1 - X) \times C_{\text{вн}} = 81,14 \times (1 - 0,6) \times 22151,6 = 718952,75 \text{ руб.} \quad (5.19)$$

После расчета выручки определяется величина уплачиваемых налогов.

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

$$\text{НДПИ} = K_{\text{ц}} \times 919 - D_{\text{м}} \quad (5.20)$$

где 919 рублей – ставка НДПИ в период с 1 января по 31 декабря 2020 года за 1 тонну добытой нефти обессоленной, обезвоженной и стабилизированной ($B_{\text{с}}$).

$$K_{\text{ц}} = \frac{(C - C_{\text{баз}}) \times P}{261} \quad (5.21)$$

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

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

P – курс доллара;

$$D_m = K_{\text{НДПИ}} \times K_{\text{Ц}} \times (1 - K_B \times K_3 \times K_D \times K_{\text{ДВ}} \times K_{\text{КАН}}) \quad (5.22)$$

$K_{\text{НДПИ}} = 428$ руб./т на период с 1 января по 31 декабря 2020 года;

K_B – коэффициент, характеризующий степень выработанности запасов участка;

K_3 – коэффициент, характеризующий величину запасов участка;

K_D – коэффициент, характеризующий сложность добычи нефти;

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

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

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

$$\text{НДПИ} = Q_n \times (B_c \times \frac{(\text{Ц} - \text{Ц}_{\text{баз}})}{261} - D_m) \quad (5.23)$$

Производим расчёт НДПИ по формуле (1.23) с учетом имеющихся коэффициентов:

$$\text{НДПИ} = 81,14 \times (919 \times \frac{(42-15) \times 71,94}{261} - (428 \times 7,44 \times (1 - 0,3 \times 1 \times 1 \times 0,3 \times 1))) = 319750,4 \text{ руб.}$$

где B_c – ставка НДПИ, 919 руб./т.;

Таможенная пошлина:

$$\text{ТП} = \Delta Q_n \times X \times C_{\text{ТП}} \times P \quad (5.24)$$

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

$$\text{ТП} = 81,14 \times 0,1364 \times 0,6 \times 30 \times 71,94 = 14331,52 \text{ руб.}$$

Налог на прибыль:

$$\text{НП} = \Pi \times C_{\text{НП}} \quad (5.25)$$

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

Π – валовая прибыль, руб.

Валовая прибыль:

$$\Pi = \Delta V_{\text{вн}} + \Delta V_9 - \Delta Z_9 - \Delta Z_{\text{тв}} - \Delta Z_{\text{п}} - \Delta Z_{\text{т}} - \Delta Z_{\text{рем}} - Z_{\text{ед}} - A_1 - \text{НДПИ} - \text{ТП}$$

$$=718952,75 + 20064,13 - 4300,4 - 25445,5 - 25023,6 - 49268,21 + 634790,75 - 286000 - 40898 - 319750,4 - 14331,52 = 608790 \text{ руб.}$$

(5.26)

$$\text{НП} = 608790 \times 0,2 = 121758 \text{ руб.}$$

Чистая прибыль:

$$\text{ЧП} = \text{П} - \text{НП} = 608790 - 121758 = 487032 \text{ руб.} \quad (5.27)$$

Выводы к разделу:

1. Технико-экономическая оценка предложенного мероприятия показала, что установка погружного сепаратора механических примесей на прием насоса увеличивает СНО, что положительно влияет на стоимость одной тонны добытой нефти. Также увеличивается и количество добытой нефти на одну скважину (на 5,93%). После проведения технологического мероприятия на скважине дополнительная добыча нефти предположительно составляет 81,14 тонн.

2. В результате расчета экономический эффект составляет 2,73 %. Чистая прибыль от реализации дополнительно добытой нефти составит 487032 рубля. Так как данное технологическое решение имеет положительный экономический эффект, его применение является рациональным и рентабельным.

6. СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Важнейшим приоритетом для сохранения человеческого капитала является обеспечение безопасности жизни и здоровья работников во время трудовой деятельности.

Нефтегазопромыслы отличаются высоким уровнем опасности и возможностью возникновения экстремальных ситуаций, угрожающих здоровью рабочего персонала. По этой причине, на данных производствах проводятся постоянные улучшения и соблюдаются условия охраны и труда, разрабатываются мероприятия по предупреждению травматизма и заболеваемости, а также выполняются требования промышленной и экологической безопасности.

Целью раздела «Социальная ответственность» является анализ вредных и опасных факторов труда оператора по добыче нефти и газа, создание оптимальных норм мероприятий для обеспечения благоприятных и безопасных условий труда и повышения его производительности (особое внимание уделяется охране окружающей среды).

При разработке раздела учитывались действующие нормативно-технические документы, обеспечивающие безопасность и экологичность проекта.

6.1 Производственная безопасность

На предприятиях работающие могут подвергаться воздействию различных опасных и вредных производственных факторов, подразделяемых по ГОСТ 12.0.003-2015 на следующие классы: физические, химические, биологические и психофизиологические. [17]

В данном разделе проанализированы вредные и опасные факторы, которые могут возникать при работе оператора добычи нефти и газа. В таблице 6.1 приведены опасные и вредные факторы.

Таблица 6.1 – Опасные и вредные факторы при работе оператора добычи нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ				Нормативные документы
	Обслуживание технологических установок	Обслуживание фонда скважин	Контроль за трубопроводами и различными коллекторами	Работа с электроустановками и трансформаторами	
Вредные					1.ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. [17] 2.ГОСТ 12.1.005 – 88. [18] 3.ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. [19] 4.ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. [20] 5.ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. [21] 6.ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. [22] 7.ГОСТ 12532-88. [23] 8.ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. [24]
1.Отклонение показателей микроклимата	+	+	+	+	
2. Повышенная загазованность воздуха рабочей среды;	+	+	+		
3.Превышение уровня шума на рабочем месте	+	+	+	+	
4.Превышение уровня вибрации	+	+	+		
5. Недостаточная освещенность рабочей зоны	+		+	+	9.СНиП 2.01.02–85. [25] 10.СНиП 2.09.07–85. [26] 11.НПБ 105–03. [27] 12.ГОСТ 12.1.004–76. [28] 13. СНиП 23-05-2010 [29]
Опасные					
6. Сосуды и аппараты под высоким давлением	+	+	+	+	
7.Электрический ток	+	+		+	
8. Пожароопасный фактор	+	+	+	+	
9. Механические повреждения	+	+	+		

6.2 Вредные факторы

6.2.1 Анализ показателей микроклимата

Одна из главных особенностей условий труда операторов по добыче нефти – это работа, в основном, на открытом воздухе (на кустах скважин), а также работа, связанная с перемещениями на территории объекта и между объектами (кустами), частыми подъемами на специальные площадки, находящиеся на высоте. Поэтому в условиях сурового климата Западной Сибири и Крайнего Севера с низкими температурами и высокой влажностью (летом до 100%) большую роль играют метеорологические факторы.

Низкая температура и большие скорости движения воздуха при длительном воздействии приводят к расстройству кровообращения, способствуют заболеванию ревматизмом, гриппом и болезнями дыхательных путей.

При высокой температуре снижаются внимание и скорость реакции работающего, что может послужить причиной несчастного случая и аварии. При работе в летнее время при высокой температуре возможны перегревания организма, солнечные и тепловые удары. При температуре воздуха выше 30 °С все работы прекращаются. При скорости более 15 м/с все виды работ на открытом воздухе прекращаются, в связи с опасностью нарушения функции дыхания, нарушений целостности слизистых оболочек глаз, носа, верхних дыхательных путей. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны определены в ГОСТ 12.1.005 – 88. [18]

Рабочие обеспечиваются спецодеждой, которая имеет или высокие теплозащитные свойства, или высокую воздухопроницаемость, в зависимости от времени года. Летом – роба х/б, сапоги, каска, солнцезащитные очки, рукавицы, а также средства защиты от кровососущих насекомых. Зимой – шапка-ушанка, обувь, ватные штаны, ватные рукавицы.

6.2.2 Анализ загазованности воздуха рабочей среды

Куст скважин характеризуется наличием пожаро - взрывоопасных веществ и ядовитых газов: природный газ, метанол, газовый конденсат. В процессе производственных операций оператор может подвергаться воздействию этих газов, а также паров нефти, источником которых являются нарушения герметичности фланцевых соединений, механической прочности фонтанной арматуры, вследствие коррозии или износа регулирующих и предохранительных клапанов.

Предельно допустимые концентрации веществ согласно ГОСТ 12.1.007-76: азота диоксид – 2 мг/м^3 , бензол – 10 мг/м^3 , углерода оксид – 20 мг/м^3 . [19]

На кусте скважин обязательно предусмотрены средства индивидуальной защиты: респираторы противогазного типа и противогазы со специальными нейтрализующими данный газ насадками, очки закрытого типа, перчатки, рукавицы, спецобувь, изолирующие костюмы, мази и пасты.

6.2.3 Анализ уровня шума

Шум на рабочем месте оказывает раздражающее влияние на работника, повышает его утомляемость, а при выполнении задач, требующих внимания и сосредоточенности, способен привести к росту ошибок и увеличению продолжительности выполнения задания. Длительное воздействие шума влечет тугоухость работника вплоть до его полной глухоты.

Согласно ГОСТ 12.01.003-83, уровень шума на рабочих местах не превышает 80 дБ. [20]

В целях борьбы с уровнем шума на нефтегазопромыслах предусмотрена комплексная целевая программа, которая включает в себя снижение уровня шума в источнике его возникновения с помощью технологического оборудования (шумоглушитель), рациональную планировку производственных объектов и технологических установок, рациональное планирование режимов

труда и отдыха, обеспечение работников средствами индивидуальной защиты органов слуха: вкладыши, наушники, шлемы. [21]

6.2.4 Анализ уровня вибрации

Воздействие вибрации на организм человека на нефтепромысле происходит при осуществлении работ на спецтехнике, при спуске и подъеме труб и регулировании расхода воды, закачиваемой в пласт. Из – за действия вибрации на организм человека, могут быть нарушены его физиологические функции, что может проявиться в виде головных болей, плохого сна, снижения работоспособности, нарушения сердечной деятельности. В таблице 6.2 приведены нормы уровней вибрации по ГОСТ 12.1.012-90. [22]

Таблица 6.2 – Гигиенические нормы уровней вибрации

Вид вибрации	Допустимый уровень колебательных скоростей, дБ										
	100	105	110	115	120	125	130	135	140	145	150
Общая	-	108	99	93	92	92	92	-	-	-	-
Локальная вибрация	-	-	-	115	109	109	109	109	109	109	109

К методам защиты от вибрации относятся: усовершенствование техники и оборудования, виброизоляция машин и поиск наилучших материалов, поглощающих вибрационное воздействие. Для индивидуальной защиты работника от воздействия вибрации предусмотрены антивибрационные рукавицы и сапоги с толстой резиновой подошвой. [21]

6.2.5 Анализ освещенности

Рациональное освещение производственных помещений и рабочих мест – одно из важнейших условий создания благоприятных и безопасных условий труда. Недостаток освещения напрямую влияет на способность человека

воспринимать информацию об окружающих его предметах, что негативно сказывается на его способности безопасно выполнять работу. В производственной обстановке используются в основном естественное освещение в условиях открытого пространства (на скважинах), смешанное на производственных объектах (ДНС, КНС, цеха, АГЗУ и т.д.).

Количество естественного света зависит от погодных условий, времени года и суток. Недостаток естественного света возмещается искусственным освещением. При работе в темное время суток территория кустов скважин освещена, во избежание травматизма. В качестве осветительных приборов применяются фонари и прожектора. Норма освещенности не ниже 10 лк. В АГЗУ применяются искусственное освещение. Освещение производится лампами обеспечивающими взрыво - и пожаробезопасность.

Норма соответствия освещенности в цеху по СНиП 23-05-2010 составляет не менее 400лк [22].

6.2.6 Расчет потребного воздухообмена

Определение потребного воздухообмена производится при выделении газов (паров) через неплотности аппаратуры, находящейся под давлением [23]. Производственное помещение цеха подготовки перекачки нефти.

Производственная аппаратура, работающая под давлением, как правило, не является вполне герметичной. Степень герметичности аппаратуры уменьшается по мере ее износа. Считая, что просачивание газов через неплотности подчиняется тем же законам, что и истечение через небольшие отверстия, и, предполагая, что истечение происходит адиабатически, количество газов, просочившиеся через неплотности, можно определить по формуле:

$$G = kcv \sqrt{\frac{M}{T}}, \text{ кг/ч} \quad (6.1)$$

где k – коэффициент, учитывающий повышение утечки от износа оборудования ($k = 1-2$); c – коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате; v – внутренний объем аппаратуры и трубопроводов, находящихся под давлением, м^3 ; M – молекулярный вес газов, находящихся в аппаратуре; T – абсолютная температура газов в аппаратуре, К.

Потребный воздухообмен определяется по формуле:

$$L = \frac{1000G}{x_n - x_v}, \text{ м}^3/\text{ч}, \quad (6.2)$$

где L , $\text{м}^3/\text{ч}$ – потребный воздухообмен; G , $\text{г}/\text{ч}$ – количество вредных веществ, выделяющихся в воздух помещения; x_v , $\text{мг}/\text{м}^3$ – предельно допустимая концентрация вредности в воздухе рабочей зоны помещения, согласно ГОСТ 12.1.005-88 [24]; x_n , $\text{мг}/\text{м}^3$ – максимально возможная концентрация той же вредности в воздухе населенных мест (ГН 2.1.6.1338-03) [19].

Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате представлен в таблице 6.3

Таблица 6.3 - Коэффициент, учитывающий влияние давления газа в аппарате

Давление p , атм	до 2	2	7	17	41	161
c	0,121	0,166	0,182	0,189	0,25	0,29

Система, состоящая из аппаратов и трубопроводов, заполнена сероводородом. Рабочее давление в аппаратуре $p_a = 5$ атм, а в проводящих трубопроводах $p_{тр} = 6$ атм. Внутренний объем аппаратуры $v_a = 2,5 \text{ м}^3$, объем трубопроводов, $v_{тр} = 1,2 \text{ м}^3$. Температура газа в аппаратуре – $t_a = 110$ °С, в трубопроводе – $t_{тр} = 25$ °С. Определить потребный воздухообмен в помещении.

Расчет: определяем величины утечек сероводорода (H_2S) из аппаратуры и трубопроводов. Принимаем $k = 1,5$; $c = 0,1788$ (по таблице А.1 приложения А); $M = 34$, для H_2S .

Утечка газа из аппаратуры составляет:

$$G_a = 1,5 \times 0,1756 \times 2,5 \sqrt{\frac{34}{383}} = 0,19 \text{ кг/ч}$$

Утечка газа из трубопроводов составляет:

$$G_{тр} = 1,5 \times 0,1788 \times 1,2 \sqrt{\frac{34}{298}} = 0,11 \text{ кг/ч}$$

$$G = G_a + G_{тр} = 0,19 + 0,11 = 0,3 \text{ кг/ч}$$

Используя данные табл. А.1 и А.2 прил. А, находим, что для сероводорода $x_n = 10 \text{ мг/м}^3$; $x_b = 0.008 \text{ мг/м}^3$. Потребный воздухообмен равен:

$$L = \frac{1000 \times 0,3}{10 - 0.008} = 30,5 \text{ м}^3/\text{ч}$$

Ответ: $L = 30,5 \text{ м}^3/\text{ч}$

6.3 Опасные факторы

6.3.1 Сосуды и аппараты под давлением

Специфическая особенность условий эксплуатации нефтяных скважин – высокое давление на устье, которое доходит до 30 МПа. В связи с этим любое ошибочное действие оператора при выполнении работ на устье скважины может привести к опасной аварии. Для измерения буферного давления и давления в затрубном пространстве на скважинах, оборудованных УЭЦН установлены стационарные манометры с трехходовыми кранами.

Для предотвращения возникновения инцидентов на производстве применяют средства измерения КИПиА и предохранительную арматуру. Конструкция устьевого оборудования обеспечивает возможность снижения давления в затрубном пространстве, а также закачку жидкости для глушения скважины. На случай превышения давления сверх предусмотренного технологическим режимом оборудование оснащено предохранительными

клапанами. Вся принятая запорная арматура, устанавливаемая на трубопроводах, транспортирующих газ, конденсат, метанол, ДЭГ, 107 соответствует 1 классу герметичности затвора, а предохранительная аппаратура по 1 классу по ГОСТ 12532-88. [23]

6.3.2 Электробезопасность

Эксплуатация скважин с УЭЦН характеризуется с наличием высокого напряжения в силовом кабеле. Причем станция управления и скважина оборудования ЭЦН обычно не находятся в непосредственной близости друг от друга и часть кабеля проходит по поверхности, что увеличивает зону поражения электротоком, а, следовательно, и вероятность несчастного случая. К монтажу (демонтажу) погружного агрегата УЭЦН и его обслуживанию допускается электротехнический персонал, знающий схемы, применяемые станций управления, трансформаторов, подстанций погружных насосов (КТПН), конструкции по их эксплуатации, прошедший производственное обучение и стажировку на рабочем месте, а также проверку знаний с присвоением квалификационной группы по электробезопасности.

На промысле предусмотрены следующие средства защиты: обеспечение недоступности токоведущих частей (кожухи), СИЗ (диэлектрические коврики, перчатки), заземление. Основные требования к электробезопасности на предприятиях представлены в ГОСТ Р 12.1.019-2009. [22]

Категории помещений по электробезопасности приведены в таблице 6.4.

Таблица 6.4 – Категории помещений по электробезопасности [24]

Категория помещений	Условия
I класс – Помещения без повышенной опасности	Отсутствуют условия, создающие повышенную или особую опасность.

Продолжение таблицы 6.4

II класс – Помещения с повышенной опасностью	– сырость (сырые помещения) или токопроводящая пыль (пыльные помещения); – токопроводящие полы (металлические, земляные, железобетонные, кирпичные и т.п.); – высокая температура (жаркие помещения); – возможность одновременного прикосновения человека к металлоконструкциям зданий, имеющим соединение с землей.
III класс – Особо опасные помещения	– особая сырость (особо сырые помещения); – химически активная или органическая среда (помещения с химически активной или органической средой); – одновременно два или более условий повышенной опасности

6.3.3 Пожаробезопасность

Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления: осколки, движущиеся части разрушившихся аппаратов, электрический ток, взрыв.

Пожарная профилактика на производстве достигается правильным проектированием, эксплуатации и обеспечением средствами пожаротушения. Противопожарные мероприятия технологической части проекта выполняются в соответствии со следующими нормативными документами:

- СНиП 2.01.02–85 «Противопожарные нормы»; [25]
- СНиП 2.09.07–85 «Производственные помещения»; [26]
- ГОСТ 12.1.004–76 «Пожарная безопасность. Общие требования»; [11]
- НПБ 105–03 «Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности». [27]

Пожарный инвентарь:

- 1) мотопомпы;

- 2) огнетушители (ОП – 50, ОХП – 10, ОХ 13П – 10, ОПШ – 10, углекислотные);
- 3) пеногенератор (ГПС – 200, ГПС – 600);
- 4) рукава с гайками и без гаек;
- 5) запас воды;
- 6) пожарные щиты;
- 7) ящики с песком;
- 8) кошма, вёдра, лопаты.

При проведении работ по борьбе с гидратами к скважине запрещается использовать агрегаты и автоцистерны, не оборудованные искрогасителями на выхлопных трубах, пользоваться открытым огнём на расстоянии 25 м от устья скважины. При обвязке техники и технологических трубопроводов запрещается пользоваться инструментом, при работе с которым может возникнуть искра.

По пожарной и взрывопожарной опасности помещения производственного и складского назначения независимо от их функционального назначения подразделяются на следующие категории (таблица 6.5) [28]:

Таблица 6.5 – Категории помещений по взрывопожарной и пожарной опасности

Категория помещения	Характеристика веществ и материалов, находящихся (обращающихся) в помещении
А повышенная взрывопожаро- опасность	Горючие газы, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки не более 28 °С в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные парогазовоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа, и (или) вещества и материалы, способные взрываться и гореть при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом, в таком количестве, что расчетное избыточное давление взрыва в помещении превышает 5 кПа

Продолжение таблицы 6.5

Б взрывопожароопасность	Горючие пыли или волокна, легковоспламеняющиеся жидкости с температурой вспышки более 28 °С, горючие жидкости в таком количестве, что могут образовывать взрывоопасные пылевоздушные или паровоздушные смеси, при воспламенении которых развивается расчетное избыточное давление взрыва в помещении, превышающее 5 кПа
В1-В4 пожаро-опасность	Горючие и трудногорючие жидкости, твердые горючие и трудногорючие вещества и материалы (в том числе пыли и волокна), вещества и материалы, способные при взаимодействии с водой, кислородом воздуха или друг с другом только гореть, при условии, что помещения, в которых они находятся (обращаются), не относятся к категории А или Б
Г умеренная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в горячем, раскаленном или расплавленном состоянии, процесс обработки которых сопровождается выделением лучистого тепла, искр и пламени, и (или) горючие газы, жидкости и твердые вещества, которые сжигаются или утилизируются в качестве топлива
Д пониженная пожароопасность	Негорючие вещества и материалы в холодном состоянии

6.3.4 Механические повреждения

Механические опасности на предприятиях представляют собой движущиеся машины и механизмы, незащищенные подвижные элементы производственного оборудования, передвигающиеся изделия, заготовки, материалы, разрушающиеся конструкции, острые кромки, стружка, заусенцы и шероховатости на поверхности заготовок, инструментов и оборудования, а также падение предметов с высоты.

Для защиты от этих опасных факторов на предприятиях применяются козырьки, щиты, кожухи, барьеры, предупреждающие знаки, предохранительные устройства, сигнализации. Работникам выдаются средства

индивидуальной защиты – спецодежда, обувь с металлическим наконечником, каска, перчатки, очки. [20] Также проводятся инструктажи персоналу по технике безопасности и регулярно проверяется состояния оборудования.

6.4 Экологическая безопасность

6.4.1 Защита атмосферы

Загрязняющие воздух вещества на объектах бурения, добычи, подготовки и транспорта нефти поступают в атмосферу в виде организованных и неорганизованных выбросов. Источниками организованных выбросов являются факельные установки для сжигания попутного нефтяного газа, печи подогрева нефти, котельные, ДЭС, ГПЭС, системы вентиляции производственных помещений, двигатели внутреннего сгорания.

Вероятность неорганизованных выбросов в окружающую среду повышается впервые после нескольких лет работы сооружений, вследствие некачественного выполнения строительных, сварочных работ и заводских дефектов оборудования, затем вероятность аварийных выбросов несколько снижается и вновь возрастает по мере старения оборудования.

Вещества, выбрасываемые в атмосферу при добыче нефти, относятся к 1 - 4 классу опасности.

Сернистый ангидрит (SO_2) оказывает общее токсическое воздействие, нарушает углеводный и белковый обмены. Газ относится к 3 классу опасности, ПДК 10 мг/м^3 . [29]

Оксид азота NO - бесцветный газ, быстро окисляется до NO_2 - двуокиси азота. NO – кровяной яд, оказывает прямое действие на центральную нервную систему. Относится ко 2 классу опасности, ПДК рабочей зоны 5 мг/м^3 , населенных мест $0,085 \text{ мг/м}^3$.

Двуокись азота NO_2 вызывает раздражающее действие на легкие.

Относится ко 2 классу опасности, ПДК населенных мест – 0,085 мг/м³.

Углеводороды (легкая фракция нефти) вызывают острые и хронические отравления при концентрации 0,005 – 0,010 мг/м³. Относится к 4 классу опасности, ПДК населенных пунктов для бензина – 5,0 мг/м³.

Для минимизации негативного воздействия выбросов загрязняющих веществ на атмосферный воздух на территории разработки Северо-Останинского месторождения проводятся следующие мероприятия:

- полная герметизация всего технологического оборудования;
- контроль швов сварных соединений трубопроводов;
- защита оборудования от коррозии;
- оснащение предохранительными клапанами всей аппаратуры, в которой может возникнуть давление, превышающее расчетное;
- сброс газа с предохранительных и дыхательных клапанов на факел или на свечу рассеивания;
- откачка нефти и продуктов переработки при аварийной ситуации в дренажные емкости;
- испытание оборудования и трубопроводов на прочность и герметичность после монтажа;
- утилизация попутного нефтяного газа на нужды промысла.

6.4.2 Защита гидросферы

При бурении и эксплуатации нефтяных скважин, сборе, подготовке и транспорте нефти основными загрязнителями водоемов являются нефть, отработанные буровые растворы, буровой шлам, сточные воды, содержащие механические примеси, органические соединения, химические реагенты, поверхностно- активные вещества и минеральные соли.

Нефть, как загрязнитель водной среды, характеризуется сложным составом, включающим широкий спектр углеводородных соединений, каждое

из которых может рассматриваться как самостоятельный токсикант.

Мероприятия по рациональному использованию и охране природных вод включают:

- размещение объектов с учетом водоохраных зон;
- ограничения, предусмотренные для водоохраных зон;
- полную герметизацию оборудования и трубопроводов;
- минимизацию потребления свежей воды и контроль за ее расходом;
- создание гидроизоляционного слоя и обваловывающей дамбы по периметру кустовых площадок эксплуатационных скважин;
- применение сорбентов для борьбы с возможными разливами нефти на земную поверхность.

6.4.3 Защита литосферы

При бурении, обустройстве нефтегазовых месторождений, сооружений подземных хранилищ происходят изменения почвенной среды и ландшафта.

Негативное воздействие объектов разработки нефтегазовых месторождений на литосферу выражается в:- вырубке леса на изымаемых под строительство землях;

- сведении растительности при отсыпке минеральным грунтом площадок строительства скважин;

- возможных аварийных разливах нефти, приводящих к изменению физико-химического состава почвы и оказывающих на неё негативное влияние.

Для снижения негативного влияния разработки месторождения на почву и растительность необходимо:

- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- использовать древесину, вырубаемую на отводимой территории, для нужд строительства;

- выполнять строительные работы строго в полосе отвода;
- проводить рекультивацию загрязненных земель в соответствии с ГОСТ 17.5.3.04-83, предусматривать ликвидацию отходов производства. [30]

6.5 Меры безопасности в чрезвычайных ситуациях

На месторождении могут возникнуть различные чрезвычайные ситуации:

а) Природного характера: паводковые наводнения; лесные и торфяные пожары; ураганы, метели и снежные заносы.

б) Техногенного характера: прекращение подачи электроэнергии; пожар на объекте; нарушение герметичности аппаратов и трубопроводов, пропуск сальников насосов, арматуры, что приводит к загазованности, утечки нефтепродуктов, возможности отравления продуктами горения, пожару, взрыву.

Наиболее часто встречается пропуск газа и нефти по обвязке фонтанной арматуры на устье скважины, из-за нарушения герметичности.

Возможные причины аварии: механические повреждения, коррозия, износ, утоньшение стенок оборудования, трубопроводов, некачественные сварные соединения, заводские дефекты.

Действия производственного персонала по спасению людей, ликвидации аварийных ситуаций и аварий:

- сообщить об аварии непосредственному руководителю;
- оповестить об аварии руководителей и специалистов согласно списку оповещения;
- оценив обстановку, в зависимости от степени опасности, дать распоряжение о вызове требуемых для ликвидации специалистов;
- определить опасную зону. Вывести людей, не занятых ведением технологического процесса и не участвующих в ликвидации аварии из опасной зоны. Выставить посты, предупредительные знаки на путях возможного

появления людей и техники. Оказать первую помощь пострадавшим;

- вывести технику за пределы территории куста скважин или заглушить;
- отсечь аварийный участок, закрыть задвижки на скважине и в АГЗУ, произвести сброс давления с поврежденного участка;
- приступить к ремонтно – восстановительным работам;
- при возникновении отрытого фонтана вызвать аварийную бригаду по ликвидации открытых фонтанов. Дальнейшие работы производить под руководством штаба по ликвидации открытых фонтанов.

Для предотвращения и быстрой ликвидации аварий, которые могут возникнуть на объектах нефтедобычи составляются планы по ликвидации возможных аварий (ПЛВА). ПЛВА составляются в соответствии с Правилами безопасности в нефтяной и газовой промышленности. [31]

6.6 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Северо-Останкинское месторождение расположено в Парабельском районе Томской области. Данный район относится к местности, приравненной к району Крайнего Севера. Работа сотрудниками осуществляется вахтовым методом. Согласно трудовому кодексу РФ (гл.47, ст.302), лица, работающие вахтовым методом в районах Крайнего Севера или местности, приравненной к району Крайнего Севера, имеют соответствующие компенсации и гарантии. [32]

Для работников, выезжающих в районы крайнего Севера и приравненные к ним местности:

- Устанавливается районный коэффициент и выплачиваются процентные надбавки к заработной плате в порядке и размерах, которые предусмотрены для лиц, постоянно работающих в районах Крайнего Севера и приравненных к ним местностях
- Предоставляется ежегодный дополнительный оплачиваемый отпуск в порядке и на условиях, которые предусмотрены для лиц, постоянно

работающих. В районах крайнего Севера – 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам крайнего севера -16 календарных дней.

– За работу во вредных условиях предоставляется дополнительный отпуск в размере 9 календарных дней.

К организации рабочего места оператора, контролирующего и регулирующего производственный процесс с центрального пульта, предъявляются особые требования. Во-первых, следует рационально размещать контрольно-измерительные приборы на пульте управления и, во-вторых, разделить помещение, в котором работает оператор, на рабочую зону и зону отдыха и соответствующим образом их оснастить.

Правильная планировка предусматривает такое размещение работника в зоне рабочего места, и такое расположение в ней предметов, используемых в процессе работы, которые бы обеспечили наиболее удобную позу, наиболее короткие и удобные зоны движения, наименее утомительные позы рук, ног, головы и т.д.

Таким образом, задачей организации труда в области организации рабочих мест является достижение рационального сочетания компоновки рабочего места, обеспечивающего высокую производительность и благоприятные условия труда.

Выводы по разделу:

Выполненная работа может быть разделена на две части – теоретическая (обзор негативных факторов) и практическая (реализация работ в поле).

В работе описан процесс правильного оборудования своего рабочего места для проведения работ, выявлены основные вредные и опасные факторы, которым человек может подвергаться во время полевых работ, а также описаны правила поведения во время чрезвычайных ситуаций.

В разделе «Социальная ответственность» были рассмотрены все задачи производственной и экологической безопасности, а также безопасности при чрезвычайных ситуациях, рассмотрены правовые нормы законодательства.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Основываясь на имеющейся информации, можно сделать вывод о том, что свойства нефти Северо-Останинской группы месторождений, как нельзя лучше подходят для ее механизированной добычи посредством УЭЦН.

Это низкое давление насыщения и газовый фактор, а также связанный с этим небольшой перепад в плотности нефти в пластовых и поверхностных условиях, что гарантированно исключает образование газового замка на приеме ЭЦН.

К основным осложнениям на Северо-Останинском месторождении относятся: вынос механических примесей, асфальтосмолопарафиновые отложения и высокий газовый фактор.

Подобранная в расчетной части компоновка оборудования позволит вывести скважину на устойчивый режим работы, в условиях высокого содержания механических примесей и газосодержания на приеме насоса. Стабильная работа УЭЦН приведет к снижению рисков возникновения осложнений в эксплуатации скважины, что в будущем повлечет за собой увеличение её МРП.

Для борьбы с преждевременной дегазацией нефти возможно применение следующих методов:

- увеличение забойного давления для сдвига точки разгазирования;
- применение штуцера на устье для ограничения подачи нефти.
- Для снижения негативного влияния механических примесей подобрана компоновка оборудования УЭЦН, включающая щелевой фильтр механических примесей, также рекомендуется применение технологии «ЛИНК» для закрепления неустойчивых пород в продуктивном пласте и снижения их выноса., также возможно использование сепаратора механических примесей типа ПСМ на других скважинах эксплуатационного фонда.

- Для борьбы с образованием АСПО на Северо-Останинском месторождении рекомендуется использование устройства подогрева нефти, благодаря которому в НКТ будет поддерживаться температура выше температуры образования парафиновых отложений, что уменьшит количество ремонтов скважин по причине АСПО и позволит снизить затраты на добычу нефти, а также уменьшить себестоимость добываемой нефти.
- Для защиты кабеля от коррозии рекомендуется использовать неметаллизированную общую полимерную броню.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Дроздов А.Н. Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – с. 616.
2. Зейгман, Ю.В. Оптимизация работы УЭЦН для предотвращения образования осложнений / Ю.В. Зейгман, А.В. Колонских // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Zeigman/Zeigman_1.pdf.
3. Каплан Л.С. Эксплуатация осложнённых скважин центробежными электронасосами / Каплан Л.С., Семёнов А.В., Разгоняев Н.Ф // – М.: Недра, 1994. – 190 с.
4. Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко. - М.: ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.-816 с.
5. Сарачева Д.А. Совершенствование электроцентробежных насосных установок для скважин, осложненных высоким газовым фактором: дис. канд. наук. / Сарачева Д.А. –Уфа, 2016. – 124 с.
6. Погружное оборудования для добычи нефти и комплексный сервис. Технический каталог // ОАО «Алнас».
7. Сайт компании Новомет. URL: <https://www.novometgroup.com/rus/>.
8. Э.М. Альмухаметова Борьба с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в условиях Ванкорского газонефтяного месторождения / Альмухаметова, Э.М., Габдрахманов Н.Х., , Альмухаметов Ф.Ф. // Проблемы сбора, подготовки и транспорта нефти и нефтепродуктов. - г. Октябрьский, РФ, 2016.- С. 14-21.
9. Афанасьев А.В. Использование технологии крепления призабойной зоны скважины «Линк» для ограничения выноса песка //

Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика», 2010. – № 2. – С. 38-48. Режим доступа: http://www.glavteh.ru/files/InPraktika_2_2010_8_Afanasiev.pdf.

10. Камалетдинов Р.С., Лазарев А.Б. Обзор существующих методов борьбы с мехпримесями // Производственно-технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика», 2010. – № 2.–С. 6-13.

11. Смирнов Н. И., Смирнов Н. Н., Горланов С. Ф. Научные подходы к повышению надежности УЭЦН // Инженерная практика. - №2.-2010.-С. 14-18.

12. Якимов С.Б., Ивановский В.Н., Деговцов А.В., Елисеев Д.Б., Айгишев Е.В. О влиянии фракционного состава абразивных частиц в добываемой жидкости на виды износа деталей электроцентробежных насосов // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 11. С. 32–38.

13. Дополнение к технологической схеме разработки Северо-Останинского месторождения. – АО «Газпром добыча Томск», 2018 г.

14. Снарев А.И. Расчеты машин и оборудования для добычи нефти и газа. – Москва, 2010. - 224 с.

15. С.С. Ульянов, Д.С. Давыдов, Р.И. Сагындыков, А.С. Тотанов, В.Е. Долинюк Модернизация нефтепогружного кабеля установки электроцентробежного насоса: оснащение неметаллизированной защитной броней // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2017. № 6. С. 36–42.

16. ГОСТ Р 53710-2009, «Месторождения нефтяные и газонефтяные. Правила проектирования разработки», введ. 01.07.2011 (ред. от 27.12.2019), М., Стандартинформ, 2010.

17. ГОСТ 12.0.003-2015 ССБТ. Опасные и вредные производственные факторы. Классификация.

18. ГОСТ 12.1.005 – 88. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны.

19. ГОСТ 12.1.007-76 ССБТ. Вредные вещества. Классификация и общие требования безопасности.
20. ГОСТ 12.1.003–83 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности.
21. ГОСТ 12.4.011-89 ССБТ. Средства защиты работающих. Общие требования и классификация.
22. ГОСТ 12.1.012-90 ССБТ. Вибрационная безопасность. Общие требования.
23. ГОСТ 12532-88. Клапаны предохранительные прямого действия.
24. ГОСТ Р 12.1.019-2009 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты.
25. СНиП 2.01.02–85. Противопожарные нормы.
26. СНиП 2.09.07–85. Производственные помещения.
27. ГОСТ 12.1.004–76. Пожарная безопасность. Общие требования.
28. НПБ 105–03. Определение категорий помещений и зданий по взрывопожарной опасности.
29. ГН 2.2.5.1313–03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. Гигиенические нормативы.
30. ГОСТ 17.5.3.04-83 Охрана природы (ССОП). Земли. Общие требования к рекультивации земель (с Изменением № 1).
31. Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности». Серия 08. Выпуск 19. — М.: Закрытое акционерное общество «Научно-технический центр исследований проблем промышленной безопасности», 2013. — 288 с.
32. "Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.05.2021).
33. СНиП 23-05-2010. Естественное и искусственное освещение.

34. Romero, O.J., Hupp, A. Subsea Electrical Submersible Pump Significance in Petroleum Offshore Production, J. Energy Resources Technology, 136(1): 1–8, 2013.
35. D. Bestgen, J. George, K. Mullins, G. Beans, and J. Penkala Approach to Extend Electrical Submersible Pump Run Times in the Williston Basin. SPE, Denver, Colorado, USA, 2020.
36. Laurent, B. A., Bennet, B. M., and Harrington, R. M. Development of test methods and factors for evaluation of oilfield corrosion inhibitors at high temperature. NACE Conference Paper 2017-9780, presented at CORROSION 2017, New Orleans, LA, 26-30 March 2017.
37. Lea, J. F., Wells M. R., Bearden, J. L. et al, Electrical Submersible Pumps: On and Offshore Problems and Solutions. Presented at SPE International Petroleum Conference and Exhibition of Mexico, Veracruz, Mexico 10-13 October, 2014.
38. Chandran, A., Liu, Y., Monteiro, O., et al. Asset Optimization Using Downhole Corrosion Sensor for Electrical Submersible Pumps. Presented at the Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference, Abu Dhabi, UAE. 13-16 November 2017. SPE-18848-MS.
39. Kalu-Ulu, T., AlBori, M. Electrical Submersible Pump Material Compatibility for High TDS Application, presented at the International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26-28 March 2019. IPTC-19202-MS.
40. Brahmi, H. Lessons Learned from Electrical Submersible Pumps Installed in High Salinity and Corrosive Reservoir, TAGI Formation, SPE Production and Operations, November, 2018 pg. 913-927. SPE-184181-PA.
41. Roth, B. A.; Xiao, J. J. Abdelaziz M. Field Deployment of a Rigless Cable Deployed Electrical Submersible Pump Using a Vertical Well head, SPE Production and Operations, August, 2018, pg. 437-448.
42. Zum Gahr, K.-H., "Wear by hard particles," Tribology International, 1998, 31(10), pp.587–596.

43. H. Zhu, J. Zhu, and Z. Zhou, R. Rutter, M. Forsberg, and S. Gunter, H. Zhang, Experimental Study of Sand Erosion in Multistage Electrical Submersible Pump ESP: Performance Degradation, Wear and Vibration. International Petroleum Technology Conference held in Beijing, China, 26 – 28, 2019.
44. Kruger, S., Martin, N. and Dupont, P., "Assessment of Wear Erosion in Pump Impellers", Proceedings of the 26th International Pump Users Symposium, Houston, Texas, USA, 2010.
45. Morrison, G., Carvajal, N., Saleh, R., Bai, C., "the Measured Impact of Erosion on the Rotodynamic and Performance Characteristics of a Mixed Flow ESP", In 44th Turbomachinery & 31st Pmp Symposia, Houston, Texas, USA, 2015.
46. Shi, Y., Zhu, H., Zhang, J., Yin, B., Xu, R., Zhao, J., "Investigation of Condition Parameters in Each Stage of a Three-stage Helico-axial Multiphase Pump via Numerical Simulation," In International Ocean and Polar Engineering Conference, San Francisco, CA, USA, 2017.

Приложение А

(справочное)

PROBLEMS ASSOCIATED WITH THE OPERATION OF WELLS WITH ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPS (ANALYSIS)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2БМ93	Аленичев Вячеслав Юрьевич		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Арбузов Валерий Николаевич	к.ф.-м.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Уткина Анна Николаевна	к.филол.н.		

Electrical submersible pump (ESP) is one of the major types amongst various artificial lift methods. In case of depleted pressure wells and oilfields, energy is provided from external source to lift up crude oil. As the oil resources are depleting rapidly, Modern ESPs are required to operate at high efficiency as well as they have to be reliable and cost effective. Romero et al. have elaborated the use of ESP in offshore production wells in his work which signifies the importance of ESP [33].

An ESP is basically a centrifugal pump with axial outlet (figure 1). Each stage of ESP consists of rotary impeller followed by a stationary diffuser. Therefore, like any other centrifugal pump, efficiency of ESP depends on the impeller geometrical parameters. These includes inlet blade angle, exit blade angle, inlet blade height and exit blade height, blade curvature etc.

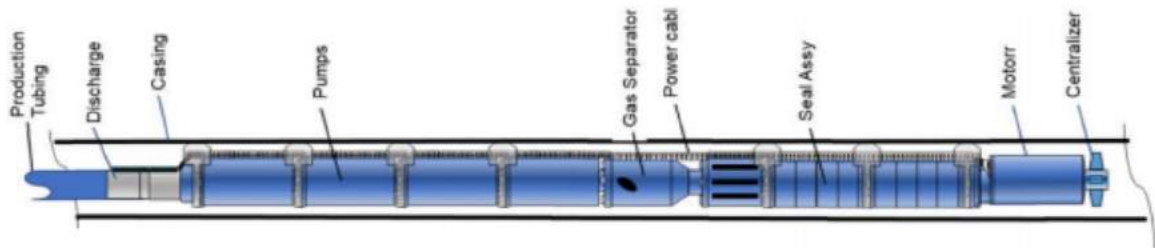


Figure 1—ESP schematic

ESP is associated with many different problems and complications.:

1. Corrosion;
2. ASPO deposits;
3. High gas factor;
4. Salt deposits;
5. Hydrate deposits;
6. Erosion;
7. Abrasion.

Let's look at some of them:

Cable failure and corrosion are two important modes of failure for electrical submersible pumps (ESP) especially for ESP working in high temperature, high

shear, and saline environments with carbon dioxide [36]. About 5 % of pump failures are attributed due to corrosion [37]. High total dissolved solids (TDS) in the well fluid create conductive and corrosive conditions that can "lead to tubular and structural pitting, scattered pitting and crevice corrosion as often is seen in pulled equipment" [38]. In Algeria, the majority of problems with ESP systems relate to salt deposition, corrosion, and the quality of dilution water [39]. Electrical failures are among the main source of failure in high TDS, H₂S environments.[40]. In this manuscript, the development and implementation of corrosion inhibitor treatments to prevent two forms of corrosion issues. One form of corrosion is inside of production tubulars under high temperature, high shear saline environments with carbon dioxide. The other form of corrosion issues is outside of production tubulars on external tubing walls and ESP cables armours under high temperature high pressure and possibly oxygen contaminated CO₂ environment.

Review of Factors Impacting ESP Run Life

The article [34] describes the problem of the ESP operation in complicated conditions.

Extending ESP run life, which is often less than four months when producing from Williston Basin formations, is an important issue for producers. Chemical methods to extend ESP run life require evaluating both physical and chemical production challenges in order to develop improved chemical treatment strategies for mitigating corrosion and scale related failures. Important physical considerations include temperature, pressure, and flow regime; chemical considerations include product performance, stability, and fluid compatibility. These chemicals must also perform under changing flow regimes that influence corrosion and scale risk. Mature ESP lift typically produces fluid through tubing and gas through annulus. Initial production from ESP lift often undergoes conditions where production fluids flow up the tubing and annular space. These challenges the downhole delivery of a surface applied chemical as the treatment would contact minimal area of the annular space and quickly flow from the well.

Capillary chemical injection is a preferred method to apply the chemical agent below the ESP. Under normal fluid/tubing and gas/casing flow conditions, this chemical delivery method provides protective treatment to the ESP and internal tubing surfaces. In the event the well flows up the annulus which often occurs with newer wells, chemical is available to protect the external tubing areas, cable armor, and casing. Capillary chemical injection requires very stringent product requirements and qualifications [35] to avoid capillary plugging and ensure delivery of protective treatment. Bakken and Three Forks capillary strings are typically of 0.25in. or 0.375in. diameter, are constructed of stainless-steel alloy, and can run nearly two miles in length.

Annular fluid and gas flow regimes during early ESP lift eventually fade due to changing well conditions which leads to primarily annular gas flow regime. The fluid column together with gas breakout creates corrosion risk to external tubing, power cable and armor, and casing components due to production water, condensed water, and acid gas attack. Some of these equipment components are made of dissimilar metals which creates galvanic corrosion risk in this environment. Many ESP failures result from external hole in tubing or cable grounding, typically occurring nearer the ESP. Surface applied corrosion inhibitor via batch treatment can reduce this risk and extend ESP run life by reducing external tubing and cable armor related failures.

Any extension in ESP run time gained through mechanical or chemical means offers improved well production, lower operating expense, and improved profitability to the producer. While ESP manufacturers utilize various metal alloys and coatings for improved equipment longevity and increased production life, the equipment remains susceptible to corrosion attack and scale deposits. The majority of Bakken and Three Forks wells are completed with 7in.-32 lb/ft production casing and ESP typically produce through L-80 grade 2.875in.-6.5 lb/ft tubing [34]. Production tubing failures are quite common due to corrosion attack and/ or scale deposits. Figure 2 provides visual examples of these types of failures:

- A) internal tubing - erosion accelerated CO₂ corrosion;
- B) external tubing "slash" corrosion – suspected combination of mechanical damage and galvanic corrosion from cable armor clamps;
- C) localized external tubing galvanic corrosion from cable armor contact and carbonate scale deposit;
- D) damaged cable armor from corrosion attack.



Figure 2—Examples of corrosion challenges to ESP well: A) internal tubing corrosion, B) external tubing corrosion, C) tubing scale and cable armor corrosion, D cable armor corrosion

ESP Chemical Treatment Best Practices for Capillary and Batch Treatment

Capillary injection systems have additional requirements beyond conventional chemical injection to ensure proper chemical flow and require use of capillary qualified and performance validated products. Double check valves should be installed between the capillary injection tubing and the chemical injection pump. Check valves minimize the possibility of gas and produced fluids being pushed into the chemical storage tank and creating a safety hazard. Because capillary tubing and check valves can be easily plugged by a small number of suspended solids, cleanliness of the chemical storage tank and product delivery is paramount to

preventing capillary tubing from plugging. Installation of a filter (<50 μm) on the tank outlet upstream of the chemical injection pump and the capillary tubing provides additional assurance of clean chemical delivery to the capillary. Furthermore, properly rated and double check valves should be installed on the end of the capillary tubing in the well. This arrangement helps prevent back-flow of sand and produced fluids into the capillary tubing which can occur when the well is shut in temporarily or for longer periods of time as the bottom hole pressure increases. Back-flow into the capillary tubing can result in plugging with sand, mineral scale, or chemical precipitate. The metallurgy of the capillary tubing and check valves must be properly selected based on the bottom-hole conditions.

Batch treatment of ESP wells can lead to operational issues with improper application. Carefully designed product and flush volumes are required based on well production, surface area, and fluid column. Additionally, carefully controlled pumping rates and pressure monitoring are required to limit the impact of batch treatment on ESP operation.

Field Results

To protect inside of production tubings, a field trial of CI-A occurred in a horizontal well completion with ESP pumps in North Dakota [39]. The ESP pump saw high temperatures under saline conditions with substantial carbon dioxide partial pressures. A schematic diagram of the well completion was shown in the work [39]. Monitoring using iron and manganese counts showed a decrease in corrosion rate with implementation of CI-A [40]. An example of the decrease in corrosion rate obtained in one well of this field trial is shown in Figure 3.

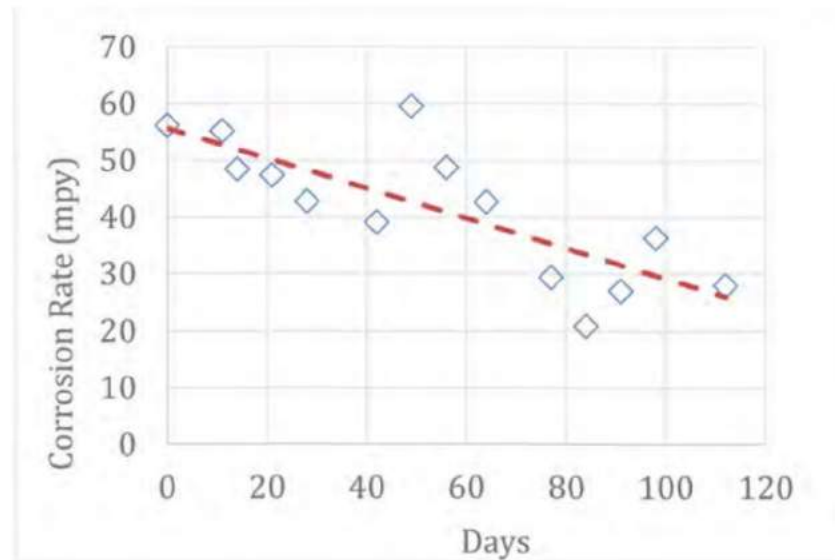


Figure 3 – Decrease in corrosion rate as monitored using iron and manganese counts in one well of field trial with CI-A

Review of Sand Erosion in ESP

As one of the most widely used artificial lift methods, electrical submersible pumps (ESPs) have been improved gradually since the 1910s. However, its performance and run life are affected by many problems such as gas lock, high viscosity fluid, corrosion, and erosion. With the development of horizontal well drilling and multistage hydraulic fracturing, sand production from unconsolidated sandstone and proppant backflow often causes severe damage to ESPs resulting in reduced operating lifespan. Measuring wear in an ESP pump and monitoring performance degradation is not only very difficult in field cases, but also in experimental studies. The results are precious for understanding the wear mechanism inside an ESP as well as guiding the ESP design and simulation. At the same time, vibration and performance data can provide significant guidance to ESP failure diagnosis, which can potentially reduce the time and cost of well service and extend ESP run life [42].

Wear processes inside an ESP can be classified by different modes of mechanisms. Erosive wear can be observed in the primary flow channel of the impeller (rotor) and diffuser (stator). Particle strike shroud surfaces and the scratched

material is flushed away by fluids. Various semi-mechanistic erosion equations are available to be coupled with Computational Fluid Dynamics (CFD) to predict the erosion in ESPs. In the secondary flow region, balance chamber and sealing rings, particles are presented between the stator and the rotating rotor. Therefore, abrasive wear is believed to dominate the wearing process. Unlike erosion, abrasion is more complicated and abrasion equations are highly depended on geometries, physical mechanism and load between particle and target surface. In this study, a sand wear test flow-loop is designed and constructed to investigate wear in ESPs. Performance degradation, Erosion pattern, abrasion rate, and stage vibration of an ESP were recorded in a 64-hour sandy flow test.

Wear by hard particles occurs in many different situations such as on slurry pumps, pipelines, rock drilling, rock or ore crushers, and extruders or chutes. According to Figure 4, the wear processes can be classified by different modes depending on the kinematics and by mechanisms depending on the physical and chemical interactions between the elements of the tribosystem. [41].

Wear Mode	Wear Mechanism	Wear Coefficient $k = \frac{W_v \cdot H}{F_N \cdot s}$
		10 ⁻⁷ 10 ⁻⁶ 10 ⁻⁵ 10 ⁻⁴ 10 ⁻³ 10 ⁻² 10 ⁻¹ 10 ⁰
Sliding Wear		Mild
		Severe
Abrasive Wear		3-Body
		2-Body
Erosive Wear		

Figure 4—Wear type

Figure 5 (a) shows a typical combination of an ESP, while components are shown in Figure 5 (b) and (c) are used to describe wear locations in ESPs. Erosion takes place on the primary flow region in ESP impeller and diffuser flow channel and abrasion can be observed on pump bearings, bushings, seals and sleeves. The leakage

through the secondary flow region is caused by head created by the impeller. Usually, leakage can be found through skirt clearance, balance ring clearance and the diffuser bore clearance to the impeller balance holes. Since the clearance is very small and can be treated as annular seals for a new pump, the head loss generated by leakage can be ignored. However, once sand is produced with fluid, the pump boosting ability and efficiency will be gradually reduced by abrasion on seals, while the erosion on primary flow channel can eventually destroy the pump.

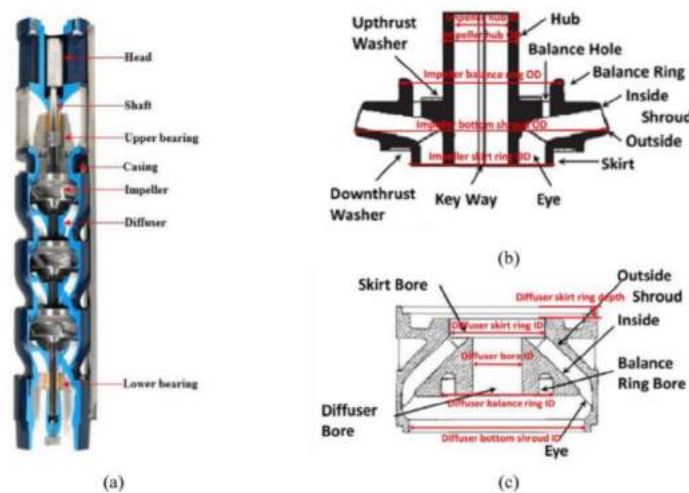


Figure 5 – Components of ESP, (a) entire ESP, (b) impeller front view, (c) diffuser front view

Erosion in ESP

Erosion in ESPs can cause material detached from blades, vanes, shrouds and balance holes depending on the fluid type, and pump geometries. Minemura and Zhong [40] investigated the wear in pump casings for wear-resistant materials. Kruger [43] studied the erosion of a radial centrifugal pump and divided erosion into shock-like and friction-like processes. From erosion tests on a mixed type ESP conducted by Morrison [44], the erosion is more obvious on the second stage. Shi [45] illustrated and validated the importance of the inlet effect of a multiphase pump test. From the flow pattern photo taken by Zhu [41], the gas core is concentrated to the outside shroud of the impeller. Since the solid phase usually flows with the liquid

phase, the three-phase erosion tests on a split-vane ESP conducted by Morrison [44] observed severe erosion on impeller blade and bottom shroud close to the turning area between impeller and diffuser. Although the detailed particle trajectory and erosion pattern is hard to be obtained, it can be easily predicted by commercial software with low cost [42]. Therefore, validated by experimental results, CFD simulation is a widely used method to predict the erosion rate and analyze the erosion mechanism inside a complex geometry. Kruger [43] used the empirical models developed by Gülich along with CFD simulations (Euler- Euler approach) to predict the erosion in centrifugal pumps. Later on, Marsis and Russell [41] applied Discrete Phase Models (DPM) and Eulerian-Granular models to above CFD erosion models to predict erosion rates inside an ESP.

Abrasion in ESP

From a five-year investigation of sand abrasion phenomena in conventional electrical submersible pumps (ESP) conducted by King [44], three-body abrasion of pumps operating under abrasive conditions is the most destructive cause of downhole equipment failure. Worn pumps cause vibration and shaft seal leakage, which eventually leads to electrical failure of the motor or power cable. Wear on down-thrust washers and stages seals can be substantially reduced by the use of special sleeves and inserts without prohibitively increasing manufacturing costs of the pump. In addition, erosion is a problem only under severe corrosion and abrasive conditions, which can also be controlled using cast irons with good fluid channel design. The material can be expensive but it is worthy if workover costs are high.

Later on, Wilson [43] conducted a set of experiments on ESPs to analyze the size and quantity of abrasives with fluid flow through the pump, in which sleeves with hard materials can help reduce the wear on impeller hubs, stage seal rings (skirt and balance rings) and thrust washers. However, small particles (2.3 μm) increased the wear on thrust washers during the 4-hour tests. In his study, the shaft was stabilized by hard sleeves. Large particles were too big to migrate into the thrust washer and lubricant seal rings, resulting in low abrasion. However, when the pump

was running under low thrust conditions, the seal's clearance between impellers and diffusers was enough to allow larger abrasive grains to enter. In addition, the pump started rotating eccentrically when impeller hub and sleeves were worn out. Then, particles larger than the lubrication layers were wedged under the edge of the thrust washer, causing high abrasion.

In addition, Zheng [45] and Morrison [44] conducted 117 hours of water-sand tests followed by 68 hours water-air-sand tests on a 3-stage ESP. They concluded that the abrasion took place on the pump bearings, and corresponding bushings, impeller downstream seals, impeller upstream seals, and their corresponding diffuser stators, which reduced the stiffness of the entire system.

Experimental Setup

A closed-loop experimental facility has been designed and constructed at TUALP to study the sand erosion process in an ESP [11]. The experimental facility consists of a closed 2" carbon steel pipe flow loop and a 12- stage ESP. A 60-hour erosion test under 200 psia loop pressure is divided into several short interval tests (2, 4 & 8 hours). After each interval test, gas-liquid flow rate, temperature, pump performance (pressure increment, thrust, and torque), stage imbalance and vibration are measured. The pump is then disassembled and wear rate is measured. Sand, which is replaced when significant changes are found, is reused in the loop and monitored by AFS grain fineness test and SEM pictures [12]. After 60 hours, a new set of 12 stages will replace the damaged ones and a new test will start.

Experimental Facility

The facility specifications and the schematic of the facility layout for the TUALP ESP sand erosion flow loop is shown in Figure 6. As seen, the sand erosion flow loop is composed of the main flow loop, gas loop, and the disposal tank and water supply.

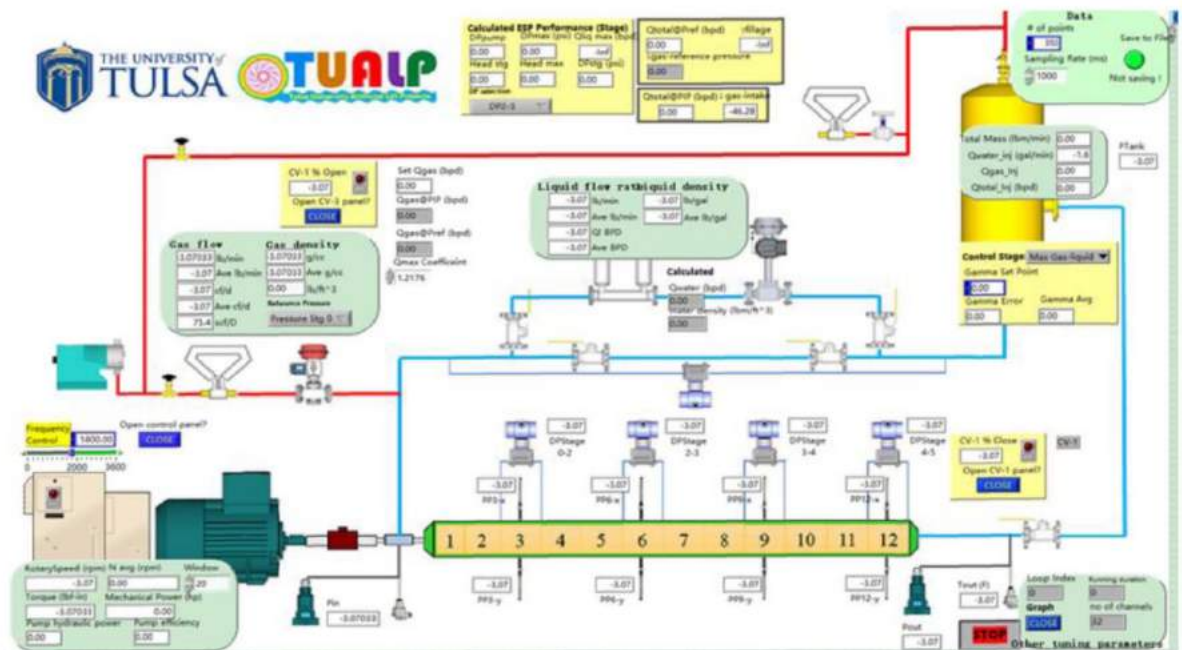


Figure 6 — Schematic of TUALP ESP Sand Erosion Flow Loop

As shown in Figure 6, pure water is supplied by the water tank and recycled in the main flow loop. Sand was added at the top of the gas separator. Absolute pressure and differential pressure transmitters, temperature transmitters, vibration proximity probes, and a torque sensor were installed on the ESP bench. After each interval test, pump geometry changes (seal clearance decrease and weight loss), performance degradation (pressure increment, torque, efficiency) and vibration were measured and recorded. Pump stages were coated to visualize the most severely eroded location. In each interval test, sand was added through the separator and replaced every 2 hours. After a 2 hours' recirculation, the wasted sand was drained and the loop was washed with pure water. SEM and AFS tests were done to monitor the average sand properties. The process was repeated until the interval test has been finished.

The pump intake pressure was maintained by a gas pressure regulator that connected the gas separator to the gas injection loop. The slurry flow rate was controlled by a downstream manual gate valve after ESP, which can be replaced easily if eroded. Flow rates were measured by a Coriolis flowmeter (Endress Hauser

Promass 80F), which is protected by a bypass line. At the beginning of the test, the relationship between the total pressure gain of the pump and flow rates was recorded, then the flowmeter is bypassed and the pressure drop was used to indicate flow rates.

The data acquisition system was originally made by Compact FieldPoint module from National Instruments (NI). However, FieldPoint modules were replaced by Compact1DAQ modules to obtain a high updating rate. NI 9208 was used for pressure, flow rate and temperature signals with a range of 4~20 mA. The internal control signals (4~20mA) generated by NI 9265 output module were sent to VSD and control valves. In addition, NI 9228, a high updating rate voltage input module, was used for proximity probes and torque sensor, which requires high scanning frequency. The data processing center is a Dell computer (Optiplex 9020). The DAQ program was written in graphicprogramming language Labview

Experimental Results

Sand Characteristics

Sand particle used in experiment is fracture sand SDS from a local company with a specific density of 2.637. The mean diameter of particles is 150 microns with a range of 50 to 250 microns as shown in Figure 7 (a).

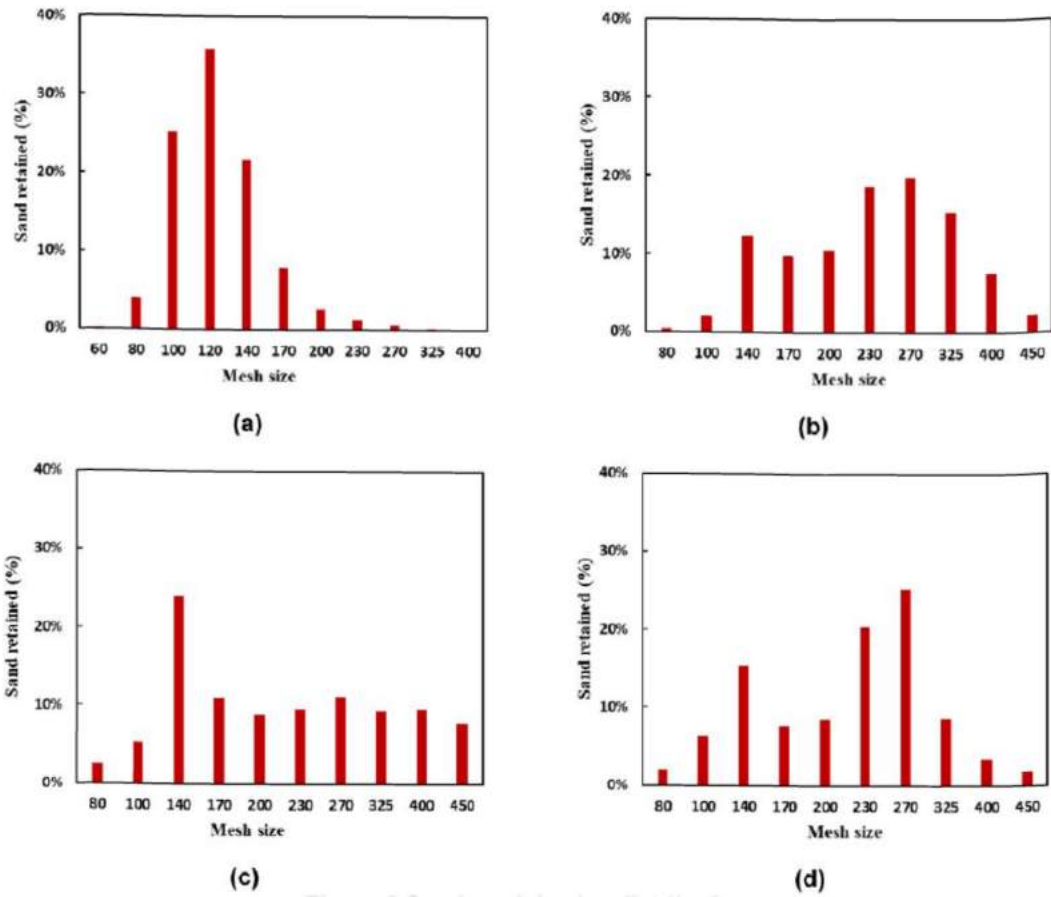


Figure 7 — Sand particle size distribution

The sand in the slurry fluid was sampled every 2 hours recirculating time during the total 64-hours long test. Sand properties at 2-, 32- and 64-hours' testing time were compared with the original sand without recirculation. As shown in Figure 8, the AFS number of three samples after 2 hours slurry flow is close to 200, while the original value is around 100. The size distributions of the three samples are comparable, indicating that half of the original particles were broken into smaller pieces. Similarly, a 50% decline of particle diameter is shown in Figure 8 after 2 hours' slurry test, while the sharpness keeps consistent. Therefore, it is presumable that the averaged sand characteristics are identical in all tests. AFS number of 150 (diameter 100 microns) and the sharpness factor is kept unity in this study.

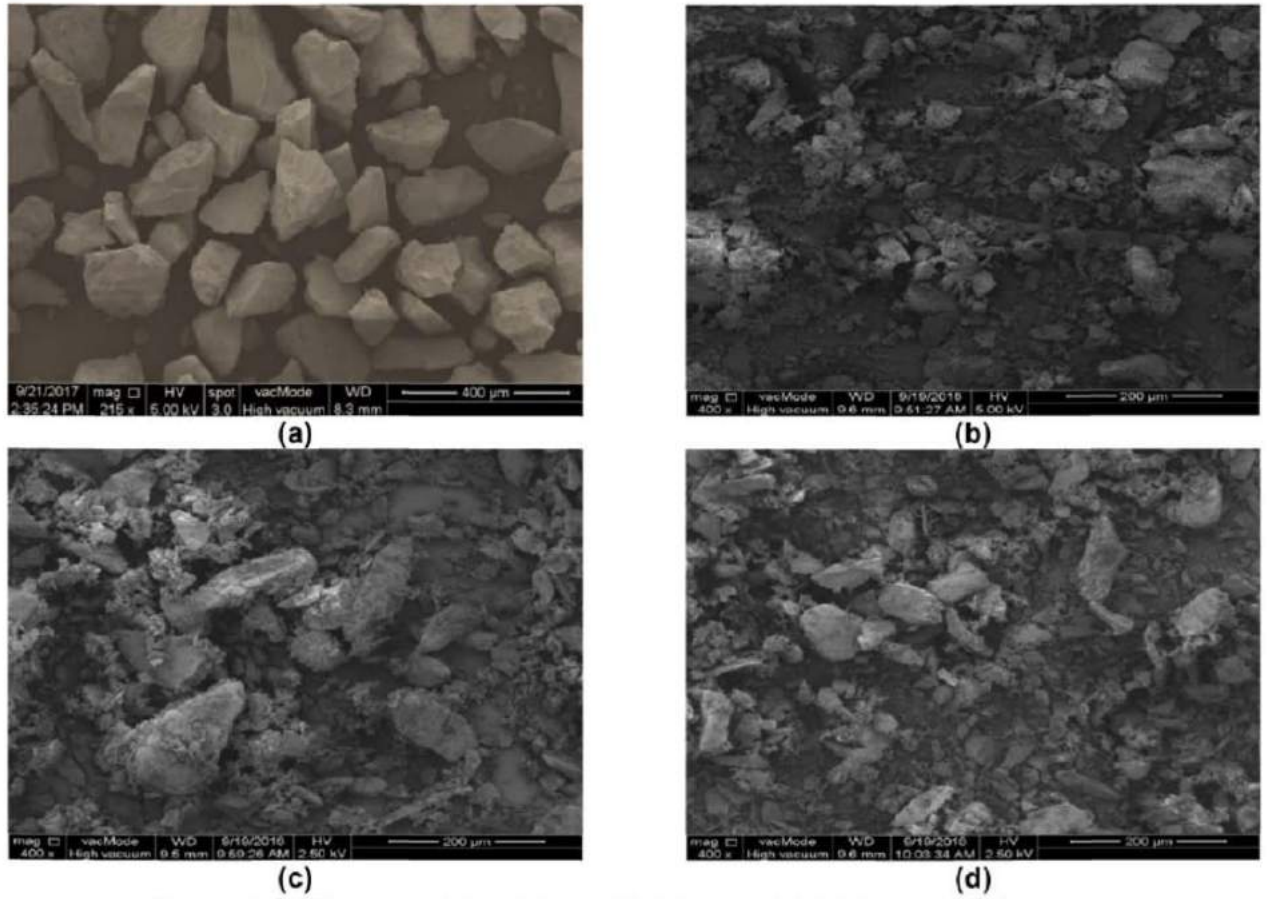


Figure 8 — SEM scans, (a) original, (b) 2 hours, (c) 32 hours, (d) 64 hours

Performance degradation

No obvious differences can be found on four measured stages. Therefore, only averaged head and efficiency curves are shown in Figure 9. The obvious decrease on both the stage head increment and pump efficiency in Figure 9 (a) is caused by higher friction loss in the primary flow channel and more leakage through the secondary flow region. In low flow rate region, higher leakage is caused by larger head increment. More turbulence is caused by increased leakage, which generates an additional turbulence head loss in the turning area between impeller and diffuser. Other than pressure increment, more efficiency loses around the best efficiency point. Overall, the average total head loss is around 10% and average efficiency loss is 12% after 64-hour test.

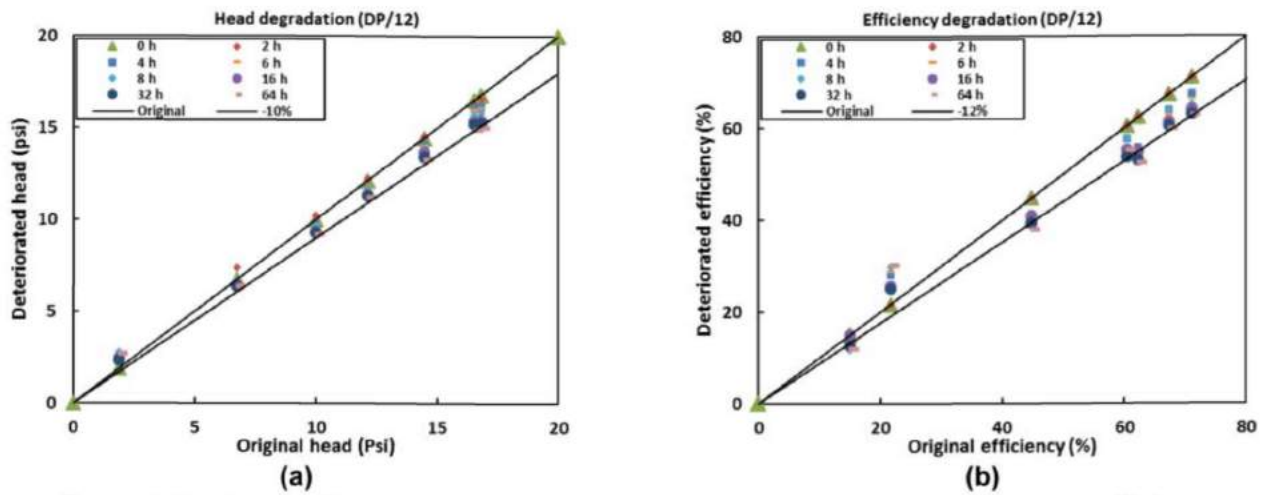


Figure 9 — Head and efficiency comparison, (a) average head increment, (b) pump efficiency

Paint-removal test

After 64 hours' testing, the wear pattern can be found on ESP impellers and diffusers. The abrasion conditions on impeller seals are shown in Figure 10 (a) and (b). The seals on the first stage were damaged more compared to that on the second. Similar to the seals, the erosion on impeller blades in prior stages is worse than the downstream stages, as can be observed from Figure 10 (a) to (b). On the contrary, the erosion pattern is clearer on each diffuser outside shroud in Figure 10 (d), which proves that the erosion rate on the diffuser is higher than that on the impeller.

To capture the detailed erosion pattern and detect the most severe erosion location, the coated stages were tested under the same flow conditions as shown above, except the flow case of rotation speed $N = 2400$ rpm. Different paints and primers were tested, where the brown primer on stage 5 is selected to present the results. 6 hours slurry test was performed to obtain a clearer pattern as presented in Figure 10 (c), (d) and Figure 10 (a), (d).

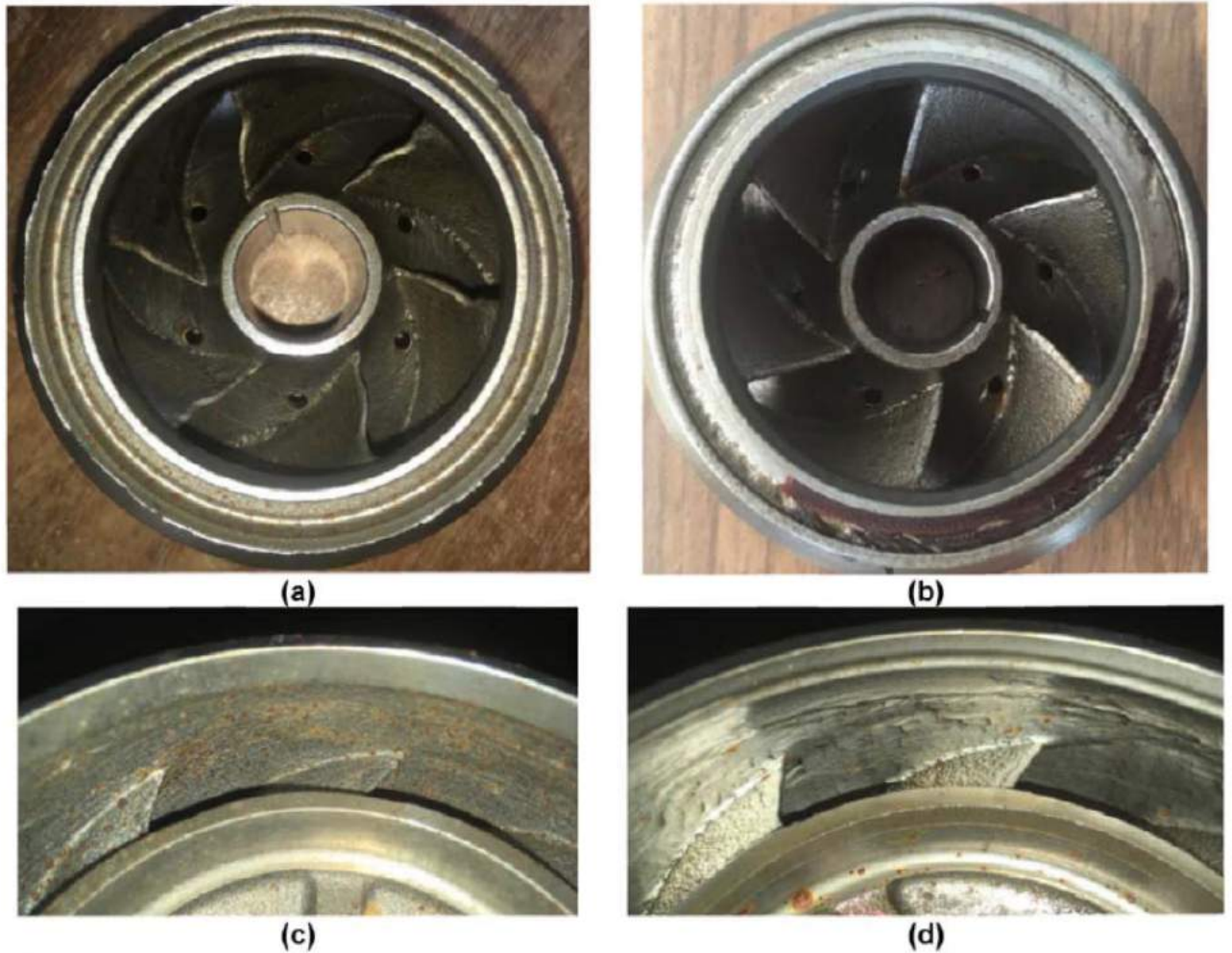


Figure 10 — Wear on ESP, (a) 64 hours 1st stage impeller, (b) 64 hours 2nd stage impeller, (c) original diffuser, (d) 64 hours diffuser

Methods to protect ESP from erosion and abrasion

Results of experiments shown that it is necessary to use various sand filters at the pump intake and at the bottom of the operating well to protect the ESP from erosion and abrasion caused by mechanical impurities.

It is also possible to carry out treatments of the bottom-hole zone of the formation to reduce the removal of sand (coking of oil), carrying out treatments after hydraulic fracturing and other technological procedures.