

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

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

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

Тема работы
Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на месторождениях Западной Сибири
УДК 622.276.53:621.67-83(571.1)

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б63Т	Кривошеин В.А.		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Шарф И.В.	д.э.н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Е.М.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т.Г.	к.э.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	к.т.н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

Томск–2020 г.

Планируемые результаты обучения

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
<i>В соответствии с общекультурными, общепрофессиональными и профессиональными компетенциями</i>		
P1	Приобретение профессиональной эрудиции и широкого кругозора в области гуманитарных и естественных наук и использование их в профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-5, ОК-7) (ЕАС-4.2а) (АВЕТ-3А)
P2	Уметь анализировать экологические последствия профессиональной деятельности в совокупности с правовыми, социальными и культурными аспектами и обеспечивать соблюдение безопасных условий труда	Требования ФГОС ВО (ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-9) ПК-4, ПК-5, ПК-13, ПК-15.
P3	Уметь самостоятельно учиться и непрерывно повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности	Требования ФГОС ВО (ОК-1, ОК-2, ОК-3, ОК-4, ОК-7, ОК-8, ОК-9) (АВЕТ-3i), ПК1, ПК-23, ОПК-6, ПК-23
P4	Грамотно решать профессиональные инженерные задачи с использованием современных образовательных и информационных технологий	Требования ФГОС ВО (ОПК-1, ОПК-2, ОПК-3, ОПК-4, ОПК-5, ОПК-6) (ЕАС-4.2d), (АВЕТ3е)
<i>в области производственно-технологической деятельности</i>		
P5	Управлять технологическими процессами, эксплуатировать и обслуживать оборудование нефтегазовых объектов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-2, ПК-3, ПК-4, ПК-7, ПК-8, ПК-9, ПК-10, ПК-11, ПК-13, ПК-14, ПК-15)
P6	внедрять в практическую деятельность инновационные подходы для достижения конкретных результатов	Требования ФГОС ВО (ПК-1, ПК-5, ПК-6, ПК-10, ПК-12)
<i>в области организационно-управленческой деятельности</i>		
P7	Эффективно работать индивидуально и в коллективе по междисциплинарной тематике, организовывать работу первичных производственных подразделений, обеспечивать корпоративные интересы и соблюдать корпоративную этику	Требования ФГОС ВО (ОК-5, ОК-6, ПК-16, ПК-18) (ЕАС-4.2-h), (АВЕТ-3d)
P8	Осуществлять маркетинговые исследования и участвовать в создании проектов, повышающих эффективность использования ресурсов	Требования ФГОС ВО (ПК-5, ПК-14, ПК17, ПК-19, ПК-22)
<i>в области экспериментально-исследовательской деятельности</i>		

<i>Код результата</i>	<i>Результат обучения (выпускник должен быть готов)</i>	<i>Требования ФГОС, критериев и/или заинтересованных сторон</i>
P9	Определять, систематизировать и получать необходимые данные для экспериментально-исследовательской деятельности в нефтегазовой отрасли	Требования ФГОС ВО (ПК-21, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26)
P10	Планировать, проводить, анализировать, обрабатывать экспериментальные исследования с интерпретацией полученных результатов с использованием современных методов моделирования и компьютерных технологий	Требования ФГОС ВО (ПК-22, ПК-23, ПК-24, ПК-25, ПК-26,) (АВЕТ-3b)
<i>в области проектной деятельности</i>		
P11	Способность применять знания, современные методы и программные средства проектирования для составления проектной и рабочей и технологической документации объектов бурения нефтяных и газовых скважин, добычи, сбора, подготовки, транспорта и хранения углеводородов	Требования ФГОС ВО (ПК-27, ПК-28, ПК-29, ПК-30) (АВЕТ-3с), (ЕАС-4.2-е)

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

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

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись) (Дата) Максимова Ю.А.
(Ф.И.О.)

ЗАДАНИЕ на выполнение выпускной квалификационной работы

В форме:

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кривошеин В.А.

Тема работы:

Повышение эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на месторождениях Западной Сибири	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	28.02.2020 № 59-108/с

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

Исходные данные к работе	<i>Тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, фондовая и научная литература, технологические регламенты, нормативные документы.</i>
Перечень подлежащих исследованию, проектированию и разработке вопросов	<i>Основные особенности и преимущества ЭЦН Анализ эффективности эксплуатации ЭЦН на месторождении X Повышение эффективности эксплуатации ЭЦН на примере месторождения X Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение Социальная ответственность</i>
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы	
Раздел	Консультант
1. Основные особенности и преимущества ЭЦН 2. Анализ эффективности эксплуатации ЭЦН на месторождении X 3. Повышение эффективности эксплуатации ЭЦН на примере	Вершкова Е.М.

месторождения X	
4. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Трубченко Т.Г.
5. Социальная ответственность	Сечин А.А.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	02.03.2020
--	------------

Задание выдал руководитель:

Руководитель ВКР

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

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
З-2Б63Т	Кривошеин В.А.		

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

Инженерная школа природных ресурсов
 Направление подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело»
 Уровень образования: бакалавр
 Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения Весенний семестр 2019/2020 учебного года

Форма представления работы:

Бакалаврская работа

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	05.06.2020 г.
--	---------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
29.04.2020	Основные особенности и преимущества ЭЦН	20
11.05.2020	Анализ эффективности эксплуатации ЭЦН на месторождении X	30
22.05.2020	Повышение эффективности эксплуатации ЭЦН на примере месторождения X	30
15.05.2020	Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
18.05.2020	Социальная ответственность	10

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ВКР

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

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Вершкова Е.М.			

СОГЛАСОВАНО:

РУКОВОДИТЕЛЬ ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ст. преподаватель	Максимова Ю.А.			

РЕФЕРАТ

Выпускная квалификационная работа содержит 90 страниц, 7 рисунков и 18 таблиц, 22 источника.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, солеотложения, гидратообразование, обводненность, продуктивность скважины.

Объектом исследования является эксплуатация установок электроцентробежных насосов на месторождениях Западной Сибири.

Цель работы – поиск способов оптимизации работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на месторождениях Западной Сибири.

Актуальность работы – больше 80% скважин Западной Сибири оборудованы установками электроцентробежных насосов. Многие из них эксплуатируются длительное время и находятся на поздних стадиях разработки, что осложняет процесс добычи нефти. Повышение эффективности эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов потенциально позволит повысить эффективность более чем 80% месторождений.

Задачи исследования:

- Изучение объекта исследования – теоретических основ, состава установки, оптимальных параметров работы.
- Изучение опыта эксплуатации месторождений Западной Сибири УЭЦН, выделение основных проблем и путей их решения.
- Проведение расчетов по повышению эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на месторождениях Западной Сибири.
- Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий.
- Социальная ответственность. Обеспечение безопасности во время проведения исследования и эксплуатации оборудования. Экологическая безопасность.

ОПРЕДЕЛЕНИЯ, ОБОЗНАЧЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

ПЗП – призабойная зона пласта

ГРП – гидравлический разрыв пласта

РФ – Российская Федерация

РИР – ремонтно-изоляционные работы

ВНК – водо-нефтяной контакт

ППД – Поддержание пластового давления

ЛА – ликвидация аварии

МОП – межочистной период

ГТМ – геолого-техническое мероприятие

ГС – горизонтальная скважина

МГРП – многостадийный гидравлический разрыв пласта

КРС – капитальный ремонт скважин

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
1 Основные особенности и преимущества ЭЦН	13
1.1 Назначение и технические данные УЭЦН.....	13
1.2 Преимущества электроцентробежных насосов	15
1.2.1 Недостатки электроцентробежных насосов	15
1.3 Состав оборудования	16
1.4 Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки	18
1.5 Применение ЭЦН на месторождениях Западной Сибири	21
2 Анализ эффективности эксплуатации ЭЦН на месторождении X	30
2.1 Характеристика месторождения.....	30
2.2 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин	31
2.3 Анализ надежности эксплуатационного фонда скважин	35
2.4 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования	36
2.5 Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования	39
3 Повышение эффективности эксплуатации ЭЦН на примере месторождения X	40
3.1 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин	40
3.2 Расчет эффективности применения механизированного способа добычи.....	55
4 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	57
4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.	57
4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования	57
4.1.2 Анализ конкурентных технических решений.....	57

4.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)	65
4.2.1 Расчёт материальных затрат НТИ	65
4.2.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ	65
4.2.3 Расчет амортизационных отчислений.....	66
4.2.4 Основная заработная плата исполнителей	66
4.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)	68
4.2.6 Накладные расходы	68
4.2.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта	68
5 Социальная ответственность	72
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	72
5.2 Производственная безопасность	73
5.3 Экологическая безопасность	79
Заключение	88
Список Используемых источников	90

ВВЕДЕНИЕ

Применение насосного оборудования имеет ряд преимуществ и, в первую очередь, это возможность снижения забойного давления и тем самым повышения дебита и рентабельности скважин.

На территории Западной Сибири наиболее распространённым способом эксплуатации скважин является применение установок электроцентробежных насосов. Его доля составляет порядка 40% скважин региона, а на некоторых месторождениях данным видом насосов оборудовано более 90% скважин.

УЭЦН могут работать в диапазоне дебитов от 10 до 1000 м³/сут и достигать напора до 2500 м. При этом для дебита более 80 м³/сут ЭЦН имеют самый высокий коэффициент полезного действия среди всех способов эксплуатации.

При этом помимо выбора вида насоса важно уделять внимание оптимальным параметрам работы.

В случае некорректно подобранного способа эксплуатации существенно снижается КПД, возможны потери продуктивности, аварии, сокращение межремонтного периода.

Ключевыми факторами при определении режима эксплуатации являются:

- Пластовое давление;
- Целевое значение забойного давления (депрессии);
- Обводненность;
- Коэффициент продуктивности;
- Газовый фактор;
- Линейное давление.

В данной работе проанализированы теоретические аспекты эксплуатации скважин механизированным фондом, изучен опыт применения насосного оборудования на месторождениях Западной Сибири, а также на

примере месторождения X разобраны возможные проблемы и потенциальные способы их решения.

Объектом исследования является эксплуатация установок электроцентробежных насосов на месторождениях Западной Сибири.

Практическая значимость результатов ВКР заключается в возможности повышения МРП и тем самым снижения операционных затрат на добычу. Это крайне актуально, с учетом того, что более 90% скважин в Западной Сибири эксплуатируются при помощи ЭЦН и многие месторождения находятся на поздней стадии разработки, а следовательно, основным способом оптимизации является сокращение операционных затрат.

Цель работы – поиск способов оптимизации работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на месторождениях Западной Сибири.

Актуальность работы – больше 80% скважин Западной Сибири оборудованы установками электроцентробежных насосов. Многие из них эксплуатируются длительное время и находятся на поздних стадиях разработки, что осложняет процесс добычи нефти. Повышение эффективности эксплуатации скважин оборудованных установками электроцентробежных насосов потенциально позволит повысить эффективность более чем 80% месторождений.

Задачи исследования:

- Изучение объекта исследования – теоретических основ, состава установки, оптимальных параметров работы.
- Изучение опыта эксплуатации месторождений Западной Сибири УЭЦН, выделение основных проблем и путей их решения.
- Проведение расчетов по повышению эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, на месторождениях Западной Сибири.
- Расчет экономического эффекта от реализации мероприятий.

1 ОСНОВНЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПРЕИМУЩЕСТВА ЭЦН

Разработка скважин фонтанным способом имеет низкую эффективность, в связи с этим около 85% скважин в Западной Сибири эксплуатируются механизированным способом.

Механизация скважин позволяет добиваться снижения забойного давления, тем самым повышая дебит и скважин.

Применение насосного оборудования имеет ряд преимуществ, и в первую очередь это возможность снижения забойного давления, и тем самым повышения дебита и рентабельности скважин.

Существуют различные способы механизированной эксплуатации скважин, в зависимости от условий месторождения. При этом более 50% скважин оборудованы ЭЦН.

Это поясняется рядом преимуществ – очень большой диапазон подач, самый высокий коэффициент полезного действия, слабо подвержены влиянию кривизны скважины.

Ограничения применения связаны с коррозионно-агрессивной средой, выносом песка и газосодержанием.

При этом для эффективной работы насоса необходим подбор оптимальных параметров скважины.

Рассмотрим процесс работы насоса более детально.

1.1 Назначение и технические данные УЭЦН

Погружные центробежные установки предназначены для откачки пластовой жидкости из нефтяных скважин. Глубина погружения насоса достигает 2500 м и более, а температура откачиваемой жидкости иногда достигает 100⁰ С. Требования к пластовой жидкости для эксплуатации скважины установками электроцентробежных насосов приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Допустимые характеристики пластовой жидкости для эксплуатации скважины установками ЭЦН

Техническая характеристика пластовой жидкости	Значение технической характеристики
Максимальное содержание попутной воды, %	99
Водородный показатель попутной воды, рН	5,0-8,5
Максимальная плотность жидкости, кг/м ³	1400
Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД, мм ² /с	1
Максимальная массовая концентрация твердых частиц для насосов, г/л: -обычного исполнения -коррозионностойкого исполнения -износостойкого, коррозионноизносостойкого исполнения -повышенной коррозионноизносостойкости -при комплектации насосов фильтром тонкой очистки	0,1 0,2 0,5 1,0 3,0
Микротвердость частиц по Морс, баллов, не более: - обычного, коррозионностойкого исполнения -повышенной коррозионноизносостойкости, износостойкого, коррозионноизносостойкого исполнения	5 7
Максимальное содержание свободного газа на приеме насоса, % по объему: -обычного исполнения -с применением газосепаратора в составе установки -с применением газосепаратора-диспергатора -с применением модуля входного диспергирующего в составе установки	25 55 65 30
Максимальная концентрация сероводорода для насосов, г/л: -обычного, износостойкого исполнения -коррозионноизносостойкого исполнения, повышенной коррозионноизносостойкости	0,10 1,25
Максимальная температура откачиваемой жидкости, °С	150
Максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки, МПа	40
Количество агрессивных компонентов, не более (при применении насосов повышенной коррозионноизносостойкости, коррозионноизносостойкого исполнения), г/л: - CO ₂ - HCO ₃ - Cl ⁻ - Ca ²⁺	0,15 1,00 20,0 2,00

Скважины, в которых эксплуатируются установки, должны удовлетворять следующим условиям:

- а) минимальный внутренний диаметр скважины для каждого габарита установки согласно техническому описанию на насосы и двигатели;
- б) максимальный темп набора кривизны ствола скважины - 2° на 10 метров, а в зоне работы установки – 3 минуты на 10 метров;
- в) максимальное гидростатическое давление в зоне подвески установки – 40 МПа;
- г) в зоне работы погружной установки отклонение ствола скважины от вертикали должно быть не более 60 градусов.

1.2 Преимущества электроцентробежных насосов

Скважины, оборудованные установками погружных центробежных электронасосов, выгодно отличаются от скважин, оборудованных глубиннонасосными установками [1].

Здесь на поверхности нет механизмов с движущимися частями, отсутствуют громадные металлоемкие станки - качалки и массивные фундаменты, необходимые для их установки.

Применение такого оборудования позволяет вводить скважины в эксплуатацию сразу же после бурения в любой период года, даже в самые суровые зимние месяцы, без больших затрат времени и средств на сооружение фундаментов и монтажа тяжелого оборудования. При эксплуатации скважин ЭЦН устье легко поддается герметизации, что позволяет осуществлять сбор и отвод попутного газа. Расширяется область применения насосной добычи из глубоких скважин и форсированного отбора жидкости из сильно обводненных скважин, а также наклонно-направленных скважин.

1.2.1 Недостатки электроцентробежных насосов

Недостатками электроцентробежных насосов являются: дорогостоящие операции в случае обрыва НКТ, сложное оборудование, требующее периодического ремонта.

ЭЦН не рекомендуются к применению на скважинах:

а) с большим количеством механических примесей, приводящих к поломкам оборудования

б) с высоким газовым фактором, который снижает их эффективность

С ростом газовой фазы в потоке происходит уменьшение напора и подачи, снижение коэффициента полезного действия [2].

1.3 Состав оборудования

В комплект погружной установки для добычи нефти входят: электродвигатель с гидрозащитой, насос, кабельная линия, наземное электрооборудование, станция автоматического управления (рис. 1.1).

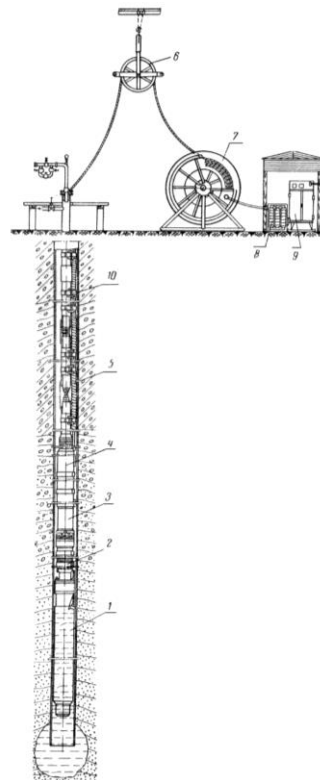


Рисунок 1.1 – Схема размещения оборудования ЭЦН

1 - электродвигатель; 2 - протектор; 3 – сетчатый фильтр насоса; 4 – погружной центробежный насос; 5 – специальный кабель; 6 – направляющий ролик; 7 – кабельный барабан; 8 - автотрансформатор; 9 – автоматическая станция управления; 10 – пояс для крепления кабеля

Насос приводится в действие электродвигателем и обеспечивает подачу пластовой жидкости из скважины по насосно-компрессорным трубам на поверхность в трубопровод.

Кабельная линия обеспечивает подвод электроэнергии к электродвигателю. Соединяется с электродвигателем при помощи муфты кабельного ввода.

Кабель крепится к гидрозащите, насосу и компрессорным трубам металлическими поясами, входящими в комплект поставки насоса.

Наземное электрооборудование – комплектная трансформаторная подстанция или станция управления с трансформатором преобразует напряжение промышленной сети до величины, обеспечивающей оптимальное напряжение на выходе в электродвигатель с учетом потерь напряжения в кабеле, обеспечивает управление работой погружной установки и ее защиту при аномальных режимах.

Электронасос спускают в скважину на насосно-компрессорных трубах и подвешивают на подвесной шайбе без дополнительного крепления в скважине. Питание двигателя электроэнергией осуществляется по специальному нефтестойкому круглому трехжильному кабелю марки КРБК в гибкой ленточной броне, который проходит через подвесную шайбу и укреплен к насосным трубам металлическими поясами. На поверхности лишь устанавливают станцию управления и автотрансформатор, а на устье скважины – манометр и задвижку.

Для максимального уменьшения диаметрального габарита погружного агрегата вдоль него укладывают специальный плоский кабель КРБП в гибкой ленточной броне, защищенный от повреждения ребрами, приваренными к насосу, и защитными кожухами.

1.4 Выбор стратегии механизированной добычи нефти при концептуальном проектировании разработки

Как было сказано в предыдущей части, эксплуатация скважин с помощью УЭЦН имеет высокий потенциал.

При этом крайне важно правильно подобрать насос, параметры его работы и заложить мероприятия для решения потенциальных проблем.

Рассмотрим процесс оптимизации работы насосного оборудования.

При концептуальном проектировании выбор способа эксплуатации сильно влияет на оценку эффективности разработки месторождений. Это обусловлено не только различием эксплуатационных затрат на обеспечение механизированной добычи, которые определяются энергетическими характеристиками и ресурсом оборудования, но и оптимальным использованием поверхностной инфраструктуры.

Рассмотрим подход для выбора способа эксплуатации, основанный на совместном решении задач по определению оптимального дебита и эксплуатационных затрат для каждой технологии с учетом осложняющих факторов, капитальных затрат на поверхностное обустройство для обеспечения механизированной добычи.

В настоящий момент применение нефтяными компаниями концептуального проектирования является общепринятым и направленно на достижение следующих целей:

- повышение экономической эффективности развития месторождения;
- обеспечение высокоэффективного бизнес-планирования;
- формирование стратегии развития месторождения;
- оптимизацию и обоснованность капитальных вложений.

Одной из важных технических задач, которую приходится решать в рамках концептуального планирования, является формирование стратегии механизированной добычи для месторождения. Выбор того или иного способа

эксплуатации оказывает влияние на капитальные и эксплуатационные затраты. К первым относятся затраты на строительство ремонтных баз, организацию или расширение инфраструктуры, обеспечение логистики при доставке оборудования, затраты на капитальный ремонт инфраструктуры. Эксплуатационные затраты определяются энергетическими характеристиками и ресурсом оборудования, расходами на текущий ремонт и амортизацию подземного и наземного оборудования, а также затратами на персонал. Также при организации бизнес-планирования, необходимо учитывать, что в последние годы многие нефтяные компании РФ применяют прокатную схему эксплуатации оборудования, что приводит к изменению, как капитальных, так и эксплуатационных затрат.

Рассмотрим, как используется предложенный подход для формирования оптимальной стратегии добычи на месторождении. Алгоритм можно представить в виде последовательности шагов, выполнение которых позволяет получить согласованную интегрированную модель в рамках выбранного сценария разработки. Предварительно, исходя из экспертных оценок, желательно исключить часть технологий, как заведомо неприменимых или малоэффективных. Данный этап не является обязательным и может быть опущен. Однако в большинстве случаев выбор технологии добычи происходит с учетом каких-либо дополнительных соображений, например, доступности оборудования, наличия подготовленного персонала в регионе и т.п.

Дальнейшая расчетная схема алгоритма представлена на рисунке (рис. 1.2).

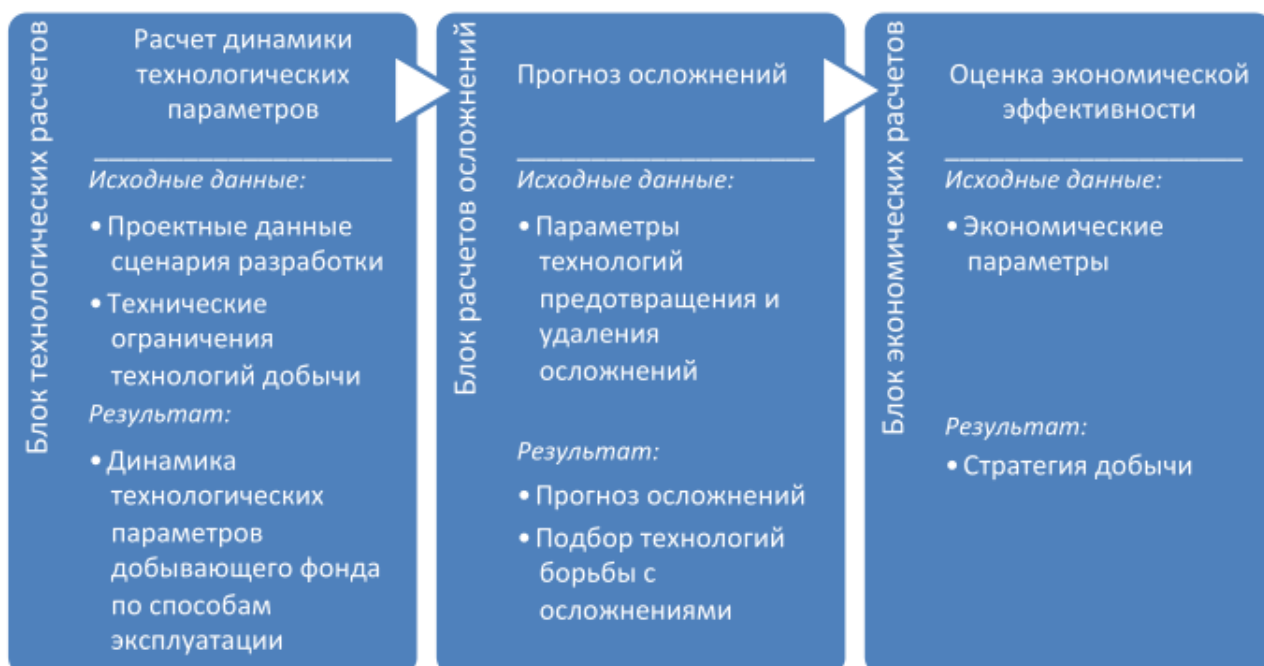


Рисунок 1.2 – Общая расчетная схема для заданного сценария добычи

На первом шаге производятся расчеты динамики технологических параметров на основании данных конструкции скважин, физико-химических свойств пластовых флюидов и технических ограничений для каждой технологии добычи нефти. Озвученные ранее особенности потребовали учитывать динамику следующих показателей:

- Пластовое давление;
- Целевое значение забойного давления (депрессии);
- Обводненность;
- Коэффициент продуктивности;
- Газовый фактор;
- Линейное давление.

При этом были приняты следующие приближения при оценке технологических параметров эксплуатации:

- Технологические параметры и ограничения по способу эксплуатации неизменны для всех объектов разработки и на весь период прогнозирования, например, предельно допустимая доля газа на приеме ЭЦН, межремонтный период;

- Технологические параметры технологий предотвращения и удаления осложнений неизменны для всех объектов разработки и на весь период прогнозирования, например, удельные показатели дозирования реагентов.

Обоснованность этих приближений базируется на том, что для разрабатываемых месторождений известны фактические показатели, а для новых будут использованы целевые значения.

На данном этапе определяется компоновка оборудования и технологические параметры, которые могут обеспечить достижение проектных показателей добычи. Отметим, что потребность в технологиях и номенклатура оборудования на весь период разработки определяются на основании заданных значений наработки на отказ для каждой технологии добычи. Для эксплуатируемых месторождений используются фактические значения, а для новых месторождений наработка на отказ может быть получена по опыту эксплуатации скважин на месторождениях аналогах или в период пробной эксплуатации.

Сформированные проектные технологические режимы для всех скважин на весь период разработки месторождения используются для прогнозирования влияния осложняющих факторов добычи. В расчетном шаблоне реализован блок расчета интенсивности осложнений: влияние газа, отложение парафинов, коррозия и отложение неорганических солей на внутрискважинном оборудовании [3].

1.5 Применение ЭЦН на месторождениях Западной Сибири

Рассмотрим эффективность применения ЭЦН на активах компании ПАО «Роснефть», ранее относившихся к ТНК-ВР и выполняющую эксплуатацию в Западной Сибири.

На конец 2017 года на месторождениях компания эксплуатирует более 200 нефтегазоносных месторождений, на которых находится около 15700

действующих эксплуатационных скважин. Более 98% этих скважин эксплуатируются механизированным способом, в том числе, посредством УЭЦН эксплуатируются 14 250 скважин.

В компании комплекты УЭЦН состоят как из наземного, так и погружного оборудования.

В комплект наземного оборудования входят трансформатор, станция управления (и/или частотно-регулируемые приводы – ЧПС), а также - наземный кабель.

Основные узлы погружного оборудования – это ЭЦН, газосепаратор, гидрозащита/ протектор, электродвигатель и погружной кабель для подвода электрической энергии к двигателю.

Типовая схема оборудования приведена на рисунке 1.3

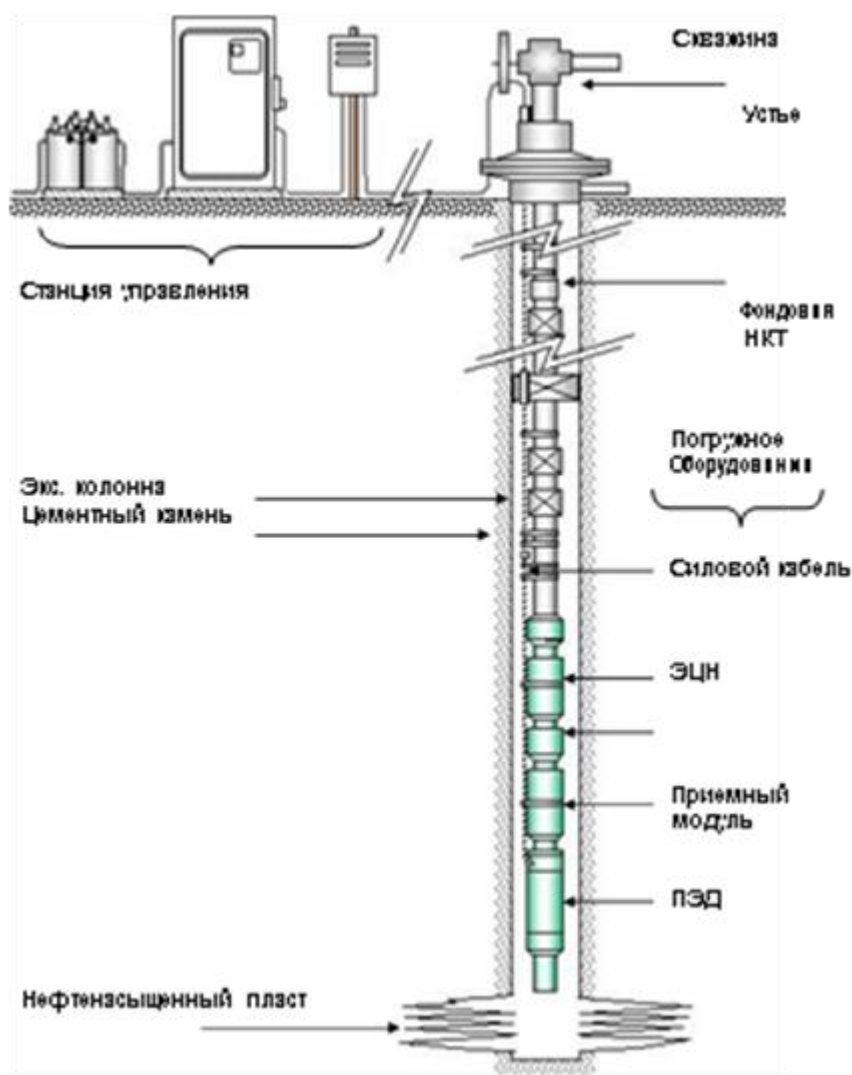


Рисунок 1.3 – Типовая схема УЭЦН

Каждое из 14 региональных подразделений имеет различные скважинные условия. В середине 2017 года в подразделениях компании использовались более 50 различных типов УЭЦН в широком диапазоне производительности для добычи жидкости, содержащей нефть, газ, воду и твердые частицы.

Общие технические характеристики ЭЦН:

- Глубина спуска насоса: от 1000 до 2500 метров (от 3000 до 8000 футов);
- Обычные диапазоны производительности: от 50 до 500 кубометров в сутки (от 300 до 3000 баррелей в сутки);
- Минимальная производительность: 25 кубометров в сутки (200 баррелей в сутки);
- Максимальная производительность: 1500 кубометров в сутки (9500 баррелей в сутки);
- Диапазон мощности погружных двигателей: от 22 до 450 киловатт (от 30 до 600 лошадиных сил).

Приблизительно 92% всех установленного оборудования УЭЦН было изготовлено в Российской Федерации. Остальные 8% импортировались для использования в скважинах с наиболее сложными скважинными условиями.

В компании оборудование УЭЦН используется в различных скважинных условиях. Наиболее тяжелые скважинные условия характеризуются сочетанием высоких рабочих температур, абразивных механических примесей, повышенного содержания свободного газа, отложения солей и наличия коррозионно-активных жидкостей.

Диапазон скважинных условий был следующим:

- Температура на забое скважины - от 60 до 200 градусов по Цельсию;
- Содержание твердых частиц на литр жидкости – от 10 до 500 миллиграммов.
- Газосодержание – от 60 до 250 кубометров газа на кубометр нефти;
- Обводненность – от 5% до 99%.

Системы ЭЦН всегда были наиболее распространенным способом механизированной добычи. В течение 2017 года общий объем механизированной нефтедобычи составил в среднем 200.000 тонн/сутки (1,5 миллиона баррелей в сутки).

Поскольку такой большой объем добываемой нефти связан с применением УЭЦН, увеличение безотказной наработки этих систем напрямую влияет на рост суточной добычи нефти, а также на сокращение как капитальных, так и операционных затрат.

За последние четыре года удалось значительно лучше понять процентное соотношение основных причин отказов ЭЦН. Приведенная краткая информация основана на анализе десятков тысяч отчетов о расследовании аварий оборудования с детальным описанием причин каждого конкретного случая.

Основной вывод, к которому можно прийти в ходе этой работы состоит в том, что тщательное расследование истинных причин отказов оборудования абсолютно необходимо для экономически эффективного увеличения МРП УЭЦН.

За последние 4 года проанализировано 50000 случаев отказа оборудования. Анализ этих случаев выполнялся двумя методами:

1. Распределение доли отказов оборудования по узлам;
2. Удельное количество отказов оборудования на 100 скважин действующего фонда в год

Основные причины отказов ЭЦН делятся на:

- отказы по насосам (45%);
- отказы по кабельным линиям (27%);
- отказы электродвигателей (14%).

В анализ причин были включены также составившие 9% отказы УЭЦН, вызванные авариями насосно-компрессорных труб (НКТ), что обычно было связано с нарушением герметичности резьбовых соединений или коррозией корпуса НКТ.

Также в анализ были включены составившие 5% отказы оборудования, которые классифицировались как «другие причины». Детали этой категории слишком многочисленны для изложения в настоящей работе.

Что касается количества отказов оборудования в пересчете на 100 скважин в год, то этот показатель является наилучшим для анализа, поскольку принимает во внимание ежемесячно увеличивающийся скважинный фонд.

Данные показывают следующее:

- 27,5 отказа УЭЦН в течение года на каждые 100 скважин произошло из-за отказа насосов (количество таких случаев серьезно уменьшалось от года к году);
- 17,7 отказов УЭЦН связано с отказами кабельных линий (в свое время были приняты меры для улучшения ситуации);
- 9,1 отказа УЭЦН связано с отказами электродвигателей (стабильное сокращение количество таких случаев).

Рассмотрим более внимательно причины отказов в зависимости от оборудования.

Насосы

В пересчете на удельное количество отказов УЭЦН по причине насосов на 100 скважин в год показатель снизился с 61,5 до 27,5, что показывает уменьшение более, чем в 2 раза по сравнению с традиционным методом анализа. Это объясняется проведенной работой по повышению надежности насосов.

Анализ истинных причин отказа показал, что основной причиной отказа насосов было засорение рабочих органов, а также сильный износ ступеней. Следует отметить, что в 80% случаев насосные ступени засорялись отложениями карбоната кальция [5].

Доля отказов насоса из-за засорения рабочих органов уменьшилась на 58% благодаря программе предотвращения отложения солей. Различные программы и технологии по предотвращению отложения солей были

развернуты во многих региональных подразделениях, что позволило снизить этот показатель в пересчете на 100 скважин в год с 28,6 до 12,0.

Кабельные Линии

В пересчете на 100 скважин в год количество отказов кабеля уменьшилось с 24,1 до 17,7 (что дает улучшение этого показателя на 26%). Такое улучшение соответствовало большому объему работ, выполняемых каждым из региональных подразделений компании.

Основной причиной отказа кабельных линий был перегрев кабеля, что вело к прогару или оплавлению изоляции. Анализ в пересчете на 100 скважин в год показал снижение подобных случаев с 10.7 до 6.9 за последние четыре года.

Улучшение работы кабеля было в основном связано с улучшением его технических характеристик и усилением контроля качества в процессе изготовления. Незначительная тенденция увеличения случаев отказа кабельных линий, которая наблюдалась в 2009 году, вызвала необходимость продолжить работу над улучшением качества. В связи с достаточно высокой стоимостью нового кабеля, а также в связи с его влиянием на продолжительность МРП повышение его качества и надежности было и остается одним из приоритетных направлений.

Механическое повреждение кабеля во время спуско-подъемных операций было еще одной категорией отказов УЭЦН, количество которых за последние четыре года уменьшилось. Анализ в пересчете на 100 скважин в год показал снижение этого показателя с 8,8 до 4,8 (т.е. улучшение на 45%). Улучшение было достигнуто благодаря улучшению процедур и практики работы на месторождениях.

Случаи отказа кабеля из-за нарушения изоляции увеличились. Пересчет на 100 скважин в год показал крайне тревожное увеличение за этот период с 1.6 до 3.6, т.е. на 55%. В процессе контроля за качеством изготавливаемого оборудования улучшение качества изоляции было определено основным критерием.

Электродвигатели

Анализ в пересчете на 100 скважин показал, что отказы электродвигателей уменьшились с 11.2 до 9.1 (что означает улучшение на 18%).

Двумя основными причинами отказа двигателя были нарушение герметичности торцевых уплотнений и снижение сопротивления изоляции в статоре.

Отказы двигателя, вызванные нарушением герметичности торцевых уплотнений в пересчете на 100 скважин в год уменьшились с 3.6 до 2.8 или на 26%. Отказы двигателя, вызванные снижением сопротивления изоляции в статоре, снизились незначительно с 2.4 до 2.2 в пересчете на 100 скважин в год.

Снижение случаев отказа двигателя из-за нарушения целостности диафрагмы в пересчете на 100 скважин в год снизилось с 2,0 до 0,5, или на 75%. Причиной такого успеха были улучшение технических характеристик оборудования и усиление контроля качества в ходе изготовления и ремонта оборудования.

Также как и в случаях с насосами и кабельными линиями, основным выводом стала необходимость тщательного расследования истинных причин отказа оборудования, с целью эффективного увеличения продолжительности МРП.

Пересмотр стратегии

На основании подробного анализа причин отказа УЭЦН была изменена стратегия, применяемая по отношению к оборудованию с целью увеличения наработки на отказ. Двумя показательными примерами являются:

- ✓ Борьба с солеотложениями на месторождении Каменное;
- ✓ Подбор оборудования с оптимальными техническими характеристиками на месторождении Кальчинское.

Борьба с солеотложениями

В большинстве случаев решение проблемы солеотложений для одной скважины (или для небольшой группы скважин) оказывалось относительно рентабельным;

Гораздо труднее было экономически эффективно решить проблемы солеотложений в масштабах всего месторождения, многих месторождений или целого ряда региональных подразделений.

Как уже указывалось в главе, посвященной причинам отказов оборудования, засорение рабочих колес насоса оказалось основным фактором, вызвавшим достаточно большое количество отказов, причем такая статистика оказалась схожей для нескольких региональных подразделений компании. Лабораторный анализ показал, что в солеотложениях большинство твердых частиц составлял карбонат кальция. Поскольку, компоненты рабочих колес забивались солями (а не каким-либо другим материалом), проблема могла быть решена достаточно легко.

Были реализованы несколько пилотных проектов. Не все технологии борьбы с солеотложениями оказались успешными, кроме того, по экономическим показателям не все подходили для распространения на другие региональные подразделения.

Один из успешных методов предотвращения солеотложений использовался на месторождении Каменное, где на многих солепроявляющих скважинах использовалось непрерывное дозирование ингибитора в скважину с помощью дозировочных установок, что позволяло предотвратить образование солей карбоната кальция на рабочих органах ЭЦН. Результаты оказались впечатляющими.

Крайне важным фактором успеха был анализ причин отказов оборудования УЭЦН. Первоначально считалось, что причиной уменьшения наработки на отказ были твердые частицы (вынос мехпримесей и проппанта). После дополнительного изучения коренных причин оказалось, что истинную проблему представляют соли карбоната кальция.

В результате успеха, достигнутого на месторождении Каменное, буквально тысячи скважинных установок для дозирования химреагентов (СУДР) были закуплены и размещены на других месторождения. Эти установки использовались практически в каждом из региональных

подразделений компании и в каждом случае их использование привело к отличным результатам. Применение данной технологии предотвращения образования солеотложений явилось основой для серьезного увеличения наработки УЭЦН на отказ.

Месторождение Кальчинское является отличным примером осуществления многих успешных пилотных проектов по увеличению МРП для ЭЦН.

На Кальчинском месторождении МРП УЭЦН сохранялось на уровне 600 суток, что подтверждало произошедшие улучшения. Улучшение технических характеристик применяемых кабельных линий было изменением стратегии, за которым последовали пилотные проекты по совершенствованию процедур монтажа и эксплуатации. Успех был подтвержден достижением 867 суток безотказной работы УЭЦН (для сравнения – в предыдущий год этот показатель составлял 311 суток). Выдающийся успех увеличения показателя МРП на 556 суток был отличным примером реализации программы постоянных поэтапных улучшений.

Пример месторождения Кальчинское доказывает, что применение наиболее подходящего оборудования УЭЦН для конкретных скважин с соблюдением всех процедур по монтажу и эксплуатации УЭЦН приводит к существенному увеличению МРП УЭЦН.

Прямые выгоды от увеличения безотказной работы УЭЦН на месторождении Калчинское привели к улучшению общих экономических показателей на предприятии.

По мере изучения полученного на Кальчинском месторождении опыта такие же практические шаги были предприняты и в других региональных предприятиях.

2 АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦН НА МЕСТОРОЖДЕНИИ Х

Рассмотрим эффективность эксплуатации скважин при помощи ЭЦН на месторождении Х.

2.1 Характеристика месторождения

Промышленная нефтеносность месторождения Х связана с пластами Ю₁¹⁺² и Ю₁²⁺³, объединенных в один объект разработки Ю₁ – таблица 2.1.

Нефть месторождения Х легкая, плотностью от 0,819 до 0,823 г/см³ с содержанием серы 0,32–0,4 %, смол силикагелевых 3,40-4,07 %, асфальтенов 0,40-0,50 % и парафинов 1,34-1,83 %, Давление насыщения нефти газом от 11,3 до 13,0 МПа, объемный коэффициент от 1,558 до 1,393, газовый фактор от 110 до 249 м³/т, начальное пластовое давление – 24,4 Мпа.

На 01.01.2019 года на месторождении Х действующий фонд добывающих скважин составлял 29 ед. В таблице 2.2 приведены эксплуатационные параметры месторождения.

Таблица 2.1 – Геологические условия месторождения Х

Параметры			
Пласт/Объект	Ю ₁ ¹⁺²	Ю ₁ ²⁺³	Ю ₁
Средняя глубина залегания, м	2733	2757	2733
Проницаемость, мкм ² *10 ⁻³	11,3	13,4	13,3
Начальное пластовое давление, МПа	27,4	27,4	27,4
Пластовая температура, оС	104,0	106,0	105,0
Вязкость нефти, мПа·с: в пластовых условиях	0,38	0,62	0,45
Плотность нефти в поверхностных условиях, г/с м ³	0,819	0,823	0,820
Объемный коэффициент расширения нефти, доли ед.	1,558	1,393	1,511
Давление насыщения нефти газом, МПа	11,3	13,0	13,9
Газовый фактор, м ³ /т	188	113	110-249

Таблица 2.2 – Эксплуатационные условия месторождения X

Параметр	Месторождение X
Действующий фонд скважин, в т.ч.	
добывающих	29
нагнетательных	17
Способы эксплуатации	ЭЦН
Глубина до верхн.дыр перфорации, м	2592-3006
Диаметр обсадной колонны, мм	127, 129, 130, 131, 132
Диаметр НКТ, мм	60, 73
Средняя глубина спуска НКТ, м	2502
Динамический уровень, м	1153-2538
Забойное давление, МПа	2,5-13,4
Устьевое давление, МПа	0,7-2,1
Средняя депрессия, МПа	19,9
Средний дебит жидкости, м ³ /сут	32,2
Средний дебит нефти, т/сут	10,1
Средняя обводненность, %	57,7
Ср. коэффициент продукт., м ³ /сут/атм	0,219

Оосложняющим факторам при разработке можно отнести большую глубину залегания продуктивных пластов и высокую пластовую температуру (до 106 °С). К преимуществам можно отнести низкие значения вязкости нефти в пластовых условиях и плотности нефти в поверхностных условиях [6].

2.2 Анализ эффективности эксплуатационного фонда скважин

Эксплуатационный фонд по месторождению на 1.01.2019 год составляет 34 скважины, (таблица 2.3), из которых 29 скважин, эксплуатирующихся механизированным способом с применением УЭЦН (100 %), относятся к действующему фонду. Суммарная добыча по жидкости по месторождению составляет 911,0 м³/сут. Аналогичная ситуация и на месторождениях-аналогах, на которых основной способ эксплуатации также механизированный с применением УЭЦН [7].

Таблица 2.3 – Структура добывающего фонда скважин (по состоянию на 01.01. 2019 года)

Параметр	Х	У	А	Б
Пласт	Ю ₁	Ю ₁	Ю ₁	Ю ₁ ¹
Эксплуатационный фонд	34	15	86	7
Действующий фонд, в т.ч.				
ФОН	отс	отс	отс	1 (16,7%)
ЭЦН	29 (100%)	13 (100%)	72 (100%)	5 (83,3%)
Суммарная добыча жидкости, м ³ /сут, в т.ч:				
ФОН	отс	отс	отс	7,7 (4,1%)
ЭЦН	911,0 (100%)	269,4 (100%)	2593,5 (100%)	178,4 (95,9%)
Суммарная добыча нефти, т/сут, в т.ч.:				
ФОН	отс	отс	отс	0,1 (0,2%)
ЭЦН	273,5 (100%)	140,5 (100%)	1134,1 (100%)	64,2 (99,8%)
Бездействующий фонд	5	2	14	1
Коэффициент использования фонда скважин	0,465	0,728	0,469	0,409

Изменение численности и структуры добывающего фонда скважин во времени, представлены на рисунке 2.1 . В течение года фонд добывающих скважин составлял от 27 ед. до 29 ед., средний дебит нефти: от 9,5 до 11,6 т/сут. Единственный способ добычи – механизированный с использованием ЭЦН.

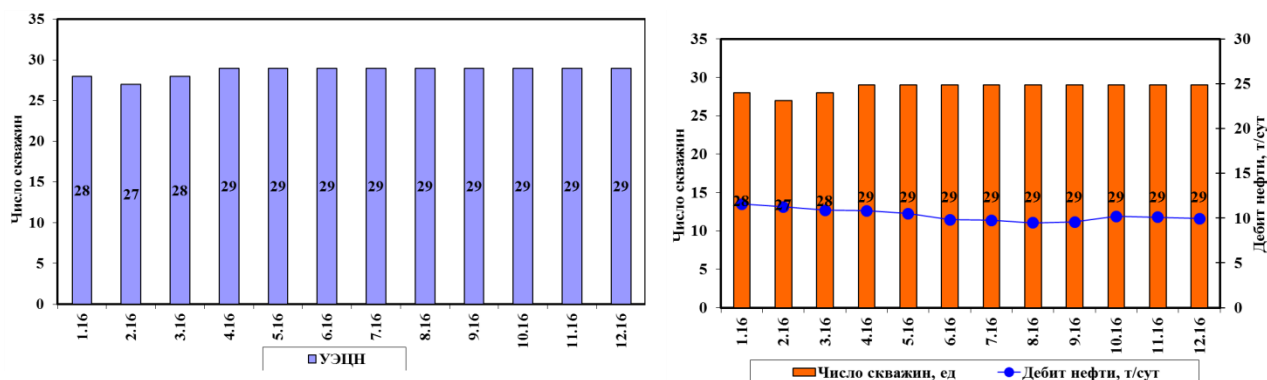


Рисунок 2.1 – Изменение численности и структуры добывающего фонда скважин на месторождении во времени в течение 2016 года

На рисунке 2.2 представлено количественное распределение установок ЭЦН по признаку соответствия дебита жидкости их рабочим характеристикам. С учетом того, что 16 скважин работает в режиме АПВ, в рабочей зоне, в соответствии техническим характеристикам, эксплуатируются наибольшее количество установок 28 ед. (97 %), из них: низкодебитных (до 50 м³/сут) – 9 ед.; среднедебитных (от 50 до 200 м³/сут) – 19 ед. В левой части рабочей области (с недогрузом) эксплуатируется 1 установка ЭЦН (3 %) среднедебитного фонда. Правее рабочей зоны (с «перегрузом») установки ЭЦН не эксплуатируются.

На рисунке 2.3 представлено распределение установок УЭЦН по признаку достижения потенциала по дебиту жидкости. Подавляющее большинство УЭЦН: 24 ед. (83 %) эксплуатируется в условиях, близких к оптимальным – от 75 м выше, 5 установки ЭЦН (17 %) эксплуатируются в условиях от 50 до 75 % потенциала.

Анализ эффективности эксплуатационного фонда ЭЦН показывает, что большинство скважин действующего фонда эксплуатируется эффективно.

Низкодебитные (до 50 м³/сут)

Среднедебитные (от 50 до 200 м³/сут)

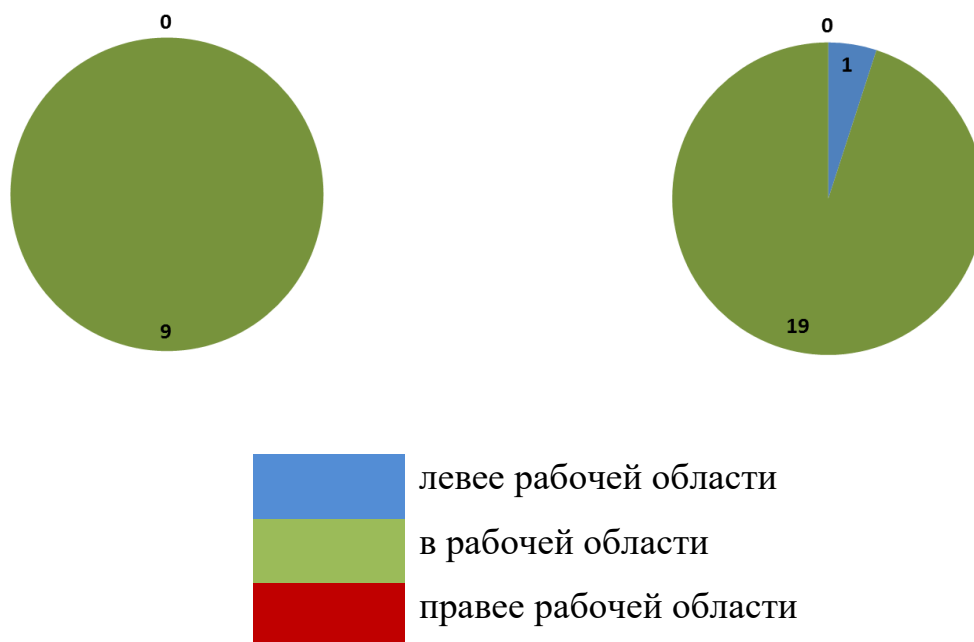


Рисунок 2.2 – Распределение установок УЭЦН по признаку соответствия дебита жидкости их рабочим характеристикам

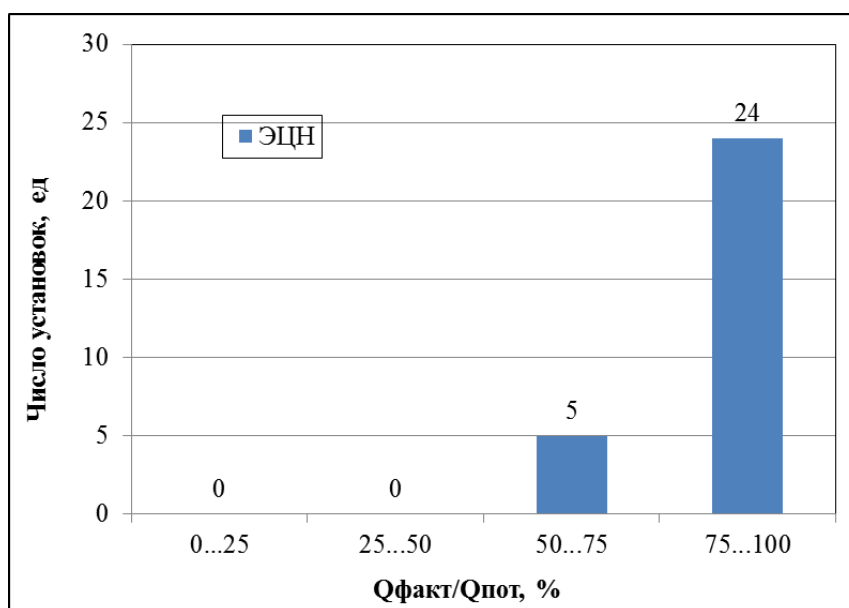


Рисунок 2.3 – Распределение установок УЭЦН по признаку достижения потенциала скважин по дебиту жидкости на месторождении

2.3 Анализ надежности эксплуатационного фонда скважин

В таблице 2.4 представлены основные характеристики надежности оборудования, а также по месторождениям-аналогам.

Величина СНО на месторождении близка аналогичной величине на месторождениях-аналогах, величина МРП в 1,2 - 1,6 раза меньше чем на месторождениях – аналогах.

Таблица 2.4 – Основные характеристики надежности (по состоянию на 01.01.2017)

Способ экспл.	Х		У		А		Б	
	СНО, сут	МРП, сут	СНО, сут	МРП, сут	СНО, сут	МРП, сут	СНО, сут	МРП, сут
УЭЦН	238	277	265	371	237	456	233	332

По результатам расследований отказов за 2018 г. (таблица 2.5) по данным ОАО «Томскнефть» ВНК, на месторождении основную долю составили ремонтные отказы (42,5 %), связанные с браком ремонта внутрискважинного оборудования. Большая доля отказов (25 %) приходилась на эксплуатационные отказы, основная часть которых (17,5 %) была связана с коррозией и проявлялась в виде негерметичности лифта НКТ и «полетами» НКТ. Такое же количество отказов (25 %) пришлось на некомиссионные отказы, связанные с наработкой на отказ оборудования свыше гарантированного срока. Остальные отказы были связаны с конструктивными отказами (2,5 %) организационными причинами (5 %).

Таблица 2.5 – Причина отказов оборудования по данным расследований ПДК за 2016 год

Вид отказа	Количество, ед	Доля, %
<i>Эксплуатационные отказы:</i>	<i>10</i>	<i>25,0</i>
Механические повреждения кабельной линии	2	5,0
Негерметичность лифта НКТ (без выхода из строя УЭЦН)	4	10,0
Полет	3	7,5
Солеотложение	1	2,5
<i>Конструкционные отказы:</i>	<i>1</i>	<i>2,5</i>
Брак НКТ и элементов подвески	1	2,5
<i>Ремонтные отказы:</i>	<i>17</i>	<i>42,5</i>
Брак изготовления удлинителя	1	2,5
Брак монтажа	1	2,5
Брак ремонта (изготовления) кабельной линии	4	10,0
Брак ремонта гидрозащиты	5	12,5
Брак ремонта НКТ	3	7,5
Брак ремонта ПЭД	3	7,5
<i>Организационные причины</i>	<i>2</i>	<i>5,0</i>
Организационные причины ЭПУС (брак обслуживания)	2	5,0
Не комиссия	10	25,0

Как видно из анализа существуют различные причины сокращения МРП, в дальнейшем будут рассмотрены потенциальные способы их предотвращения.

2.4 Обоснование способа и технологических параметров эксплуатации скважин, устьевого и внутрискважинного оборудования

Выбор режимов эксплуатации месторождения осложнён рядом неблагоприятных факторов, таких как:

- блочная структура месторождения с заметной зональной неоднородностью геолого-физических параметров пластов, вызванная тектоническими нарушениями;
- высокая расчлененность, многопластовость залежи;
- наличие обширных зон со свойствами нефти, близкими к предельному насыщению;
- длительная эксплуатация скважин в интенсивных режимах ниже давления насыщения, приводящих к разгазированию нефти в пласте;
- эксплуатация нагнетательных скважин в режиме автоГРП, приведшая к образованию техногенных трещин и неэффективной работе ППД [8].

Достаточно часто применяется на практике требование, чтобы величина $R_{зab}$ составляла не менее чем 75 % от $R_{нас}$, полученное на основе опыта эксплуатации месторождений Урала и Поволжья и получившее распространение на месторождения Западной Сибири, в том числе и на эксплуатируемых ОАО «Томскнефть» ВНК, как «безопасное» $R_{зab}$, позволяющее длительное время эксплуатировать скважины без потери продуктивности. С другой стороны, те же авторы допускают возможность использования оценки критической величины забойного давления с учетом величины промыслового газового фактора продукции, ниже которой недопустима эксплуатация и наблюдаются потери добычи нефти, вследствие снижения фазовой проницаемости по нефти [9].

В таблице 2.6 – представлены результаты оценки минимального забойного давления, полученные из сопоставления данных технологических режимов скважин с $R_{нас}$ и оценками «критического», «безопасного» и «целевого» забойного давления [10].

Расчетная величина критического $R_{зab}$, в зависимости от газового фактора, меняется от 5,9 МПа по блокам I-II пластов $Ю_1^{1+} Ю_1^2$ и 8,0 МПа по пластам $Ю_1^{3+} Ю_1^4$ до 10,0 МПа по блоку III пластов $Ю_1^{1+} Ю_1^2$. В силу значительной зональной неоднородности по величине газового фактора предыдущим ПТД рекомендовано принимать решение о выборе способа

механизированной или фонтанной добычи по конкретной скважине после проведения ГДИС с прямыми замерами промыслового газового фактора (т.е. по величине фактического газосодержания продукции скважин).

Для проектных добывающих скважин месторождения, где проектные скважины перфорируются на все пласты ($Ю_1^1$, $Ю_1^2$), в зависимости от PVT-свойств региона, для блока III рекомендуется поддерживать забойное давление не ниже 10,6 МПа. Для блока I-II ($Ю_1^1 + Ю_1^2$) рекомендуется $P_{заб}$ не ниже 9,8 МПа, аналогично проектным скважинам блока I-III ($Ю_1^3 + Ю_1^4$).

Таблица 2.6 – Оценка рекомендуемого забойного давления добывающих скважин

Исходные параметры	По пластам		
Блок	I - II	III	I-III
Объект разработки	$Ю_1^1 + Ю_1^2$	$Ю_1^1$	$Ю_1^3 + Ю_1^4$
Средняя глубина залегания, м	2743	2726,6	2756
Проницаемость, 10^{-3}мкм^2	12,4	4,9	10,4
Средняя нефтенасыщенная мощность пласта, м	8,1	6,7	5,3
Пластовая температура, °C	103,7	104	106
Пластовое давление, МПа	27,4	27,4	27,4
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/ м ³	688,8	617,8	675
Плотность нефти в поверхн. условиях, кг/ м ³	818,7	816,5	823
Плотность газа в поверхностных условиях, кг/ м ³	1,268	1,201	1,245
Плотность воды, кг/ м ³	1023	1023	1023
Вязкость нефти, мПа*с: в пластовых условиях	0,49	0,29	0,62
в поверхностных условиях: при 20 °C	2,67	2,53	2,94
при 50 °C	1,66	1,56	1,77
Давление насыщения нефти газом, МПа	10,2	17,4	13,0
Газовый фактор, м ³ /т	110	249,2	113,4
Объемный коэффициент расширения нефти, д. ед	1,354	1,717	1,393
Критическое забойное давление, МПа	5,2	10,0	5,7
$R_{кр}/R_{нас}$, %	51	57	47
$R_{заб}$ по техрежимам (среднее), МПа	5,9	8,4	8,0
Безопасное $R_{заб} = R_{нас} * 0,75$, МПа	7,7	13,1	9,8
$R_{заб}$ целевое, МПа	3,5	5,5	5,2
Рекомендуемое $R_{заб}$ (не ниже), МПа:	9,8	10,6	9,8

Для блока I-III ($\text{Ю}_1^3 + \text{Ю}_1^4$) рекомендуется поддерживать Рзаб не ниже 9,8 МПа.

2.5 Выбор устьевого и внутрискважинного оборудования

Технические средства подъема жидкости должны соответствовать добывным возможностям скважин.

В качестве основного способа эксплуатации рекомендуется применение УЭЦН.

Для скважин с диаметром эксплуатационной колонны от $\varnothing 146$ мм и ниже рекомендуется использовать:

- оборудование устья скважины согласно требованиям ГОСТ 13846-89 и ГОСТ Р 51365-2009;
- УЭЦН габарит 5, 5А производительностью 40-80 м³/сут, напором от 1366 м, производства ЗАО «Новомет-Пермь» или аналогичные;
- станция управления, с возможностью регулирования частоты вращения, оптимизации работы и защиты серийно выпускаемых ПЭД.

Как показал анализ, основными осложняющими факторами при эксплуатации ЭЦН на данном месторождении являются:

Отложениями асфальто-смоло-парафиновых веществ АСПВ в оборудовании, в лифтовых колоннах и выкидных линиях;

- повышенным содержанием механических примесей;
- отложениями солей;
- влиянием на работу пласта и скважинного оборудования газа;
- коррозионным износом подземного оборудования;
- сверхнормативной кривизной скважин;
- снижением продуктивности скважин;
- глушение скважин в процессе ремонтных работ;
- гидратообразование.

3 ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЦН НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х

3.1 Мероприятия по предупреждению и борьбе с осложнениями при эксплуатации скважин

Отложения АСПВ

В продукции скважин юрских пластов содержится около 5,7 % асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ). проектным документом предусмотрены средние плановые дебиты по добывающему фонду скважин от 30 до 80 м³/сут с обводненностью до 95 %.

С помощью ПО Perform 4.5 был проведен расчет перепада температур по стволу скважины при различных параметрах.

Результаты расчета приведены в таблице 3.1. При средних проектных дебитах расчетная устьевая температура потока может составлять от 26 до 59 °С. Следует помнить, что подобный расчет носит оценочный характер и имеет достаточно большую погрешность. Для месторождения температура насыщения нефти парафинами до настоящего времени не определялась, однако для месторождений Томской области типичным значением является 30-40 °С. Следовательно, риск выпадения АСПО в оборудовании, лифтовых колоннах и выкидных линиях существует и связан с невысокими средними дебитами добывающих скважин. Процесс отложений парафинов может усугубиться при не подтверждении проектных дебитов или в холодный период года для выкидных линий.

Таблица 3.1 – Расчётная температура потока на устье скважины

Расчетная температура на устье скважины, °С при обводненности	Дебит скважины по жидкости, м ³ /сут			
	30	45	60	80
40 %	26	33	40	47
55 %	27	36	43	51
70 %	29	38	46	54
85 %	31	41	49	57
95 %	32	43	51	59

Методы борьбы с АСПО делятся на химические, физические и применение защитных веществ (таблица 3.2).

- химические – дозирование в нефть или нефтяную эмульсию специальных реагентов, предотвращающих процесс образования АСПО;
- физические – применение электрических, магнитных, а также электромагнитных методов.
- гладкие защитные покрытия – лаки, стекла, эмали, затрудняющие процесс образования осадка

К методам удаления отложений относятся следующие:

- химические – дозирование в нефть или нефтяную эмульсию химических соединений для промывок нефтепроводов, скважинного и нефтепромыслового оборудования от отложений АСПО, образующихся в процессах добычи и транспорта нефти;
- тепловые – основаны на способности парафина плавиться, при воздействии определенной температуры (АДПМ, ППУ);
- механические – предполагают удаление уже образовавшегося парафина на насосно-компрессорных трубах. Для этого разработаны множество скребков различной конструкции.

Таблица 3.2 – Технологии предупреждения образования АСПО

Методы	Технология (оборудование и разработчик)
Химические	Серия ингибиторов «СНПХ» (НПО«НИИнефтепромхим»,г. Казань) *
	Серия ингибиторов «Dewaxol» (ГК «Миррико», г. Казань) *
	Серия ингибиторов «Пральт» (ООО «Виразж», г. Казань) *
	Погружной контейнер с реагентами «Трил» (ООО «Синергия-Лидер», г. Пермь)
	Погружной контейнер-дозатор ингибитора (ООО «Новомет-Пермь», г. Пермь)
Физические	Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН (ОАО «ПермьНИПИнефть», г. Пермь)) или аналогичные
Гладкие защитные покрытия	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида (ООО РЕАМ-РТИ, г. Балашиха)
	Стеклопластиковые НКТ (ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб», г. Казань)

Таблица 3.3 – Технологии удаления АСПО

Методы	Технология (оборудование и разработчик)
Химические	Растворитель «Dewaxol» (ГК «Миррико», г. Казань)
	Растворитель «Пральт» (ООО «Виразж», г. Казань)
	Растворитель «Пармастер» (ООО «Мастер Кемикалз», г. Казань)
	Растворитель «СНПХ» (НПО«НИИнефтепромхим»,г. Казань)
Тепловые	Нагревательный кабель (ОАО «Камкабель», г. Пермь)
	Нагревательный кабель (ООО «Псковкабель, г. Псков)
Механические	1. Скребок С-00.00 (ЗАО «Технология» г. Воткинск)
	2. Скребок «Кыргач-5», «Кыргач-6» («ТатНИПИнефть», г. Бугульма)
	3. Лебедка Сулейманова для ЭЦН и ФОН (ПАО «Черногорнефть», г. Нижневартовск)
	4. Полуавтоматическая установка ПАДУ-3 для ЭЦН, ФОН (ООО «Прецезион», г. Пермь)
	5. Станция управления установки депарафинизации труб скребками УДС-1М для ЭЦН и ФОН (НПО «Нефтеавтоматика», г. Уфа)

Механические примеси

Одной из причин сокращения МРП насосов является наличие механических примесей в добываемом флюиде.

Для борьбы с механическими частицами возможны следующие мероприятия:

- выбор оптимальной депрессии на пласт с учетом устойчивости пород;
- повышение стабильности режимов эксплуатации скважин (за счет стабилизации пластового давления путем ввода в действие системы ППД), мер по исключению кратковременных остановок (например, из-за отключений электроэнергии);
- внедрение фильтров-насадок от мехпримесей «STRONG» (ФНТ-75-150-4500-85-НКТ-73-Н или аналоги) для скважин, осложнённых повышенным содержанием мехпримесей;
- периодический контроль выноса мехпримесей (не реже 1 раза в месяц на скважину) с фиксацией динамического уровня и дебита скважины;
- применение УЭЦН в изнoso-, коррозионно- и термостойком исполнении;
- применение входных фильтрующих модулей типа МВ5Ф и шламоуловителей для УЭЦН, разработанных ОАО «Лемаз» и ОАО «Алнас»; фильтров ЖНШ производства ЗАО «Новомет-Пермь» или аналоги;
- применение жидкостей глушения скважин, очищенных от механических примесей (не более 20 мг/л) в процессе их приготовления.
- замена раствора глушения скважины после ремонтных работ нефтью путем промывки с вымыванием из скважины дисперсных загрязнителей; очистка НКТ от коррозии, песка, солей или замена подвески в процессе ремонта скважин. Рекомендуется организация на трубной базе участка по очистке НКТ.
- применение клапана для промывки НКТ производства СКБ «Комгорт», г. Тюмень. Используется для промывки НКТ с определенной глубины, минуя

насос (без СПО), а также для заполнения НКТ раствором глушения при проведении ПРС. Клапан апробирован в ОАО «Сургутнефтегаз»;

- фильтр для нагнетательных скважин в блочном исполнении ФНСБ производства группы компаний «Новомет», обеспечивающий тонкую очистку воды от механических примесей или аналоги.

Отложения солей

Основной источник солей, выпадающих в осадок при добыче нефти – это попутные воды, добываемые вместе с нефтью. Выполненный анализ надежности эксплуатационного фонда скважин показал, что около 2,5% эксплуатационных отказов оборудования приходилось на отложения солей.

С помощью ПО Perform 4.5 и Rospump 3.12 были выполнены расчеты потенциала осадкообразования пластовых вод. Следует учитывать, что результаты расчетов имеют оценочный характер и требуют уточнения в ходе эксплуатации. Как показывают расчеты наиболее вероятным осадком будет кальцит. В условиях Западной Сибири чаще всего причиной отложения солей служит нарушение карбонатного равновесия вследствие изменения термобарических параметров. В скважинах, оборудованных УЭЦН, отложения солей могут осаждаться на сетке насоса, поверхности погружного электродвигателя, валах и крыльчатках насоса, токоведущем кабеле. По теории Оддо и Томсона, заметные солевые отложения появляются при индексе насыщения SI более 0,4, однако следует учитывать, что при наличии турбулентности этот порог снижается. В частности это подтверждается результатами анализа проб отложений на глубинном оборудовании (УЭЦН), где в среднем около 50 % массы загрязнения составляют карбонаты. Также следует учитывать, что наиболее существенное влияние на кристаллизацию солей из пересыщенного раствора оказывают асфальтены и смолы, выступающие центрами кристаллизации солей, что может привести к формированию осадка, несмотря на низкое значение SI.

Все технологии борьбы с солеотложениями делятся по назначению на предупреждение и удаление солеотложения.

Методы предупреждения отложения солей делятся на химические, физические, и технологические. Наиболее простым и эффективным методом борьбы с солеотложениями является химические методы с применением ингибиторов солеотложения, которые могут дозироваться в поток жидкости, задавливаясь в призабойную зону «солеотлагающих скважин» или размещаться в специальных глубинных дозаторах. Подбор ингибиторов может осуществляться на основании известных методик прогнозирования выпадения солей с использованием программных комплексов Rospump (РН-УфаНИПИнефть), HydroGeo (Томский Политехнический университет), а также лабораторно. В последнее время на месторождениях Западной Сибири испытаны ингибиторы отечественного производства оксиэтилидендифосфоновая кислота (ОЭДФ), СНПХ-5306, ПАФ-13А, Акватек 511 М, Азол 3010, Сансол 2001 А, СНПХ 5312 Т, СНПХ 5311, а также ингибиторы зарубежных фирм – SP-181, SP-203, Деквест 2000, Деквест 2042, Visko-953R, Корексит 7642.

Физические методы основываются на воздействии на продукцию магнитным, электрическим или акустическим полями. Физические методы обеспечивают локальный эффект. Из физических методов борьбы с карбонатными солеотложениями, как и для борьбы с АСПО, рекомендуется применение скважинных магнитоактиваторов, в результате чего скорость образования кальцита на поверхности оборудования снижается в 4–5 раз.

К технологическим методам относятся:

- правильный выбор источников водоснабжения для поддержания пластового давления;
- увеличение скорости водонефтяного потока в трубах;
- использование труб с полимерными покрытиями внутренней поверхности.

Также может быть рекомендовано для ОПИ устройство для подачи реагентов на забой проблемных скважин УДР-1.100. Устройство позволяет закачивать реагент в затрубное пространство скважины на уровень приема

насоса или ПЭД. Отличительной чертой дозатора является отсутствие потребности в электроэнергии, поскольку он работает по принципу капельницы при атмосферном давлении, то есть за счет столба реагента в баке. Устройство успешно выдержало эксплуатационные испытания.

Так же, как и для борьбы с АСПО, приемлем вариант применения НКТ с внутренним покрытием, на котором не удерживаются солевые отложения.

Основные методы предотвращения солеотложений, пригодные для условий данного месторождения, приводятся в таблице 3.4 [11].

Таблица 3.4 – Методы предотвращения образования солеотложений

Методы	Технология (разработчик)
Химические	Серия ингибиторов «Азол» (ОАО «Котласский химический завод», г.Казань)*
	Серия ингибиторов «ПАФ» (ОАО «Химпром», г.Новочебоксарск)*
	Серия ингибиторов «Сонсол» (ОЗ «Нефтехим»)*
	Серия ингибиторов «СНПХ» (НПО«НИИнефтепромхим», г.Казань)*
	Серия ингибиторов «Акватек» (НПК «Интеграл»)*
	Погружной контейнер-дозатор ингибитора (ООО «Новомет-Пермь», г.Пермь)
	Серия контейнеров с реагентами «Трил» (ООО «Синергия-Лидер», г.Пермь)
Физические	Магнитный аппарат «МАРМ-7» для ЭЦН, ШГН и ФОН («ПермНИПИнефть») или аналогичные.
Технологическ е	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида (ООО РЕАМ-РТИ, г.Балашиха)
	Стеклопластиковые НКТ (ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб», г.Казань)
	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида (ООО РЕАМ-РТИ, г.Балашиха)
	Защита проточных каналов рабочих органов и концевых элементов полимерными покрытиями с гидрофобными свойствами (ООО «Новомет-Пермь», г.Пермь)
	Технология ограничения водопритока в скважину (ООО НПФ «Пакер», г.Октябрьский)

Вредное влияние газа

Величина газового фактора на месторождении может составлять от 110 м³/т до 249 м³/т и создавать проблемы с высоким содержанием газа на приеме

насоса при поддержании проектного забойного давления маловероятны, что может привести к снижению коэффициента подачи, потере стабильности, повышенному износу вследствие кавитации и перегрева двигателей УЭЦН, а также к срывам подачи.

Для борьбы с вредным влиянием газа при использовании УЭЦН могут быть применены конструкционные и технологические способы.

К конструкционным способам в первую очередь относятся те, что предполагают использование различных защитных приспособлений и выбор оптимальных компоновок подземного оборудования, включающих в себя газосепараторы, хвостовики и др. Для условий среднего газосодержания в продукции скважин разработаны специальные конструкции рабочих ступеней ЭЦН. ООО «Новомет-Пермь» (г. Пермь) изготавливает насосы с центробежно-вихревыми и центробежно-осевыми ступенями. Фирма «REDA» свои установки комплектует специальными шнековыми ступенями. При высоком газосодержании до 55 % находят применение различные газосепараторы, устанавливаемые вместо входного модуля ЭЦН и обеспечивающие очистку пластовой жидкости от газа в специальной сепарационной камере. Для откачки пластовой жидкости с высоким газосодержанием все большее применение находят различные диспергаторы, предназначенные для измельчения газовых пробок и подготовки однородной газовой смеси перед ее подачей в ЭЦН. При газосодержании до 70-75 % в последнее время нашло применение мультифазных насосов. Мультифазный осевой насос производства ООО «Новомет-Пермь» (г.Пермь) располагается перед основным насосом и при содержании газа до 70 % расширяет рабочий диапазон. Компания Centrilift предлагает системы ЭЦН на основе технологии многопластового мультифазного насоса MVP Gas-Master, позволяющих перекачивать пластовую жидкость с содержанием газа до 75 %.

Технологические способы заключаются в реализации возможности уменьшения содержания свободного газа перед входом в насос. Основными из них являются такие, как заглубление насоса ниже динамического уровня,

позволяющее создание оптимального давления на приеме насоса и принудительный сброс газа из затрубного пространства. Для осуществления последнего способа существует технология «Тандем-3», при которой струйный аппарат, расположенный выше динамического уровня, позволяет откачивать попутный газ из затрубного пространства в колонну НКТ. ООО НПФ «Пакер» предлагает к использованию специальные клапаны для перепуска жидкости или газа из кольцевого пространства скважины в НКТ при эксплуатации их с закрытым затрубным пространством.

Коррозионный износ

Выполненный в анализ надежности эксплуатационного фонда скважин показал, что большая часть эксплуатационных отказов оборудования, а именно негерметичность лифта НКТ (10,0 %) и «полеты» НКТ (7,5 %), приходились на коррозионный износ. Кроме того по мере дальнейшего увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин скорость коррозионного износа подземного оборудования будет только возрастать.

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа подземного оборудования. В соответствии проектным документом средняя обводненность продукции скважин будет составлять до 95 % и более. При такой обводненности обеспечить защиту от коррозии технологическими методами (сохранением эмульсии «вода в нефти») не представляется возможным при любом режиме потока. Дополнительным фактором, повышающим агрессивность пластовых флюидов, является высокая пластовая температура (до 89 °С). Проблема коррозии актуальна для юрских пластов, хотя минерализация продукции не предполагает высокую агрессивность сред.

Основные методы борьбы с коррозионным износом можно разделить на три группы: химические, физические и технологические.

Химические методы основаны на применении метода периодической закачки или постоянной дозировки в затрубное пространство ингибиторов коррозии (ИК). Достоинством ингибиторов при их закачке в скважину является

защита не только внутрискважинного оборудования, но и выкидных линий, нефтесборных сетей. Вместе с тем, применение любых ингибиторов связано с их безвозвратными потерями (невозможность регенерации из продукции скважин), ограничено их высокой стоимостью, значительными эксплуатационными расходами (дозировочные агрегаты, проведение обследований, коррозионный мониторинг). Выбор ингибиторного способа защиты и марки реагента может определяться в результате технико-экономического сравнения с другими описанными выше вариантами.

Физические методы подразумевают применение коррозионно-стойких материалов, защитных покрытий и протекторной защиты.

Технологические методы защиты от коррозии подразумевают корректировку коррозионных факторов в скважине.

Основные методы предотвращения коррозионного износа пригодные для условий данного месторождения приводятся в таблице 3.5 .

Таблица 3.5 – Методы предотвращения образования с коррозионным износом

Методы	Технология (разработчик)
Хим.	Серия ингибиторов «Азол» (ОАО «Котласский химический завод», г.Казань)*
	Серия ингибиторов «Сонсол» (ОЗ «Нефтехим»)*
	Серия ингибиторов «СНПХ» (НПО«НИИнефтепромхим»,г.Казань)*
	Погружной контейнер-дозатор ингибитора
	Серия контейнеров с реагентами «Трил»
Физ.	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида (ООО РЕАМ-РТИ, г.Балашиха)
	Полимерные покрытия деталей ЭЦН и НКТ на основе полифениленсульфида
	НКТ повышенной группы прочности – Е и Р, из новых более прочных и стойких сталей типа 13ХФА, 09ГСФ
	НКТ с содержанием хрома от 3 до 13% (
	Стеклопластиковые НКТ (ООО НПП «Завод стеклопластиковых труб», г.Казань)
Технол.	Технология ограничения водопритока в скважину (ООО НПФ «Пакер», г.Октябрьский)
	Очистка растворов глушения солевыми растворами от частиц нерастворимых примесей до нормируемых показателей

Глушение скважин в процессе ремонтных работ

Одним из условий сохранения коллекторских свойства пласта в призабойной зоне при проведении ремонтных работ на скважинах является совершенствование, как самих жидкостей глушения, так и технологий глушения скважин. В качестве жидкостей глушения на месторождениях Томской области, как правило, применяются водные растворы солей NaCl , KCl , CaCl_2 в сеноманской воде. Набухание глинистых включений нефтяных коллекторов при проведении технологических операций по глушению скважин с применением вышеперечисленных водных растворов, может вызывать закупорку поровых каналов. Отрицательное воздействие традиционных водных растворов жидкостей глушения усугубляется временным фактором, т.е. длительностью нахождения в контакте породы пласта и жидкости глушения. Низкопроницаемые гидрофильные коллекторы имеют высокую фазовую проницаемость для воды. Кроме того, за счет повышенной способности капиллярной пропитки происходит интенсивное насыщение породы пласта водным раствором. Это приводит к резкому падению фазовой проницаемости для нефти и, как следствие, к блокированию нефти в порах пласта и значительному снижению дебита скважины. Время выхода скважины на режим после глушения может достигать двух недель.

Проведенная в 2011 году научно-исследовательская работа ««Экспериментальная оценка эффективности растворов глушения, применяемых на месторождениях Томской области»» показала, что воздействие на пласт жидкости глушения, представленной водой сеноманского горизонта без добавок ПАВ может снизить проницаемость по нефти призабойной зоны до 10-30 % от первоначальной (Квосст). Для снижения негативного эффекта от воздействия водных растворов жидкости глушения необходимо, в обязательном порядке, добавлять в раствор ПАВ. Из рассмотренных в работе ПАВ наилучшие результаты показал Нефтенол К – при 0,5 % (масс.) добавке в водный раствор Квосст превышает 50 %. Наилучшие результаты получены на жидкостях глушения на нефтяной основе –

Квосст до 96 %. В связи с рядом недостатков, которыми обладают жидкости глушения на углеводородной основе (пожаробезопасность, дороговизна и т.д.), очевидным путём минимизации негативного воздействия на пласт водных растворов жидкостей глушения является поиск новых ПАВ для улучшения характеристик раствора применительно к пластам месторождения.

В качестве ингибитора набухания глин рекомендуется использовать более активный реагент - хлорид аммония (NH_4Cl), а также дополнительно вводить в состав жидкости глушения растворители и поверхностно-активные вещества. Использование таких жидкостей целесообразно на глинистых коллекторах, многопластовых залежах с различной степенью выработки запасов, при осложнениях, связанных с выпадением солей железа и других осадков. Это направление получило название «щадящее глушение скважин» с использованием инертных солевых растворов. Промысловые испытания жидкостей глушения, содержащих хлорид аммония, на месторождениях Нижневартовского, Нефтеюганского, Пуровского и других регионов Западной Сибири показали свою высокую эффективность. В результате применения жидкостей глушения комплексного состава происходит очистка призабойной зоны пласта от механических примесей и различных минеральных и нефтяных осадков, что способствует улучшению работы скважины. Установлено, что время вывода скважин на режим после их глушения такими жидкостями сокращается в 1,5 - 2 раза. Кроме того, в ряде случаев наблюдалось увеличение дебитов скважин по нефти на 5 - 14 %. Таким образом, после проведении плановых мероприятий на скважинах (ПРС) работа скважин не только не ухудшается, но и возможно получение дополнительной добычи нефти. Данная технология применима в условиях месторождения.

Кроме того, в настоящее время на рынке представлено большое количество запатентованных составов для глушения скважин на углеводородной основе (ИЭР, и т. д.), которые успешно применяются на месторождениях Западной Сибири и которые можно рекомендовать для опытно-промысловых работ.

Перспективным способом глушения скважин, который может быть рекомендован для применения на месторождении после проведения ОПИ, является глушение с использованием блокирующих пачек. Это могут быть блокирующие составы глушения на основе суспензии галита (БСГ-МК, ООО «РН-УфаНИПИнефть»), система Reablock (M-I SWACO), облегчённые инвертные дисперсии, состоящие из эмульсионного раствора и дисперсного наполнителя – стеклянных полых микросфер (ООО «Джиал инвест») или аналоги. Общим для указанных технологий является создание на поверхности ПЗП временного барьера, обеспечивающего эффективную блокировку порового и трещинного пространства стенок скважины, предотвращение поглощения значительных объемов жидкостей и снижение фильтрационно-емкостных параметров ПЗП. Выбор оптимальной технологии может быть сделан на основании технико-экономического анализа по результатам ОПИ.

Следует отметить, что глушение скважин жидкостью при ремонтных работах является далеко не оптимальным способом, т. к. практически в любом случае вследствие проникновения в пласт задавочной жидкости проницаемость ПЗП ухудшается и продуктивность скважин уменьшается. Указанные проблемы могут быть устранены путем использования специального внутрискважинного оборудования – клапанов-отсекателей пласта, обеспечивающих проведение подземного ремонта скважин, в частности, замену насосного оборудования, без глушения.

Клапан-отсекатель устанавливается при освоении скважины выше интервала перфорации и по команде сверху (механически или гидравлически) разобщает продуктивный интервал и скважинное пространство, обеспечивая проведение спуско-подъемных операций, менять насос, НКТ и др. операции без закачки жидкости глушения.

В настоящее время выпуск такого оборудования освоили ряд отечественных предприятий: извлекаемый клапан-отсекатель и стационарный клапан-отсекатель типа КОС ОАО НПО «Бурение», модульный отсекатель пласта МОП-146/230 ООО «L-Бурение», забойный клапан-отсекатель «Рубин»

(аналог Guiberson G-6) ООО НПФ «Нефть-Сервис», клапан-отсекатель ОАО НТП «Нефтегазтехника» (г. Нижневартовск), система отсекателя пласта типа СОП завода «Измерон» (г. Санкт-Петербург) и др. Опыт применения клапанов-отсекателей накоплен в ОАО "Сургутнефтегаз" - НГДУ "Лянторнефть", ПАО «Татнефть» и других нефтяных компаниях. Выбор конкретного производителя рекомендуется производить на тендерной основе, учитывая наличие подтвержденного положительного опыта эксплуатации.

Гидратообразование

При движении пластовой жидкости от забоя к устью добывающей скважины величина гидростатического давления может оказаться ниже давления насыщения, что приводит к выделению попутного газа. Дальнейшее его растворение в пластовой воде, являющейся неотъемлемой частью пластовой жидкости, при определенных температурах и давлениях может привести к образованию кристаллогидратов углеводородов.

К методам борьбы с гидратообразованием относятся следующие:

- химические – дозирование в продукцию скважин ингибиторов образования и удаления гидратов;
- физические – основанные на повышении температуры в стволе скважины, а также периодической прокачки теплоносителя и использование теплоизолированных труб;
- технологические – поддержание безгидратных режимов работы в стволе скважины.

Основные методы борьбы с гидратами для условий данного месторождения приводятся в таблице 3.6.

Расчеты условий гидратообразования при добыче использованием ПО Perform 4.5 показали, что при проектных дебитах и обводненности продукции вероятность образования гидратов велика (рис. 3.1).

Таблица 3.6 – Методы борьбы с гидратами

Методы	Технология (разработчик)
Химические	Серия ингибиторов гидратообразования «Hydranox» (ООО «Мастер Кемикалз», г. Казань) *
	Серия ингибиторов и растворителей гидратов «Сонкид» (ОЗ «Нефтехим»)*
Физические	Нагревательный кабель (ОАО «Камкабель», г. Пермь)
	Нагревательный кабель (ООО «Псковкабель, г. Псков)

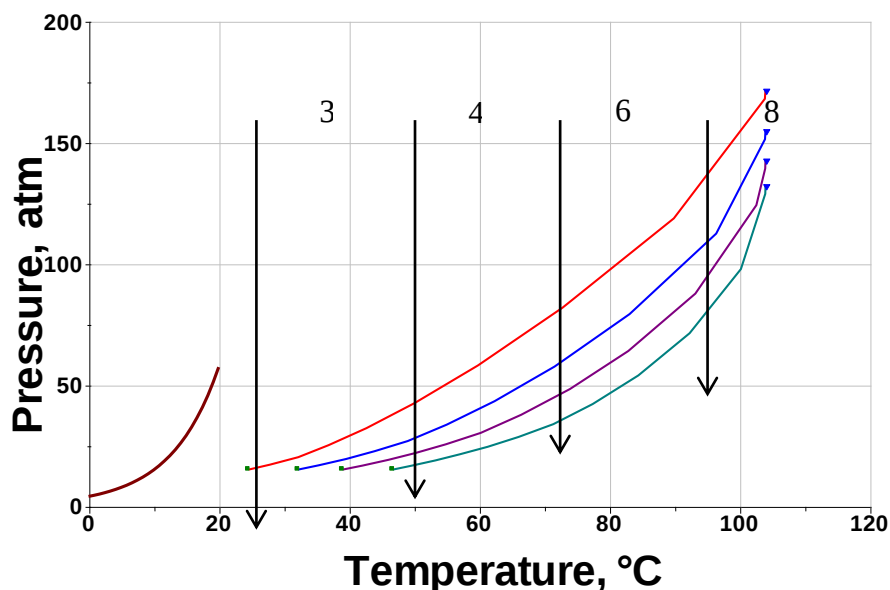


Рисунок 3.1 – Результаты моделирования гидратообразования на скважинах

При неподтверждении дебитов наиболее подвержены гидратообразованию могут быть скважины с дебитами менее 20 м³/сут. Во всех других случаях реализуется безгидратный режим. Вместе с тем, следует учесть, что при резком охлаждении возможно также и образование льда из пластовой воды, что также препятствует добыче. При постоянной эксплуатации скважин давление в затрубном пространстве должно быть существенно меньше и устьевая температура продукции должна быть выше температуры гидратообразования, составляющей обычно +4+20 °C.

3.2 Расчет эффективности применения механизированного способа добычи

Проведем оценку прироста дебита нефти от перехода с фонтанного способа эксплуатации на механический (ЭЦН) для типовой скважины куста 2021 года.

Ожидаемый дебит жидкости составляет 140 т/сут, при $P_{пл}$ 27 МПа, а $P_{заб}$ 20 МПа.

Расчеты основывают на базовой формуле для определения дебита нефти

$$Q_o = \frac{2\pi kh\Delta P}{18.41 \cdot B \cdot \mu \cdot \left(\ln \frac{R_e}{r_w} - \frac{1}{2} + S \right)} \quad (3.1)$$

Продуктивность скважины составляет 20 т/(сут*МПа).

Использование ЭЦН позволит снизить $P_{заб}$ до 5 МПа, тем самым повысив депрессию до 22 МПа, и, следовательно, стартовый дебит жидкости составит 440 т/сут.

При средней обводненности 30% прирост по дебиту составит 196 т/сут.

Исходя из этого можно сделать вывод, что перевод скважин на насосы является эффективным.

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

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кривошеин В.А.

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

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

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	1. Должностной оклад научного руководителя составляет 26300 руб 2. Должностной оклад инженера 17000 руб
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	1. Нормы амортизации. 2. Районный коэффициент составляет 30%.
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	1. Отчисления по страховым взносам составляют 30% от ФОТ

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала НТИ	1. Планирование работ и определение их временных оценок.
2. Разработка устава научно-технического проекта	2. Смета затрат на проектирование
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	3. Смета затрат на спецоборудование
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	4. Анализ полученных результатов

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Трубченко Т. Г.	к.э.н		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кривошеин В.А.		

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ

4.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

4.1.1 Потенциальные потребители результатов исследования

Цель данного раздела – экономический анализ применения УЭЦН на нефтяных месторождениях Западной Сибири.

В данном разделе решаются задачи:

- Анализ ресурсоэффективности и конкурентоспособности предложенных УЭЦН
- Определение перспективности проекта с помощью SWAT-анализ
- Планирование научно-исследовательских работ;
- Расчет бюджета затрат на проектирование.

В настоящий момент более 90% механизированных скважин оборудуются УЭЦН. Однако данный насос требует тщательной подборки параметров эксплуатации, так как работ вне оптимальных параметров приводит к сокращению времени работы, а также может становится причиной осложнений.

Рассмотрим более детально эффективность данной технологии.

4.1.2 Анализ конкурентных технических решений

В данной работе проводится обоснование оптимальных параметров работы УЭЦН на месторождениях Западной Сибири.

Альтернативной технологией является эксплуатация на естественном режиме, а также применений струйных насосов и газлифта. Сравнение параметров работы приведено в таблице 4.1

Таблица 4.1 - Сравнение альтернативных технологий

Параметр	Естественный режим	УЭЦН	Струйный насос	ШГН
Стоимость	Низкая	Средняя	Средняя	Средняя
Эффективность	Низкая	Высокая	Низкая	Низкая
Длительность постоянной работы	Низкая	Высокая	Высокая	Средняя
Применимость	Низкая	Высокая	Низкая	Низкая
Ограничения	Необходима высокая продуктивность скважины	Требуется подбор оптимальных параметров работы, чувствителен к газу	Низкий КПД, подача большого объема рабочего вещества под высоким давлением	Низкодебитные скважины, чувствительность газу

Как видно из таблицы 4.1 УЭЦН имеет значительно более высокую продуктивность и применимость, однако требуется подбор оптимальных параметров работы.

4.1.3 SWOT-анализ

Основным потребителем результатов проекта являются недропользователи, осуществляющие свою деятельность на территории Западной Сибири.. SWOT-анализ используют для исследования внешней и внутренней среды проекта. Он дает четкое представление о ситуации и указывает, в каких направлениях нужно действовать производителю, используя сильные стороны, чтобы максимизировать возможности и свести к минимуму угрозы и слабости. SWOT-анализ представлен в таблице 4.2.

В результате выполнения SWOT-анализа можно сделать вывод о том, что при качественном проектировании применение данной технологии позволяет получить целый ряд конкурентных преимуществ.

Таблица 4.2 – SWOT-анализ для исследования внешней и внутренней среды проекта нашего производства

	Сильные стороны научно-исследовательского проекта: 1. Высокая эффективность 2. Низкая стоимость 3. Применимо на большинстве месторождений	Слабые стороны научно-исследовательского проекта: 1. Необходимость подбора оптимальных параметров 2. Остановки скважины в случае проявления осложнений 3. Чувствительность к газу
Возможности: 1. Снижение стоимости скважины за счет масштабного применение 2. Обученность персонала работой с технологией 3. Эксплуатация скважин на поздних стадиях с низким забойным давлением	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и возможности» 1. Дополнительной повышение рентабельности 2. Применение типовых решений (экономия на дополнительных ресурсах) 3. Дополнительная прибыль за счет форсированного отбора	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и возможности» 1. Выделение дополнительных ресурсов для подбора оптимальных параметров и масштабирование результатов 2. Проведение исследований во время ремонтных работ
Угрозы: 1. Дефицит требуемого оборудования на рынке 2. Риск общего брака в партии 3. Неприменимость на определённых месторождениях	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Сильные стороны и угрозы» 1. Заключение долгосрочных контрактов 2. Гарантийное обслуживание 3. Поиск альтернативных технологий	Результаты анализа интерактивной матрицы проекта полей «Слабые стороны и угрозы» 1. Недостаток нужного оборудования 2. Потери в добыче в случае неверных расчетов

4.3 Планирование научно-исследовательских работ

4.3.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований формируется рабочая группа, в состав которой могут входить научные сотрудники и преподаватели, инженеры, техники и лаборанты. По каждому виду запланированных работ устанавливается соответствующая должность исполнителей.

Порядок этапов работ и распределение исполнителей для данной научно-исследовательской работы приведен в таблице 4.3.

Таблица 4.3 - Перечень этапов, работ и распределение исполнителей

Основные этапы	№раб	Содержание работ	Должность исполнителя
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Руководитель
Выбор направления исследований	2	Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер
	3	Подбор и изучение материалов по теме	Инженер
	4	Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер
Теоретические и экспериментальные исследования	5	Выделение основных преимуществ и недостатков технологии	Руководитель, Инженер
	6	Поиск потенциальных зон применения	Инженер
	7	Расчет эффекта от технологии	Руководитель, Инженер
Обобщение и оценка результатов	8	Экономическая оценка полученных результатов	Инженер
	9	Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер
Оформление комплекта документации по ВКР	10	Составление пояснительной записки	Инженер

4.3.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Определение ожидаемой (средней) трудоемкости выполнения:

$$t_{\text{ожі}} = \frac{3t_{\text{mini}} + 2t_{\text{maxi}}}{5}, \quad (4.1)$$

где $t_{\text{ожі}}$ – наиболее вероятное время в течение, которого должна быть выполнена работа, чел-дни;

t_{mini} – минимальное время для выполнения данного этапа при благоприятном стечении обстоятельств, чел-дни;

t_{maxi} – максимальное время для выполнения данного этапа при неблагоприятном стечении обстоятельств, чел-дни.

Исходя из ожидаемой трудоемкости, рассчитывается продолжительность каждой работы в рабочих днях:

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (4.2)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дней;

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

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

4.3.3 Разработка графика проведения научного исследования

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

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{кал} \quad (4.3)$$

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

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

$k_{кал}$ – коэффициент календарности.

Коэффициент календарности определяется по следующей формуле:

$$k_{кал} = \frac{T_{кал}}{T_{кал} - T_{вых} - T_{пр}} \quad (4.4)$$

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

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

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

В 2019 году 365 календарных дней, из них 105 выходных для и 14 праздничных дней. Тогда коэффициент календарности равен:

$$k_{кал} = \frac{365}{365 - 105 - 14} = 1,48.$$

В таблице 4.4 представлены временные показатели проведения научно-исследовательской работы.

Таблица 4.4 - Временные показатели проведения научного исследования

№	Наименование работ	Трудоёмкость работ			Исполнители	Т _р , раб. дн.	Т _{кi} , кал. дн.
		t _{min} , чел-дн.	t _{max} , чел-дн.	t _{ож} , чел-дн.			
1	2	3	4	5	6	7	8
1	Составление и утверждение технического задания	2	3	2,4	Р	2,4	4
2	Выбор направления исследований	2	3	2,4	Р, И	1,2	2
3	Подбор и изучение материалов по теме	10	15	12	И	12	18
4	Календарное планирование работ по теме	2	3	2,4	Р, И	1,2	2
5	Выделение основных преимуществ и недостатков технологии	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6
6	Поиск потенциальных зон применения	20	30	24	И	24	35,5
7	Расчет эффекта от технологии	5	8	6,2	Р, И	3,1	4,6

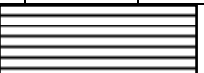
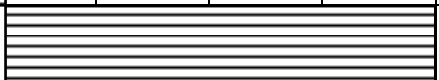
Продолжение таблицы 4.4

1	2	3	4	5	6	7	8
8	Экономическая оценка полученных результатов Определение целесообразности проведения ВКР	5	7	5,8	Р, И	2,9	4
9	Составление пояснительной записки Расчет потенциального эффекта от технологии	2	3	2,4	Р, И	2,4	4
10	Оценка возможности тиражирования технологии	10	15	12	И	12	18
						64,3	96,7

Р – руководитель; И - инженер

На основе таблицы 4.4 был построен календарный план-график в виде диаграммы Ганта – таблица 4.5

Таблица 4.5 – Календарный план-график проведения НИОКР

Вид работы	Исполнители	T_{ki} , дней	Продолжительность выполнения работ									
			февраль		март			апрель			май	
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2
Составление и утверждение технического задания	Руководитель	4										
Выбор направления исследований	Руководитель, Инженер	2	 									
Подбор и изучение материалов по теме	Инженер	18										
Календарное планирование работ по теме	Руководитель, Инженер	2			 							
Выделение основных преимуществ технологии	Руководитель, Инженер	4				 						
Расчет эффекта от технологии	Инженер	38										
Оценка возможности тиражирования технологии на других активах с аналогичными свойствами	Руководитель, Инженер	6								 		
Оценка полученных результатов	Руководитель, Инженер	4									 	
Определение целесообразности проведения ВКР	Руководитель, Инженер	4									 	
Составление пояснительной записки	Инженер	18										

Руководитель	Инженер
	

4.2 Бюджет научно-технического исследования (НТИ)

При планировании бюджета НТИ должно быть обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением.

4.2.1 Расчёт материальных затрат НТИ

В стоимость материальных затрат включается стоимость материалов, которые используются при проектировании системы разработки нефтяных оторочек, а именно канцелярских принадлежностей (таблица 4.6).

Таблица 4.6 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб	Затраты на материалы, руб .
Ручка	шт.	1	20	20
Тетрадь	шт.	2	15	30
Бумага	лист.	100	2	200
Итого :				250

4.2.2 Расчет затрат на оборудование для научных (экспериментальных) работ

Расчеты по приобретению оборудования, которое есть у организации, но используется для каждого исполнения конкретной темы, сводятся в таблицу 4.7.

Таблица 4.7 – Бюджет на приобретения оборудования

№	Наименование оборудо вания	Кол – во единиц оборудования	Цена единицы оборудования, тыс. руб.	Общая стоимость оборудования, тыс. руб
1	ПК	1	43,000	43,000
Итого :				43,000

4.2.3 Расчет амортизационных отчислений

Под амортизационными отчислениями понимаются отчисления части стоимости основных фондов для возмещения их износа

Цена ПК больше 40000 руб., необходимо учитывать амортизацию:

$$A = \frac{\text{Стоимость} \cdot N_{\text{дн.исп.}}}{\text{Срок службы} \cdot 366} = \frac{43000 \cdot 49}{3 \cdot 366} = 1918,94 \text{ руб.}$$

(4.5)

4.2.4 Основная заработная плата исполнителей

Расходы по заработной плате определяются по трудоемкости выполняемой работы и действующей системы окладов и тарифных ставок. В основную заработную плату вносится премия, которая выплачивается каждый месяц в размере 20 –30 % от оклада.

Заработная плата инженера-проектировщика:

$$З_{\text{полн}} = З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}, \quad (4.6)$$

где $З_{\text{осн}}$ – основная заработная плата;

$З_{\text{доп}} = 0,15 \cdot З_{\text{осн}}$ – дополнительная заработная плата.

Размер основной заработной платы находится из выражения:

$$З_{\text{осн}} = З_{\text{дн}} \cdot T_p; \quad (4.7)$$

где $З_{\text{дн}}$ - среднедневная заработная плата;

T_p

-

суммарная продолжительность работ, выполняемая научно – техническим работником.

Размер среднедневной заработной платы рассчитывается по формуле :

$$З_{\text{дн}} = \frac{З_{\text{м}} \cdot M}{F_{\text{д}}}; \quad (4.8)$$

где $З_{\text{м}}$ - заработная плата за 1 месяц научно – технического работника;

M - количество месяцев работы без отпуска ($M=11,2$ для пятидневной рабочей недели и отпуске в 28 рабочих дней, $M=10,4$ для шестидневной рабочей недели и отпуске в 56 рабочих дней);

F_d - действительный годовой фонд научно технического персонала.

Зарплата за 1 месяц научно – технического работника определяется по формуле:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p; \quad (4.9)$$

где Z_{TC} - заработная плата по тарифной ставке;

$k_{пр}$ - премиальный коэффициент, 0,3;

k_d - коэффициент доплат и надбавок, 0,2;

k_p - районный коэффициент, для Томска равен 1,3.

С помощью представленных выше формул находим основную заработную плату инженера НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 17000 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 33150 \text{ руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{33150 \cdot 11,2}{366 - 118 - 28} = 1688 \text{ руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 1688 \cdot 49 = 82694 \text{ руб};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 82694 + 0,15 \cdot 82694 = 95098 \text{ руб}.$$

Руководитель имеет оклад равный 26300 рубля. С учётом этого, рассчитаем размер основной заработной платы руководителя НТИ:

$$Z_M = Z_{TC} \cdot (1 + k_{пр} + k_d) \cdot k_p = 26300 \cdot (1 + 0,3 + 0,2) \cdot 1,3 = 51285 \text{ руб};$$

$$Z_{дн} = \frac{Z_M \cdot M}{F_d} = \frac{51285 \cdot 10,4}{366 - 66 - 56} = 2186 \text{ руб};$$

$$Z_{осн} = Z_{дн} \cdot T_p = 2186 \cdot 8 = 17487 \text{ руб};$$

$$Z_{п} = Z_{осн} + Z_{доп} = Z_{осн} + 0,15 \cdot Z_{осн} = 17487 + 0,15 \cdot 17487 = 20110 \text{ руб}.$$

4.2.5 Отчисления во внебюджетные фонды (страховые отчисления)

Отчисления во внебюджетные фонды:

$$З_{\text{внеб}} = k_{\text{внеб}} \cdot (З_{\text{осн}} + З_{\text{доп}}),$$

где $k_{\text{внеб}}$ – коэффициент отчислений на уплату во внебюджетные фонды.

Отчисления во внебюджетные фонды представлены в таблице 4.8.

Таблица 4.8 – Отчисления во внебюджетные фонды

Исполнитель	Основная заработная плата	Дополнительная заработная плата
Инженер	82694	12404
Руководитель	17487	2623
Коэффициент отчислений	0,30	
Итого	$З_{\text{внеб}} = 0,3 \cdot (82694 + 12404 + 17487 + 2623) =$ $= 34562,63 \text{ руб.}$	

4.2.6 Накладные расходы

Накладные расходы учитывают прочие затраты организации, которые не попали в предыдущие статьи расходов. Накладные расходы находятся по выражению:

$$З_{\text{накл}} = (\text{Сумма статей} - 5) \cdot 0,16 = (250 + 43000 + 1918,94 + 98098,31 + 20110,45 + 34562,63) \cdot 0,16 = 31452,1 \text{ руб.}$$

где $k_{\text{нр}}$ – коэффициент, учитывающий накладные расходы.

Величина коэффициента накладных расходов принимается в размере 16%.

4.2.7 Формирование бюджета затрат научно-исследовательского проекта

Рассчитанные затраты научно-исследовательской работы – основа для определения бюджета затрат проекта.

Определение бюджета затрат на научно-исследовательский проект приведено в таблице 4.9.

Таблица 4.9 – Бюджет затрат НТИ

Наименование статьи	Сумма, руб.	Доля в %
Расчет материальных затрат НТИ	250	0,14
Расчет амортизационных отчислений	1918,94	1,05
Расчёт затрат на заработную плату инженера	95098,31	51,86
Расчёт затрат на заработную плату руководителя	20110,45	10,97
Расчёт затрат на отчисления во внебюджетные фонды	34562,63	18,85
Расчёт накладных расходов	31452,1	17,15
Бюджет затрат НТИ	18392,4	100,0

Из данных таблицы видно, что большую долю всех затрат из бюджета научно-технического исследования составляют заработные платы инженера и руководителя. Самые малые доли от общих затрат имеют материальные затраты НТИ и амортизационные отчисления. Все затраты проекта могут быть реализованы, так как оказались ожидаемы.

Выводы по разделу

1. При оценке коммерческого потенциала и научных исследований с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения были установлены потенциальные потребители результатов исследования – компании, занимающиеся разработкой месторождений в западной Сибири.
2. На основе анализа конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения в качестве выявлена высокая эффективность предлагаемой технологии.
3. На основе SWOT-анализ выделены основные способы оптимизации работ и борьбы с потенциальными рисками.
4. При планировании НТИ создан список этапов работ в рамках проектирования научного исследования, распределены исполнителей по типам работ, а так же разработан алгоритм составления этапов работ.

5. Трудовые затраты составляют основную часть от стоимости разработки, при определении трудоемкости выполнения научного исследования и разработке графика проведения научных работ было установлено 64,3 рабочих дней, 96,7 календарных.
6. При планировании бюджета НТИ обеспечено полное и достоверное отражение всех видов расходов, связанных с его выполнением, что составило 18392,4 руб. В процессе формирования бюджета использованы группировки по статьям
7. Амортизационные отчисления составили 1918,94 руб. ПК: первоначальная стоимость 43000 рублей; срок полезного использования для машин офисных код 330.28.23.23 составляет 2-3 года, берем 3 года; планируем использовать ПК для написания ВКР в течение 50 дней.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
3-2Б63Т	Кривошеин В.А.

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

Тема ВКР:

Повышение эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов на месторождениях Западной Сибири	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Объектом исследования является алгоритм по подбору оптимальных параметров работы УЭЦН
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	Рассмотрены нормы трудового законодательства касающиеся ненормированного рабочего дня и работ в ночное время. Трудовом кодексе Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018). Рассмотрена компоновка рабочего места для выполнения работ сидя за рабочим местом. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ.
2. Производственная безопасность: 2.1 Анализ выявленных вредных и опасных факторов 2.2 Обоснование мероприятий по снижению воздействия	Вредные факторы: 1. Повышенный уровень электромагнитных излучений 2. Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе 3. Повышенный уровень шума и вибрации Опасные факторы: 1. Пожаровзрывоопасность 2. Электрический ток 3. Химический уровень воздействия вредных веществ
3. Экологическая безопасность	1. Анализ воздействия объекта на атмосферу (выбросы газа рабочей техникой при бурении выбранных скважин) 2. Анализ воздействия объекта на гидросферу (сбросы воды, разлив нефти при эксплуатации скважин) 3. Анализ воздействия объекта на земельные ресурсы, флору и фауну (утилизация бурового шлама)
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Типичные ЧС: Разлив пластового флюида

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

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Ассистент	Сечин А.А.	К.Т.Н.		

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
3-2Б63Т	Кривошеин В.А.		

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Введение

Данная работа посвящена оптимизации параметров эксплуатации скважин Западной Сибири при помощи подбора оптимальных параметров работы насоса.

Применение полученного алгоритма состоит из двух частей: теоретическая и практическая.

Теоретической части посвящен раздел 5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности. В нем, исходя из законодательства Российской Федерации, рассмотрен вопрос безопасного обеспечения рабочего места.

Раздел 5.2 связан с обеспечением безопасности при практическом применении технологии, в нем приводятся основные вредные и опасные факторы, а также способы их предотвращения. В разделе 5.4 описаны правила поведения при возникновении ЧС.

При этом помимо контроля за безопасностью сотрудников необходимо анализировать опасное воздействия применяемой технологии на окружающую среду [14].

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

Основным документом, регламентирующим правовые нормы трудового законодательства, является Трудовой кодекс Российской Федерации" от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 27.12.2018) [15].

В статье 108 главы 18 устанавливается время предоставления перерывов и конкретная продолжительность каждого из них.

В течение каждого трудового дня работник должен иметь перерыв от 30 минут до 2 часов для приема пищи. Единственным исключением – если рабочий день составляет менее 4 часов.

Статья 109 говорит о необходимости перерывов в случае работ в зимнее время для того чтобы согреться. Также сотрудники занятые погрузочными работами имеют право на отдельный перерыв для отдыха.

С учетом того что теоретическая часть работ выполнялась в помещении с использованием современной вычислительной техники необходимо уделить внимание ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования.

Настоящий стандарт устанавливает общие эргономические требования к рабочим местам при выполнении работ в положении сидя при проектировании нового и модернизации действующего оборудования и производственных процессов.

В первую очередь говорится о том, что рабочее место должно соответствовать антропометрическим, физиологическим и психологическим параметрам человека.

Конструкция рабочего места должна обеспечивать выполнение работ в рамках зоны досягаемости моторного поля.

Операции выполняемые «часто» и «очень часто» должны проводиться в зоне легкой досягаемости.

Также должна регулироваться высота рабочей поверхности и подставка для ног.

5.2 Производственная безопасность

При эксплуатации УЭЦН сотрудники сталкиваться с опасными и вредными факторами, рассмотрим основные из них (таблица 5.1) [16].

Таблица 5.1 – Вредные и опасные факторы при проведении операций ЗБС

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)	Этапы работ			Нормативные документы
	Разработка	Изготовление	Эксплуатация	
Повышенный уровень электромагнитных излучений			+	ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ СанПиН 2.2.4.548-96 ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ ГН 2.1.5.1315-03
Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе			+	
Повышенный уровень шума и вибрации		+	+	
Пожаровзрывоопасность		+	+	
Электрический ток			+	
Хим. уровень воздействия вредных веществ			+	

Повышенный уровень электромагнитных излучений

УЭЦН является одним из источников ЭМ излучений. Помимо него на кустовой площадке имеются другие источники, используемые для бурения и проведения ГРП.

Для предотвращения вредного воздействия на организм человека необходимо контролировать время воздействия поля на человека – необходимо чтобы оно не превышало допустимые показатели – таблица 5.2 [17].

Таблица 5.2 – ПДУ постоянного магнитного поля

Время воздействия за рабочий день, минуты	Условия воздействия			
	общее		локальное	
	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл	ПДУ напряженности, кА/м	ПДУ магнитной индукции, мТл
0 - 10	24	30	40	50
11 - 60	16	20	24	30
61 - 480	8	10	12	15

Отклонение показателей микроклимата на открытом воздухе

Добыча нефти осуществляется на кустовой площадке, которая находится под открытым воздухом как в летнее, так и в зимнее время.

Данный фактор может оказывать негативное влияние на человека.

В первую очередь требуется использование специальной одежды, которая защищает организм сотрудников от переохлаждения.

Также важно контролировать максимально допустимое время проведения на улице при низких температурах – таблица 5.3 [18].

Таблица 5.3 – Допустимая продолжительность (ч) однократного за рабочую смену пребывания на открытой территории во II климатическом регионе (III климатический пояс) в зависимости от температуры воздуха и уровня энерготрат

Температура воздуха, °С	Энерготраты, Вт/м ² (категория работ)		
	88 (Iб)	113 (IIа)	145 (IIб)
-10	охлаждение через 1,7	охлаждение через 4,6	охлаждение поверхности тела отсутствует
-15	1,2	2,2	"-"
-20	0,9	1,5	охлаждение через 5,5
-25	0,8	1,1	2,4
-30	0,7	0,9	1,6
-35	0,6	0,7	1,1
-40	0,5	0,6	0,9

Повышенный уровень вибрации

Во время осуществления эксплуатации УЭЙН происходит работа механизмов под высоким давлением, которые становятся причиной повышенной вибрации. Необходимо осуществлять тщательный контроль уровня вибрационного воздействия, обеспечивать защиту работников от влияния вредных факторов, проводить регулярные проверки. Предельно допустимый уровень вибрации приведен в таблице 5.4.

Таблица 5.4 – Предельно допустимый уровень вибрации

Среднегеометрические частоты полос, Гц	Предельно допустимые значения виброускорения							
	м/с ²				дБ			
	в 1/3 октаве		в 1/1 октаве		в 1/3 октаве		в 1/1 октаве	
	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o	Z _o	X _o , Y _o
0,8	0,70	0,22			117	107		
1,0	0,63	0,22	1,10	0,40	116	107	121	112
1,25	0,56	0,22			115	107		
1,6	0,50	0,22			114	107		
2,0	0,45	0,22	0,79	0,45	113	107	118	113
2,5	0,40	0,28			112	109		
3,15	0,35	0,35			111	111		
4,0	0,32	0,45	0,56	0,79	110	113	115	118
5,0	0,32	0,56			110	115		
6,3	0,32	0,70			110	117		
8,0	0,32	0,89	0,63	1,60	110	119	116	124
10,0	0,40	1,10			112	121		
12,5	0,50	1,40			114	123		
16,0	0,63	1,80	1,10	3,20	116	125	121	130
20,0	0,79	2,20			118	127		
25,0	1,00	2,80			120	129		
31,5	1,30	3,50	2,20	6,30	122	131	127	136
40,0	1,60	4,50			124	133		
50,0	2,00	5,60			126	135		
63,0	2,50	7,00	4,50	13,00	128	137	133	142
80,0	3,20	8,90			130	139		
Корректированные и эквивалентные корректированные значения и их уровни			0,56	0,40			115	112

Пожаровзрывоопасность

На кустовых площадках регулярно приходится сталкиваться с углеводородами – легко воспламеняющимися жидкостями.

В связи с этим необходим контроль за пожарной безопасностью, поскольку в случае возгорания крайне сложно остановить данный процесс.

Все сотрудники должны проходить инструктаж по технике безопасности, на кустовой площадке должны быть назначены ответственные за соблюдением правил.

Регламентирующим документом является «Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности» [19].

Для предотвращения пожаров необходимо использовать специальные

средства.

Средства пожаротушения – это комплекс технических средств, которые предназначены локализовать и тушить загорание на начальной стадии распространения огня, ликвидировать развившийся пожар. Все средства, входящие в состав системы пожаротушения, включаются в проектирование инженерных систем на этапе планирования строительства зданий, жилых микрорайонов, промышленных предприятий.

Средства пожаротушения бывают:

- Первичные;
- Передвижные;
- Автоматические;
- Стационарные.

Данными средствами должна быть оборудована кустовая площадка. В первую очередь речь идет о первичных средствах пожаротушения.

К первичным средствам пожаротушения относятся:

- Ручные огнетушители разного типа действия;
- Пожарные стволы, скатки рукавов для подачи воды;
- Система пожарных трубопроводов;
- Ящики песка или инертной пыли.

В случае если локальные средства пожаротушения неспособны предотвратить необходимо привлечение передвижных средств, которыми должны в наличии на месторождении.

Электрический ток

Электричество – основной источник работы оборудования.

Для избежания коротких замыканий, пожаров, поражений человека электрическим током необходим постоянный контроль и проверка используемого оборудования, поскольку в рамках промысла происходит его дополнительный износ.

Также крайне важно, чтобы все сотрудники проходили регулярный инструктаж по технике безопасности [20].

Требования электробезопасности изложены в ряде нормативных документов, основными из которых являются:

- Правила устройства электроустановок (ПУЭ), издание седьмое;
- Правила технической эксплуатации электроустановок потребителей (ПТЭЭП), утвержденные приказом Минэнерго России от 13.01.2003 N 6;
 - Правила по охране труда при эксплуатации электроустановок, утвержденные приказом Минтруда России от 24.07.2013 N 328н;
 - Инструкция по применению и испытанию средств защиты, используемых в электроустановках, утвержденная приказом Минэнерго России от 30 июня 2003 N 261 и др.

Контроль за обеспечение электробезопасности должен обеспечить работодатель. Он включает в себя:

- содержание электроустановок в работоспособном состоянии и их эксплуатацию в соответствии с требованиями нормативно-технических документов;
- своевременное и качественное проведение технического обслуживания, планово-предупредительного ремонта, испытаний, модернизации и реконструкции электроустановок и электрооборудования;
- подбор электротехнического и электротехнологического персонала, периодические медицинские осмотры работников, проведение инструктажей по безопасности труда, пожарной безопасности;
- обучение и проверку знаний электротехнического и электротехнологического персонала;
- надежность работы и безопасность эксплуатации электроустановок;
- охрану труда электротехнического и электротехнологического персонала;
- охрану окружающей среды при эксплуатации электроустановок;

- учет, анализ и расследование нарушений в работе электроустановок, несчастных случаев, связанных с эксплуатацией электроустановок, и принятие мер по устранению причин их возникновения;
- представление сообщений в органы госэнергонадзора об авариях, смертельных, тяжелых и групповых несчастных случаях, связанных с эксплуатацией электроустановок;
- разработку должностных, производственных инструкций и инструкций по охране труда для электротехнического персонала;
- укомплектование электроустановок защитными средствами, средствами пожаротушения и инструментом;
- учет, рациональное расходование электрической энергии и проведение мероприятий по энергосбережению;

Химический уровень воздействия вредных веществ

Пластовый флюид помимо углеводорода в жидкой фазе содержит газы, оказывающие вредное воздействие на организм человека.

Также дополнительным источником являются закачиваемые флюиды и жидкости ГРП.

Для обеспечения безопасности сотрудников необходимо проводить проверку уровня концентрации вредных веществ в рабочей зоне в соответствии с ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования [21].

5.3 Экологическая безопасность

Согласно положениям Федерального закона "Об охране окружающей среды" от 10.01.2002 N 7-ФЗ и его последующих редакций (в ред. от 28.12.2013 г.), окружающая среда - совокупность компонентов природной среды, природных и природно-антропогенных объектов, а также антропогенных объектов. К компонентам природной среды относятся земля, недра, почвы,

поверхностные и подземные воды, атмосферный воздух, растительный, животный мир и т.д.

При бурении скважин может происходить загрязнение поверхностных вод, верхних подземных горизонтов (грунтовых и болотных вод), а также артезианских и глубокорасположенных водоносных горизонтов. Поверхностные водные объекты могут быть загрязнены буровыми сточными водами, отработанными буровыми растворами, нефтепродуктами, неионогенными ПАВ и другими химическими веществами.

Непосредственное воздействие на качество поверхностных вод при бурении скважин, строительстве и эксплуатации объектов обустройства могут оказывать:

- перенос вредных веществ с загрязненных участков ливневыми и талыми водами по ложбинам стока;
- перенос вредных веществ грунтовыми водами, питающими реки;
- прямые выбросы вредных веществ в водоемы.

Загрязнение поверхностных вод возможно при устройстве подводных переходов трубопроводов через водотоки и мостов через реки.

Некоторые воздействия являются кратковременными (взмучивание, нарушение мест корма рыб) и прекращаются с окончанием строительных работ, последствия от других воздействий подлежат восстановлению.

Кроме того, при строительстве оснований, линейных сооружений (особенно автомобильных дорог) может происходить переформирование поверхностного стока. При этом создаются предпосылки к изменению увлажнения поверхности, режима верховодки, влажности почвогрунтов при подтоплении или осушении.

Литосфера

Сокращение негативного воздействия на почвы и грунты проводится по следующим направлениям:

- борьба с водной и ветровой эрозией почв;
- защита земель от механического повреждения;

- организация системы организованного сбора и удаления отходов и мусора;

- восстановление нарушенных и загрязненных земель.

С целью сохранения плодородия почв и предотвращения эрозионных процессов, перетаскивание буровых установок предлагается проводить только в зимний период года. Передвижение автотранспорта и строительной техники по территории допускается исключительно по организованным автодорогам и зимникам.

В качестве мероприятий, способствующих быстрому восстановлению нарушенного почвенно-растительного покрова, предусматриваются техническая и биологическая рекультивация временной полосы отвода под трубопроводы и автодороги, укрепление откосов земляных сооружений посевом трав, озеленение (благоустройство) территории площадных объектов.

В проекте значительное снижение площади отторгаемых земель достигается в результате:

- формирования линейных коммуникаций в коридоры минимальной ширины, располагающихся вдоль автомобильных дорог;
- укрупнения кустовых площадок, что ведет к существенному сокращению общей протяженности коридоров линейных коммуникаций.

В целях предотвращения попадания разлившегося продукта в почву предусматривается:

- оснащение ремонтных бригад, проводящих ремонт оборудования, инвентарными поддонами;
- оборудованные бетонные площадки для устья скважин;
- система дренажа для кустовых площадок, по которой все утечки собираются в дренажно-канализационную емкость и затем утилизируются в систему нефтесбора;
- устройство обвалования высотой 1,3 м по всему периметру кустового основания;
- устройство водоотводной канавы, со сбросом воды в водосборный приямок.

Гидросфера

На основании ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше» рекомендован общий комплекс мероприятий по предотвращению загрязнения водоемов и подземных вод на объектах Лор-Еганского месторождения, основными положениями которого являются:

- обустройство месторождения по герметизированной схеме с применением автоматического отключения скважин в случае аварийных порывов выкидных линий и других аварийных ситуации;
- сокращение объемов потребления воды из поверхностных и подземных источников, соблюдение технологических регламентов при производстве работ;
- очистка и обезвреживание сточных вод, организация водоотведения;
- организация сбора твердых бытовых отходов и своевременная их утилизация.

Для предотвращения загрязнения и истощения водотоков при эксплуатации площадочных объектов необходимо:

- организовать сбор поверхностных и аварийных, загрязненных нефтью и химреагентами, стоков с территории площадок;
- предусмотреть бетонирование и ограждение бордюром или обвалование площадок размещения нефтепромыслового оборудования;
- разработать план ликвидации аварийных разливов нефти. На площадке должны находиться в достаточном количестве материалы и инструменты, необходимые для ликвидации разливов;
- согласовать забор воды из поверхностных и подземных водоисточников с контролирующими органами.

Для рационального использования водных ресурсов и охраны поверхностных и подземных вод от химического, микробиологического загрязнений, нарушения поверхностного и подземного стоков вод рекомендуются следующие природоохранные мероприятия:

- соблюдение режима водоохраных зон рек и озер;
- максимально возможное сокращение протяженности новых трубопроводов и автодорог в водоохраных зонах;
- нормирование потребления подземных вод;
- гидроизоляция и обваловка площадок хранения ГСМ и химреагентов;
- устройство водопропускных и водоотводящих сооружений при строительстве новых автодорог, исключающее подпор грунтовых вод и подтопление территории поверхностными водами;
- визуальный контроль за состоянием водорегулирующих сооружений;
- очистка и обеззараживание хозяйственных сточных вод;
- очистка и контроль за составом производственных сточных вод;
- исключение накопления промышленных и бытовых отходов на площадях водосбора и в местах близкого залегания подземных вод;
- техническая и биологическая рекультивация загрязненных участков кустовой площадки.

Дальнейшее проектирование должно предусматривать повышенные требования к экологической безопасности таких объектов, позволяющих свести к минимуму негативные последствия для окружающей среды и в максимально возможной степени сохранить ее естественное состояние.

При строительстве новых нефтедобывающих скважин необходимо внедрить безамбарное бурение с минимальной наработкой отходов, организовать локализацию их сбора, применить замкнутое оборотное водоснабжение буровой, вести качественное цементирование для достижения герметичности обсадных колонн с целью исключения попадания в подземные воды нефти и минерализованных вод из-за перетоков их по затрубному пространству, использовать при бурении экологически чистые материалы.

Для контроля техногенного изменения вод необходима организация наблюдательной сети и осуществление мониторинга подземных и поверхностных вод.

Атмосфера

Определяющим направлением намечаемых мероприятий по охране атмосферного воздуха от загрязнения объектами и сооружениями является обеспечение нормальных санитарно-гигиенических условий для персонала, занятого при разработке месторождения и населения, проживающего в зоне влияния проектируемых объектов.

Охрана атмосферного воздуха должна производиться в соответствии с требованиями ГОСТ 17.2.1.01-76, ГОСТ 17.2.3.02-78.

Определяющим направлением намечаемых мероприятий по охране атмосферного воздуха от загрязнения объектами и сооружениями является обеспечение нормальных санитарно-гигиенических условий для персонала, занятого при разработке месторождения и населения, проживающего в зоне влияния проектируемых объектов.

В целях предупреждения загрязнения атмосферного воздуха на предприятии должны быть проведены мероприятия по сокращению выбросов вредных веществ в атмосферу:

- герметизированы устья скважин, система приема и замера пластовых флюидов, поступающих при испытании скважин, циркуляционная система;
- разработка (корректировка) и соблюдение норм ПДВ для этапа проектируемой дальнейшей разработки месторождения;
- контроль за техническим состоянием промысловых и межпромыслового трубопроводов, своевременный ремонт в целях предотвращения их разрыва и утечек;
- антикоррозионная защита промысловых и межпромыслового трубопроводов и оборудования;
- доставка и хранение ГСМ должны осуществляться в герметичных емкостях, необходимо вести учет расходуемых и отработанных ГСМ;
- оснащение предохранительными клапанами всех аппаратов, в которых может возникнуть давление, превышающее расчетное, с учетом требований

«Правил устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением»;

- сброс нефти и газа с предохранительных клапанов, откачка нефти из аппаратов и дренаж при ремонте оборудования осуществлен в аварийные емкости;
- осуществление утилизация попутного нефтяного газа (уровень утилизации – 95 %).
- контроль за состоянием атмосферного воздуха и источниками выбросов от оборудования – производственный экологический мониторинг.

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Во время эксплуатации скважины одним из самых опасных типов ЧС является розлив пластового флюида.

Он возможен в случае повреждения наземного оборудования или некорректных расчетов.

Для его предотвращения необходимо соблюдать правила в соответствии с законодательством РФ.

В соответствии со статьей 24 Закона Российской Федерации «О недрах» к основным мероприятиям по обеспечению безопасного ведения работ, связанных с пользованием недрами относятся:

- проведение комплекса геологических, маркшейдерских и иных наблюдений, достаточных для обеспечения нормального технологического цикла работ и прогнозирования опасных ситуаций, своевременное определение и нанесение на планы горных работ опасных зон;
- осуществление специальных мероприятий по прогнозированию и предупреждению внезапных выбросов газов, прорывов воды, полезных ископаемых и пород, а также горных ударов;
- управление деформационными процессами горного массива, обеспечивающее безопасное нахождение людей в горных выработках;
- допуск к работам лиц, имеющих специальную подготовку и квалификацию, а к руководству горными работами - лиц, имеющих

соответствующее специальное образование;

- обеспечение лиц, занятых на горных и буровых работах, специальной одеждой, средствами индивидуальной и коллективной защиты;
- применение машин, оборудования и материалов, соответствующих требованиям правил безопасности и санитарным нормам;
- разработка и проведение мероприятий, обеспечивающих охрану работников предприятий, ведущих работы, связанные с использованием недр, и населения в зоне влияния указанных работ от вредного влияния этих работ в их нормальном режиме и при возникновении аварийных ситуаций.

Правила поведения при чрезвычайных ситуациях:

- 1) В первую очередь необходимо не поддаваться панике, призывать окружающих к спокойствию.
- 2) Если произошел выброс пластового флюида и остановить его простыми действиями невозможно, то необходимо предупредить окружающих, отойти на безопасное расстояние.
- 3) Необходимо использование защитой экипировки (маски для дыхания, специальная одежда)
- 4) Как только удалось отойти на безопасное расстояние, необходимо оповестить ответственных на производстве службы о случившемся, выполнять их требования.
- 5) Если кому-то из сотрудников необходима первая помощь, то необходимо оказать ее
- 6) Необходимо выполнять рекомендации сотрудников безопасности, не создавать для них помех, не заходить в запрещенные зоны. Выполнения данных правил позволит обезопасить свою жизнь и здоровье и минимизировать вред от произошедшего.

Пожаротушение — это комплекс мероприятий и действий, направленных на ликвидацию возникшего пожара.

Поскольку для возникновения и развития процесса горения, приводящего к пожару, необходимы присутствие горючего вещества, окислителя, источника

зажигания и непрерывный поток тепла от очага пожара к горючему материалу или в свежую горючую газовую смесь, для прекращения горения достаточно исключить какой-либо из указанных факторов. Следовательно, пожаротушение можно обеспечить:

- изоляцией очага горения от воздуха или снижением содержания кислорода в воздухе, что достигается разбавлением воздуха негорючими газами до концентрации кислорода, при которой не может происходить горение;
- охлаждением очага горения до определенных температур;
- интенсивным торможением (ингибированием) скорости химических реакций в пламени;
- механическим срывом пламени сильной струей газа или воды;
- созданием условий огнепреграждения, т. е. таких условий, при которых пламя распространяется через узкие каналы и при уменьшении сечения последних до установленной величины распространение пламени прекращается.

Заключение

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

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

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выполненной работы описан процесс эксплуатации скважин при помощи ЭЦН и изучены различные подходы к поиску оптимальных параметров работы насоса.

Эксплуатация скважин на фонтанном режиме имеет значительно меньшую рентабельность по сравнению с механизированными скважинами, поскольку при данном режиме практически невозможно снижать забойное давление и тем самым повышать дебит нефти.

Среди всех механизированных способов по разным оценкам от 50 до 80% скважин оборудованы ЭЦН.

Это объясняется высокой эффективностью технологии, простотой применения и большим накопленным опытом.

Но, не смотря на это, крайне важно осуществлять предварительное проектирование основных параметров работы.

Необходимо подбирать оптимальные параметры насоса для достижения максимального КПД, а также снижения потенциальных проблем.

Потенциальные проблемы и способы их решения рассмотрены на примере месторождения Х.

В результате анализа исследований отказов за 2018 г. на месторождении основную долю составили ремонтные отказы (42,5 %), связанные с браком ремонта внутрискважинного оборудования.

Большая доля отказов (25 %) приходилась на эксплуатационные отказы, основная часть которых (17,5 %) была связана с коррозией и проявлялась в виде негерметичности лифта НКТ и «полетами» НКТ.

Такое же количество отказов (25 %) пришлось на некомиссионные отказы, связанные с наработкой на отказ оборудования свыше гарантированного срока. Остальные отказы были связаны с конструкционными отказами (2,5 %) организационными причинами (5 %). Исходя из этого

исследования основным способом воздействия является снижение коррозионного износа.

По мере увеличения обводненности, солесодержания и КВЧ продукции скважин возрастает скорость коррозионного износа подземного оборудования. В соответствии проектным документом средняя обводненность продукции скважин будет составлять до 95 % и более. При такой обводненности обеспечить защиту от коррозии технологическими методами (сохранением эмульсии «вода в нефти») не представляется возможным при любом режиме потока.

Исходя из опыта эксплуатации соседних месторождений оптимальным способом борьбы является применение серии ингибиторов «Сонсол» (ОЗ «Нефтехим»).

Также в работе приведено сравнение изменения дебита нефти скважины разрабатываемой фонтанным способом и ЭЦН.

Использование ЭЦН позволит снизить забойное давление на 15 МПа и тем самым увеличить депрессию более чем в 3 раза.

В связи с этим прирост по нефти составит 196 т/сут.

СПИСОК ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Дроздов А.Н., Хамидуллин Р.Д., Шестаков Д.А., Сарапулов Н.П., Хабибуллин Р.А. Информационная система анализа и мониторинга работы механизированного фонда скважин для оптимизации бизнес-процессов при добыче нефти // Территория «НЕФТЕГАЗ». 2015. № 8. С. 34–43.
2. Сарапулов Н. П., Шушаков А.А., Галеев А.Ф., Сулейманов А.Г., патент RU 2519238 Способ эксплуатации скважины с помощью погружной электроцентробежной насосной установки
3. Н. Чинкова, Газпромнефть: программа энергоменеджмента. Нефтегазовая вертикаль №21, 2011 год
4. Золотарев И.В., Пещеренко С.Н., Пошвин Е.В., Прогнозирование энергоэффективности УЭЦН. Бурение и нефти №09, 2013
5. Применение унифицированной методики многофазных гидравлических расчетов для мониторинга и оптимизации режимов работы скважин в НК «Роснефть». Нефтяное хозяйство 09.2006
6. Рабинович, А.И. Технология энергосберегающей добычи нефти с использованием погружных электроприводных центробежных насосов. Анализ проблем и пути их решения. – Пермь : Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2017. – 72 с.
7. Влияние частоты вращения вала на характеристики газосепараторов к УЭЦН / А. Н. Дроздов [и др.] // Бурение и нефть. – 2006. - № 7-8. С. 20-23
8. Методические указания ПАО «НК «Роснефть» «Требования к составлению раздела проектных технологических документов по выбору способа добычи нефти с использованием шаблона применения технологий»;
9. К.Г. Оркин, А.М. Юрчук. Расчеты в технологии и технике добычи нефти. М: Недра, 1987 г.;
10. Руководство пользователя компьютерной программой подбора

- погружного оборудования «RosPump».-РН-УфаНИПИнефть, 2011 г.;
11. Технология применения новых ингибиторов отложения солей импортного производства (SP-181, SP-191, SP-203, Корексит 7647).// РД 39-1-219-79;
 12. РД 39-0148463-0010-89 «Инструкция по технологиям применения ингибиторов солеотложения в твердой форме»;
 13. Патент РФ 44999. Устройство для дозировки реагента / В.Ф. Голубев, А. Р. Латыпов, Н. Н. Хазиев и др. – Б. И. – 2005. – № 10;
 14. Белов, Сергей Викторович. Безопасность жизнедеятельности и защита окружающей среды (техносферная безопасность) : учебник для академического бакалавриата / С. В. Белов. - 5-е изд., перераб. и доп.. - Москва: Юрайт ИД Юрайт, 2015. - 703 с. Ссылка на электронный каталог НТБ ТПУ
 15. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 7.12.2018)
 16. ГОСТ 12.2.032-78 ССБТ. Рабочее место при выполнении работ сидя. Общие эргономические требования
 17. ГОСТ 12.1.006-84 ССБТ. Электромагнитные поля радиочастот. Общие требования безопасности.
 18. СанПиН 2.2.4.548–96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений
 19. Федеральный закон от 22.07.2013 г. №123 – ФЗ, Технический регламент о требованиях пожарной безопасности»
 20. ГОСТ 12.1.030-81 ССБТ. Электробезопасность. Защитное заземление, зануление.
 21. ГН 2.1.5.1315-03. Предельно допустимые концентрации (ПДК) химических веществ в воде водных объектов хозяйственно-питьевого и культурно-бытового водопользования
 22. ГОСТ 17.1.3.12-86 «Охрана природы. Гидросфера. Общие правила охраны вод от загрязнения при бурении и добыче нефти и газа на суше»