

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
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Тема работы
РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

УДК 622.276.53:621.67-83

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фефелов Богдан Олегович		

Руководитель ВКР

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

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП	Креницына Зоя Васильевна	к.т.н.		

По разделу «Социальная ответственность»

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

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	к.г.-м.н		

Томск – 2023 г.

ПЛАНИРУЕМЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ОСВОЕНИЯ

21.03.01 Нефтегазовое дело

ООП «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений»

Код компетенции	Наименование компетенции
Универсальные компетенции	
УК(У)-1	Способен осуществлять поиск, критический анализ и синтез информации, применять системный подход для решения поставленных задач
УК(У)-2	Способен определять круг задач в рамках поставленной цели и выбирать оптимальные способы их решения, исходя из действующих правовых норм, имеющихся ресурсов и ограничений
УК(У)-3	Способен осуществлять социальное взаимодействие и реализовывать свою роль в команде
УК(У)-4	Способен осуществлять деловую коммуникацию в устной и письменной формах на государственном языке Российской Федерации и иностранном(ых) языке(ах)
УК(У)-5	Способен воспринимать межкультурное разнообразие общества в социально-историческом, этическом и философском контекстах
УК(У)-6	Способен управлять своим временем, выстраивать и реализовывать траекторию саморазвития на основе принципов образования в течение всей жизни
УК(У)-7	Способен поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности
УК(У)-8	Способен создавать и поддерживать в повседневной жизни и в профессиональной деятельности безопасные условия жизнедеятельности для сохранения природной среды, обеспечения устойчивого развития общества, в том числе при угрозе и возникновении чрезвычайных ситуаций и военных конфликтов
УК(У)-9	Способен принимать обоснованные экономические решения в различных областях жизнедеятельности
УК(У)-10	Способен формировать нетерпимое отношение к коррупционному поведению
Общепрофессиональные компетенции	
ОПК(У)-1	Способен решать задачи, относящиеся к профессиональной деятельности, применяя методы моделирования, математического анализа, естественнонаучные и общеинженерные знания
ОПК(У)-2	Способен участвовать в проектировании технических объектов, систем и технологических процессов с учетом экономических, экологических, социальных и других ограничений
ОПК(У)-3	Способен участвовать в управлении профессиональной деятельностью, используя знания в области проектного менеджмента
ОПК(У)-4	Способен проводить измерения и наблюдения, обрабатывать и представлять экспериментальные данные
ОПК(У)-5	Способен понимать принципы работы современных информационных технологий и использовать их для решения задач профессиональной деятельности
ОПК(У)-6	Способен принимать обоснованные технические решения в профессиональной деятельности, выбирать эффективные и безопасные технические средства и технологии
ОПК(У)-7	Способен анализировать, составлять и применять техническую документацию, связанную с профессиональной деятельностью, в соответствии с действующими нормативными правовыми актами

Профессиональные компетенции	
ПК(У)-1	Способен осуществлять и корректировать технологические процессы нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-2	Способен проводить работы по диагностике, техническому обслуживанию, ремонту и эксплуатации технологического оборудования в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-3	Способен выполнять работы по контролю безопасности работ при проведении технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-4	Способен применять процессный подход в практической деятельности, сочетать теорию и практику в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-5	Способен обеспечивать и контролировать выполнение показателей разработки месторождений и производственных процессов при эксплуатации скважин
ПК(У)-6	Способен обеспечивать выполнение работ по техническому обслуживанию и ремонту, диагностическому обследованию оборудования, проводить организационно-техническое обеспечение процесса добычи углеводородного сырья
ПК(У)-7	Способен выполнять работы по проектированию технологических процессов нефтегазового производства в соответствии с выбранной сферой профессиональной деятельности
ПК(У)-8	Способен использовать нормативно-технические требования и принципы производственного проектирования для подготовки предложений по повышению эффективности разработки месторождений и перспективному развитию процессов по добыче углеводородного сырья

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
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела

УТВЕРЖДАЮ:
 Руководитель ООП
 _____ А.А. Лукин
 (Подпись) (Дата) (ФИО)

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Фефелов Богдан Олегович

Тема работы:

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ	
Утверждена приказом директора (дата, номер)	39–66/с от 08.02.2023

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	15.06.2023
--	------------

ТЕХНИЧЕСКОЕ ЗАДАНИЕ:

<p>Исходные данные к работе <i>(наименование объекта исследования или проектирования; производительность или нагрузка; режим работы (непрерывный, периодический, циклический и т. д.); вид сырья или материал изделия; требования к продукту, изделию или процессу; особые требования к функционированию (эксплуатации) объекта или изделия в плане безопасности эксплуатации, влияния на окружающую среду, энергозатратам; экономический анализ и т. д.)</i></p>	<p>Фондовая и научная литература, тексты и графические материалы отчетов и исследовательских работ, нормативные документы, методические документы, результаты исследований влияния осложняющих факторов.</p>
<p>Перечень разделов пояснительной записки подлежащих исследованию, проектированию и разработке <i>(аналитический обзор литературных источников с целью выяснения достижений мировой науки техники в рассматриваемой области; постановка задачи исследования, проектирования, конструирования; содержание процедуры исследования, проектирования, конструирования; обсуждение результатов выполненной работы; наименование дополнительных разделов, подлежащих разработке; заключение по работе)</i></p>	<p>Анализ системы «пласт-скважина» в процессе эксплуатации установок электроцентробежных насосов для добычи нефти; формирование условий эксплуатации установки электроцентробежного насоса с учетом пластовых осложнений; влияние солеотложений, коррозии, эрозии, механических примесей, асфальто-смолистых парафиноотложений, газового фактора, высокой вязкости нефти в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса; влияние обводненности продукции на осложняющие факторы в процессе эксплуатации УЭЦН; оценка скважинных условий эксплуатации УЭЦН; влияние повышенной температуры откачиваемой жидкости с</p>

	<p>возрастанием глубины насоса; влияние кривизны ствола скважины и глубина спуска насоса; влияние виброперемещений при эксплуатации наклонных скважин; снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель»; «клин» электропогружного оборудования; снижение производительности УЭЦН; «полет» электропогружного оборудования на забой скважины; технологические особенности формирования процесса эксплуатации ЭЦН в осложненных условиях; анализ показателей работы УЭЦН, формирующих режим эксплуатации; обоснование изменения режимов эксплуатации скважин в зависимости от интенсивности проявления осложнений; настройка защит в станции управления для предотвращения проявлений осложняющих факторов при выводе на режим и в процессе эксплуатации скважин; методология защиты и борьбы с солеотложениями, коррозией, эрозией, механическими примесями, АСПО, высоким значением ГФ, высоким значением вязкости нефти; методология борьбы со снижением сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель»; методология борьбы с «клинами» электропогружного оборудования; методология борьбы со снижением производительности УЭЦН.; подбор УЭЦН к скважине; алгоритмы управления режимами эксплуатации ЭЦН в осложненных условиях добычи нефти.</p>
--	--

Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы

(с указанием разделов)

Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Доцент, Криницына Зоя Васильевна
Социальная ответственность	Старший преподаватель, Гуляев Милий Всеволодович
Названия разделов, которые должны быть написаны на иностранном языке:	
Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	09.02.2023

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

Задание принял к исполнению обучающийся:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фефелов Богдан Олегович		09.02.2023

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
 ООП Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений
 Отделение школы Отделение нефтегазового дела
 Период выполнения _____ весенний семестр 2022/2023 учебного года

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Обучающийся:

Группа	ФИО
2Б94	Фефелов Богдан Олегович

Тема работы:

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ПРОЦЕССЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Срок сдачи обучающимся выполненной работы:	14.06.2023
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
27.02.2023	Система «Пласт-скважина» в процессе эксплуатации УЭЦН для добычи нефти	30
27.03.2023	Технологические особенности формирования процесса управления режимами эксплуатации ЭЦН в осложненных условиях	30
17.04.2023	Алгоритмы управления режимами эксплуатации ЭЦН в осложненных условиях	20
15.05.2023	Финансовый менеджмент, ресурсосбережение и ресурсоэффективность	10
05.06.2023	Социальная ответственность	10

СОСТАВИЛ:

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель	Максимова Юлия Анатольевна			09.02.2023

СОГЛАСОВАНО:

Руководитель ООП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент	Лукин Алексей Анатольевич	К.Г.-м.н		09.02.2023

Обучающийся

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фефелов Богдан Олегович		09.02.2023

ОБОЗНАЧЕНИЯ, ОПРЕДЕЛЕНИЯ, СОКРАЩЕНИЯ

- УЭЦН** – Установка электроцентробежного насоса;
- АСПО** – Асфальто - смолистые парафиноотложения;
- НКТ** – Насосно - компрессорные трубы;
- ОКБ** – Особое конструкторское бюро;
- КПД** – Коэффициент полезного действия;
- ШСНУ** – Штанговая насосная установка;
- НГКМ** – Нефтегазоконденсатное месторождение;
- ПЭД** – Погружной электродвигатель;
- ТМПН** – Трансформатор трехфазный с масляным охлаждением с естественной циркуляцией воздуха и масла для питания погружных насосов;
- ГНО** – Глубинное насосное оборудование;
- ППД** – Поддержание пластового давления;
- ПЗП**– Призабойная зона пласта;
- ЗСП**– Защита срыва подачи;
- ЭК**– Эксплуатационная колонна;
- СПО** – Спуско-подъемные операции;
- ФА**– Фонтанная арматура;
- ГФ** – Газовый фактор;
- ГЖС** – Газожидкостная смесь;
- КВЧ** – Количество взвешенных частиц;
- ОР**– Органические реагенты;
- ГТМ** – Геолого-технические мероприятия;
- ГНК** – Газо-нефтяной контакт;
- КРС** – Капитальный ремонт скважин;
- ШСНУ** – Штанговая скважинная насосная установка;
- СУ**– Станция управления;
- ВНР** – Вывод на режим;
- НРХ** – Напорно-расходная характеристика;

ЖГ – Жидкость глушения;

ГРП – Гидроразрыв пласта;

ОК – Обратный клапан;

ТКРС – Текущий и капитальный ремонт скважин;

КТП – Комплектная трансформаторная подстанция;

ПО – Программное обеспечение;

СУДР – Скважинная установка дозирования реагентов;

ОПЗ – Обработка призабойной зоны;

ОРЭ – Одновременно-раздельная эксплуатация;

ОРЗ – Одновременно-раздельная закачка;

РВК – Резонансно-волновой комплекс;

ТМС – Телеметрическая система;

ПЗС – Призабойная зона скважины;

АДПН – Агрегат депарафинизации скважин;

ППУ – Передвижная паровая установка;

ПАВ – Поверхностно-активные вещества;

КЭС – Кратковременная эксплуатация скважин;

МРП – Межремонтный период;

ЭПО – Электро-погружное оборудование;

ОПР – Опытно-промышленная разработка.

РЕФЕРАТ

В данной выпускной квалификационной работе 164 страниц, в том числе 57 рисунков, 23 таблицы. Список использованных источников содержит 46 источников.

Ключевые слова: электроцентробежный насос, режим эксплуатации, нефть, нефтедобыча, алгоритмы управления, осложненные условия.

Объектом исследования является алгоритмы управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти.

Цель исследования – повышение эффективности управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти.

В данной работе рассматриваются режимы управления электроцентробежными насосами при осложненных условиях в процессе добычи нефти. Рассматривается формирование условий эксплуатации установки электроцентробежного насоса с учетом пластовых осложнений и с учетом скважинных условий эксплуатации, а также методология предупреждения и борьбы с ними. В данной работе выполнен анализ формирования алгоритмов управления режимами эксплуатации в осложненных условиях при нефтедобыче.

Наиболее эффективными технологиями являются: применение ингибиторов с помощью блоков дозирования химических реагентов, использование различных режимов эксплуатации в зависимости от условий эксплуатации, использование скребков, специальных покрытий насосно-компрессорных труб, применение износостойких или коррозионностойких погружных электродвигателей и электроцентробежных насосов, режимов запуска и других.

Область применения: нефтяные месторождения, с механизированной добычей.

Потенциальная экономическая эффективность выражается в экономии денежных средств при минимизации влияния осложняющих факторов на глубинное насосное оборудование, увеличение срока межремонтного периода.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	14
1 СИСТЕМА «ПЛАСТ - СКВАЖИНА», В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ	17
1.1 Формирование условий эксплуатации установки электроцентробежного насоса с учетом пластовых осложнений.....	19
1.1.1 Влияние солеотложений в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	22
1.1.2 Влияние коррозии в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	24
1.1.3 Влияние эрозии в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	27
1.1.4 Влияние механических примесей в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	29
1.1.5 Влияние асфальто-смолистых парафиноотложений в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	31
1.1.6 Влияние газового фактора в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	34
1.1.7 Влияние высокой вязкости нефти в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса	35
1.1.8 Влияние обводненности продукции на осложняющие факторы в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса.....	39
1.2 Оценка скважинных условий эксплуатации установки электроцентробежного насоса	44
1.2.1 Влияние повышенной температуры откачиваемой жидкости с возрастанием глубины насоса.....	47
1.2.2 Влияние кривизны ствола скважины и глубины спуска насоса.....	47
1.2.3 Влияние виброперемещений при эксплуатации наклонных скважин.....	49
1.2.4 Снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель».....	50
1.2.5 «Клин» электропогружного оборудования	52
1.2.6 Снижение производительности установки электроцентробежного насоса.....	52
1.2.7 «Полет» электропогружного оборудования на забой скважины.....	55
2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ.....	58

2.1 Анализ показателей работы установки электроцентробежного насоса, формирующих режим эксплуатации.....	64
2.2 Обоснование изменения режимов эксплуатации скважин в зависимости от интенсивности проявления осложнений.....	67
2.2.1 Настройка защит в станции управления для предотвращения проявлений осложняющих факторов при выводе на режим и в процессе эксплуатации скважин	70
2.2.2 Методология защиты и борьбы с солеотложениями	82
2.2.3 Методология защиты и борьбы с коррозией	88
2.2.4 Методология защиты и борьбы с эрозией.....	91
2.2.5 Методология защиты и борьбы с механическими примесями	94
2.2.6 Методология защиты и борьбы с асфальто-смолистыми парафиноотложениями	97
2.2.7 Методология защиты и борьбы с высоким значением газового фактора	101
2.2.8 Методология защиты и борьбы с высоким значением вязкости нефти	102
2.2.9 Методология борьбы со снижением сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель».....	103
2.2.10 Методология борьбы с «клинами» электропогружного оборудования	103
2.2.11 Методология борьбы со снижением производительности установки электроцентробежного насоса	105
2.3 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине	107
3 АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ НЕФТИ	117
4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ.....	126
4.1 Организационная и технико-экономическая характеристика Октябрьского цеха добычи нефти	126
4.2 Экономическая характеристика НГДУ «Туймазанефть»	129
4.3.1 Расчет экономической эффективности	130
4.3.2 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти	131
4.3.3 Расчет годового экономического эффекта	136
4.4 Выводы по финансовому разделу	138
5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ.....	142
5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	142
5.2 Производственная безопасность	144
5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов.....	145

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего	153
5.3 Экологическая безопасность	155
5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	156
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	158
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	159

ВВЕДЕНИЕ

Отрасль добычи нефти играет одну из ключевых ролей в экономике Российской Федерации, поэтому повышение эффективности нефтедобычи (снижение затрат ресурсов на поддержание функционирования нефтедобывающего комплекса) является актуальной задачей.

За последние десятилетия доля поднятой на поверхность нефти в России возросла более чем в два раза из-за использования установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Данная тенденция имеет устойчиво развитие, что свидетельствует о ее сохранении и в будущем. Благодаря УЭЦН в стране добывается из недр семьдесят пять процентов нефти, из-за чего грамотная добыча нефти установками ЭЦН имеет большое значение для всей нефтедобывающей промышленности.

Нефтедобыча в целом характеризуется высоким уровнем энергоемкости (затраты на электроэнергию, которые около пятидесяти процентов от общей суммы затрат).

Увеличение издержек связано также с изменением состояние сырьевой базы, качеством запасов на разрабатываемых и открываемых месторождениях, ухудшением условий нефтедобычи (высокие газовый фактор, обводненность, давление насыщения и вязкость откачиваемой продукции). Большая часть месторождений с активными запасами находится на поздних стадиях разработки, увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов (в отечественной базе она составляет порядка 60-70 %), для вновь открытых месторождений характерны низкие показатели нефтенасыщенности и проницаемости пород коллекторов.

В последнее время, в связи с ухудшением условий эксплуатации нефтяных месторождений, проблема отказов, выхода из строя ЭЦН становится все более актуальной.

Это связано с несколькими проблемами. Первая проблема - механические примеси, которые оказывают абразивное воздействие на

погружную установку, тем самым ускоряя процесс износа элементов насоса, оседают на рабочих органах насоса, что приводит к ухудшению гидродинамических характеристик, появлению вибраций, которые снижают наработку на отказ насоса. Вторая проблема - асфальто-смолистые парафиноотложения (АСПО), возникают вследствие охлаждения нефтяного потока до температур, меньших температуры насыщения нефти парафинов вследствие разгазирования пластовой нефти и теплообмена, и отложения приводят к резкому уменьшению поперечного сечения рабочих органов насоса, что приводит к увеличению сопротивления газонефтяному потоку, а это, в свою очередь, приводит к закупориванию насосно-компрессорных труб (НКТ), к снижению дебита и буферного давления. Третья проблема - высокое значение газового фактора, которое приводит к перекрытию каналов рабочих колес и направляющих аппаратов УЭЦН, а в следствии к нагреву насоса и выходу его из строя. Четвертая проблема - солеотложения, могут происходить на всем пути движения воды, уменьшают производительность технологически комплексов, уменьшают добычу нефти, резко сокращают межремонтные периоды работы скважин.

Объектом исследования является установка электроцентробежного насоса, **предмет исследования** - установившиеся режимы работы УЭЦН

Целью данной работы является: повышение эффективности управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие **задачи:**

1. Проанализировать системы «пласт-скважина» в процессе эксплуатации установок электроцентробежных насосов для добычи нефти;
2. Обобщить технологические особенности формирования процесса управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в осложненных условиях;

3. Составить алгоритмы управления режимами эксплуатации электроцентробежного насоса в осложненных условиях.

1 СИСТЕМА «ПЛАСТ - СКВАЖИНА», В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Работа по созданию электроприводных центробежных насосов для добычи нефти, которая датируется 1940 годом, была начата группой инженеров под руководством Алексея Алексеевича Богданова в бюро глубоководных электрических машин «Нефтемашпроект». Работы были ускорены после создания особого конструкторского бюро (ОКБ) по бесштанговым насосам. В 1952 году началось промышленное применение этих насосов на месторождениях Казахстана, Башкирии, Татарии и Азербайджана. [1]

В 1956 году, после четырех часов от промышленного внедрения, доля добычи нефти с использованием установок УЭЦН для добычи нефти достигла 15% от всей механизированной добычи по стране, а в 1966 году - 47%; было добыто сорок пять миллионов тонн с помощью 3000 установок. Первые погружные центробежные насосы с подачей от 20 до 700 м³/сут и напором от 300 до 1650 метров выпускались в компоновке с погружными электродвигателями от 17 до 46 кВт. Вскоре выпуск 20 кубовых установок был остановлен из-за низкой эффективности эксплуатации малодебитных скважин установками электроприводных центробежных насосов. При эксплуатации малодебитных скважин коэффициент полезного действия (КПД) УЭЦН резко падает. [1]

К началу семидесятых годов в выпуск вышла установка электроцентробежного насоса с подачей от 40 до 500 м³/сут и напором от 415 до 1580 метров с погружными двигателями от 10 до 95 кВт. А в начале восьмидесятых годов подача возросла до 1000 м³/сут и напором 900 метров с погружным электродвигателем мощностью 125 кВт. Оборудование установки ЭЦН имеет удобное и простое самообслуживание скважин, так как на устье скважины нет движущих частей механизмов, которые требуют постоянное

наблюдение и смазки. Установка электроцентробежного насоса применяется успешно и в наклонных скважинах. Межремонтный период работы скважин с УЭЦН в два-три раза больше, чем у скважин с штанговой насосной установкой (ШСНУ). Все это привело к активному использованию установки электроцентробежного насоса в промышленности. [1]

На сегодняшний день установки электроцентробежных насосов имеют широкий спектр установок для добычи нефти с наружным диаметром габаритами от 2А (69 мм по корпусу насоса) до 9 (185 мм по корпусу насоса), с номинальными производительностями от 15 до 2000 м³/сут и более. Напор УЭЦН подбирается по количеству насосных модулей (рабочих ступеней) от нескольких сотен до трех тысяч метров. Межремонтный период УЭЦН составляет до 320 суток и более. [2]

Полезная мощность современных УЭЦН составляет до 360 кВт в секционном исполнении с напором от 900 до 2700 метров.

Область применения установок центробежных насосов велика:

1) По содержанию в добываемой жидкости сероводорода - до 0,01 г/л, а для установок коррозионно-стойкого исполнения - 1,25 г/л;

2) По максимальному содержанию попутной воды - 99%;

3) По максимальному содержанию свободного газа на приеме насоса - не более 25% (по объему), а для установок с модулями-сепараторами - 55% и более;

4) По максимальному содержанию твердых частиц - 0,1 г/л, а для насосов в износостойком исполнении - до 5 г/л. [3]

Установки ЭЦН активно используют на множестве месторождений России: Шингинское нефтяное месторождение, Тананыкское нефтяное месторождение, Казанское нефтегазоконденсатное месторождение и многие другие.

Основными отечественными изготовителями насосных систем являются (в порядке объема выпуска): ОАО «АЛНАС», г. Альметьевск; ЗАО

«Новомет», г. Пермь; ООО «Борец», г. Москва; Зарубежные (американские) производители насосных систем: Schlumberger, REDA; BakerHughes, Centrilift; WoodGroupESP.

1.1 Формирование условий эксплуатации установки электроцентробежного насоса с учетом пластовых осложнений

Для оценки работы нефтяной скважины необходимо рассчитать коэффициент продуктивности скважины. Продуктивность - коэффициент, характеризующий возможности скважин по добыче нефти (характеризует количество нефти, которое может быть извлечено из скважины при создании перепада давления на ее забое 0,1 МПа), рассчитывается по формуле (1):

$$K = \frac{Q}{P_{пл} - P_з} = \frac{Q}{\Delta P} \quad (1)$$

где Q - дебит скважины, м³/сут;

$P_{пл}$ - пластовое давление, МПа;

$P_з$ - забойное давление, МПа.

Оценка коэффициента продуктивности проводится с помощью исследования скважины на приток. При каждом значении дебита измеряют величину забойного давления. Величину пластового давления измеряют в остановленной скважину.

Также коэффициент продуктивности по нефти определяется по результатам гидродинамических исследований и эксплуатации скважин. Используя замеры на квазистационарных режимах (установившихся отборах), получают индикаторные диаграммы, представляющие собой зависимость дебита от депрессии или забойного давления. По наклонному индикаторной линии определяют фактическую продуктивность нефтяной скважины.

Условий, влияющих на работу установки электроцентробежного насоса, довольно-таки много: конструкция скважины, процессы, наблюдающиеся в пласте. Совокупность данных осложнений приводит к

резкому снижению эффективности работы насоса, в связи в этом необходимо повышение показателей работы ЭЦН.

Одними из ключевых факторов, влияющих на работу центробежного насоса, являются геологические, такие как: содержание воды в пласте, газа в природной нефти, вязкость перекачиваемой жидкости, плотность флюида и другие). Данные факторы образованы благодаря условиям формирования залежи, и для того, чтобы рассмотреть методологию борьбы с данными факторами необходимо для начала разобраться в сущности процессов, которые приводят к снижению эффективности работы скважин и установок электроцентробежных насосов.

Первый периодом эксплуатации является безводный период, который занимает небольшую часть от общего периода разработки. Влияние пластовой воды на работу ЭЦН начинается с самого начала работы скважины, и наличие в нефти пластовой воды приводит к целому ряду осложнений при эксплуатации насосов. Нефть по химическому составу склонна к образованию эмульсий из-за наличия активных эмульгаторов (асфальтены) и смол. Образованию эмульсий способствуют глина и песок, которые принесены с поверхности или из пласта. Вязкость и устойчивость эмульсий зависит от степени дисперсности водонефтяных смесей, а установка электроцентробежного насоса является одним из лучших диспергаторов, то в процессе прохождения жидкости через рабочие колеса образуется эмульсия, вязкость которой может повышаться в несколько раз в отличии от чистой нефти. В своих работах Мищенко И.Т. отметил, что максимальные значения вязкости характерны для эмульсий с обводненностью в 40-60%. В свою очередь увеличение вязкости флюида негативно отражается на рабочих характеристиках насоса. При образовании стойких эмульсий снижаются показатели безотказности насоса, возможны пробой электрической части УЭЦН вследствие перегрузок погружного электродвигателя. [4]

В качестве критерия оценки изменений параметров работы в работе были предложены - коэффициент подачи насоса и межремонтный период. Так, при работе насоса в интервалах обводненности 40-60% коэффициент относительной подачи насоса (по среднему значению) уменьшился в 1,6 раз, а продолжительность безотказной работы насоса уменьшилась в 1,5 раза.

Также осложняет эксплуатацию скважины УЭЦН высокая степень минерализации пластовой воды, что приводит к сильной коррозии и активному солеотложению в органах насоса, а сочетание высокоминерализованной воды и электрического тока приводит к электрохимической коррозии. [4]

Другим постоянным спутником нефти является газ, при попадании которого в рабочие органы насоса образуются газовые каверны, величина которых схожа с размерами канала ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом ступени. При этом происходит ухудшение энергообмена между рабочим колесом и жидкостью. Кроме этого, при конденсации пузырьков газа давление внутри пузырьков остается постоянным и равным давлению насыщения пара. Частицы жидкости, окружающие пузырек, находятся под действием всевозрастающей разности давления жидкости и давления внутри пузырька и движутся к его центру ускоренно. При полной конденсации пузырька происходит столкновение частиц жидкости, сопровождающееся мгновенным местным повышением давления, достигающего 100 МПа. Это приводит к разрушению рабочей поверхности насоса и, в свою очередь, к ухудшению рабочих характеристик насоса. Далее, по мере снижения давления на приеме насоса, параметры работы снижаются. [4]

Для выявления методологии борьбы с осложнениями необходимо более подробнее рассмотреть сущность каждого осложняющего фактора.

1.1.1 Влияние солеотложений в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Солеотложение - выпадение химического вещества (соль) в осадок из раствора.

Главной причиной возникновения солеотложений является выделение из воды, добываемой совместно с нефтью, неорганических солей. Все попутно-добываемые воды содержат растворенные соли в тех или иных количествах. Содержание растворенных в воде солей оценивается параметром общей минерализации.

Основные минеральные соли, которые могут быть обнаружены при эксплуатации глубинного насосного оборудования (ГНО): CaCO_3 (карбонат кальция), MgCO_3 (карбонат магния), CaSO_4 (сульфат кальция), BaSO_4 (барит), SrSO_4 (целестин), NaCl (галит), FeS (сульфид железа). [8]

Воздействие солеотложений на ГНО представлено на рисунке 1.



Рисунок 1 — Воздействие солеотложений на глубинное насосное оборудование [8]

Основными причинами солеотложений является:

1) Смешивание вод разного состава несовместимых друг с другом (пластовые, поддержание пластового давления (ППД), глушение и тд.).

2) Возрастание фактической концентрации осадкообразующих ионов в добываемой жидкости при растворении минералов горных пород и газов (перенасыщение вод).

3) Изменение, в сравнении с пластовыми условиями, давления и температуры, испарение воды, выделение газов. Воздействие факторов, которые нарушают равновесную концентрацию солевого раствора (предельную растворимость).

Примером является выпадение карбоната кальция. Причиной его выпадения является снижение давления, рост температуры, снижение концентрации растворенного CO_2 . Причиной выпадения хлористого натрия из попутной воды - снижение температуры и давления, приводящее к перенасыщению (рисунок 2).[8]

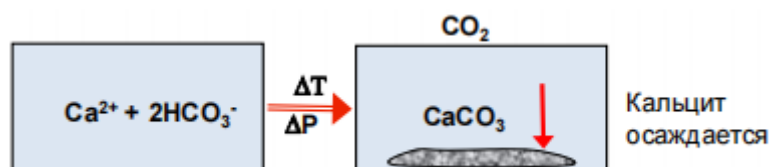


Рисунок 2 — Схема выпадения карбоната кальция в осадок [8]

Рассмотрим подробнее зоны солеотложений и влияние на эксплуатацию (рисунок 3).

Зона 1. Призабойная зона пласта (ПЗП) скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по защите срыва подачи (ЗСП), перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока.

Зона 2. Эксплуатационная колонна. Снижается внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), риск прихвата, механические повреждения при проведении спуско-подъемных операций (СПО).

Зона 3. Поверхность рабочих органов ГНО. Снижается коэффициент полезного действия насоса, приводит к деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН, заклиниванию и слому вала.

Зона 4. Насосно-компрессорные трубы, наземные коммуникации.

Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН растут удельные затраты на подъем одной тонны нефти. Полное перекрытие проходного сечения в НКТ, фонтанной арматуре (ФА) или в выкидной линии.

Солеотложения крайне негативно влияют на безопасность эксплуатации трубопроводов. Оно вызывает усиление локальной коррозии металла труб, что приводит к их ускоренному разрушению, сопровождающемуся разливами нефти. [8]

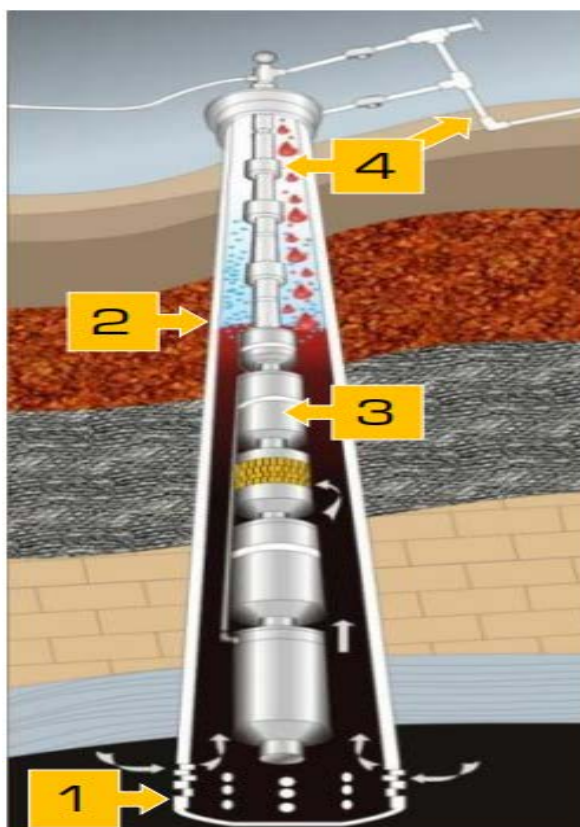


Рисунок 3 — Зоны отложения солей в глубинном насосном и наземном оборудовании [8]

1.1.2 Влияние коррозии в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Коррозия металлов - разрушение металлов вследствие химического или электрохимического взаимодействия с внешней, агрессивной средой.

Причиной возникновения коррозии является пластовая жидкость, которая обладает высокой коррозионной активностью и характеризуется

наличием и степенью осложняющих факторов (рисунок 4).

Степень влияния зависит от:

- 1) Воды - H_2O (% обводненности), водородный показатель pH;
- 2) Наличие коррозионно-агрессивных газов (CO_2, O_2, H_2S);
- 3) T, P, газовый фактор (ГФ), скорость движения потока;
- 4) Минерализация воды, наличия механических примесей;
- 5) Наличие бактериальной зараженности. [8]

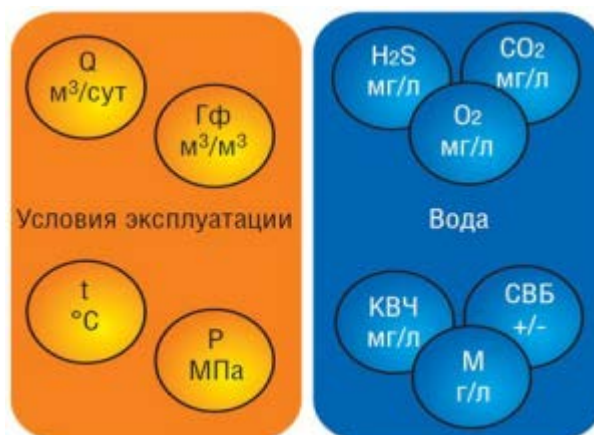


Рисунок 4 — Причины возникновения коррозии [8]

Коррозионные отказы подразделяются по степени влияния на них коррозионно-агрессивных газов, а именно:

- «Углекислотная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в газожидкостной смеси (ГЖС) углекислого газа (CO_2).
- «Сероводородная коррозия» одной из основных причин коррозии является высокое преобладающее содержание в ГЖС сероводорода (H_2S).
- «Кислородная коррозия» одной из основных причин коррозии является содержание в ГЖС кислорода (O_2).

Продуктами коррозии являются: карбонат железа ($FeCO_3$), сульфид железа (FeS), ржавчина, гидратированный оксид железа или гидроксид железа $Fe(OH)_2$, $Fe(OH)_3$ ($Fe_2O_3 \cdot nH_2O$).

Рассмотрим подробнее зоны коррозионных повреждений и их влияние на эксплуатацию.

Зона 1. Корпус ПЭД и гидрозащиты. Разгерметизация и отказ ПЭД по причине нарушения изоляции.

Зона 2. Рабочие органы УЭЦН. Коррозионный износ и разрушение рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик.

Зона 3. Поверхность НКТ. Потеря подачи насоса из-за негерметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.

Зона 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти в результате появления свищей и прорывов в арматуре или сборном коллекторе.

На рисунке 5 приведены зоны, которые наиболее подвержены коррозии. [8]

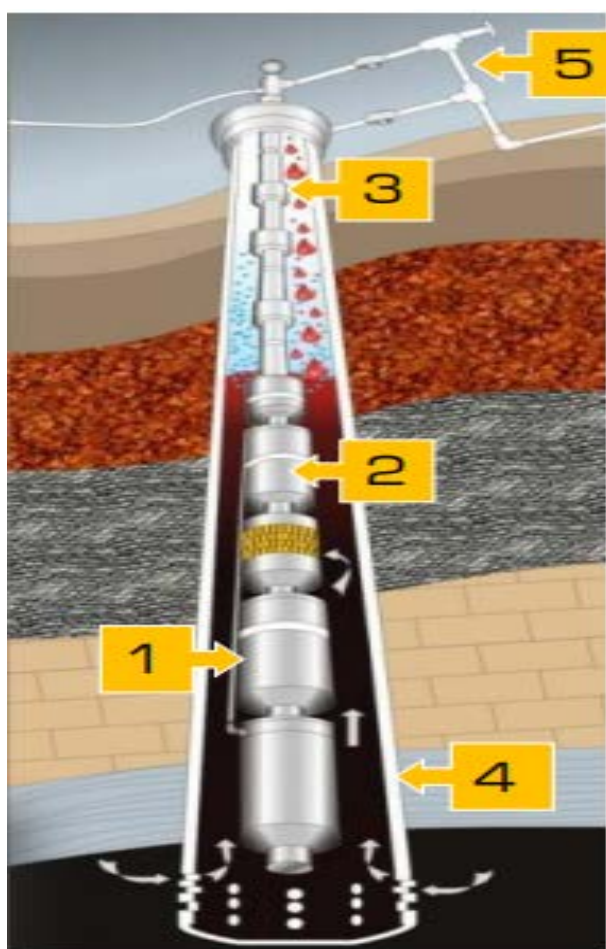


Рисунок 5 — Зоны, подверженные разрушению коррозией в глубинном и насосном и наземном оборудовании [8]

Результаты коррозии представлены на рисунке 6.



Рисунок 6 — Последствия коррозии глубинного насосного оборудования [8]

1.1.3 Влияние эрозии в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Эрозия металлов - разрушение поверхностных слоев металлических изделий в результате механического воздействия потока газа, жидкости, твердых частиц, а также при кавитационных явлениях или под влиянием электрических разрядов (электроэрозия).

Износ можно рассматривать как механический процесс, осложненный действием физических и химических факторов, вызывающих снижение прочности микрообъемов поверхностного слоя.

Причиной возникновения эрозии является степень абразивности добываемой скважинной продукции, которая определяется по: количеству выносимых частиц, их твердости, гранулометрическому составу, процентному содержанию кварца, геометрии песка (округлости, сферичности). [8]

Также характеризуется интенсивной потерей металла оборудования в местах прямого контакта с эрозионной средой, обусловлено высокими скоростями потока ГЖС с наличием абразивных механических примесей и/или скоростью вращения рабочих органов.

Рассмотрим зону возможных проявлений эрозии и влияние на эксплуатацию.

Зона 1. Корпус ПЭД. Разгерметизация и отказ ПЭД по причине R-0.

Зона 2. Рабочие органы УЭЦН. Износ рабочих органов, потеря напорно-расходных характеристик ЭЦН, заклинивание насоса.

Зона 3. Поверхность НКТ. Потеря подачи насоса из-за негерметичности НКТ, обрыв по элементам НКТ.

Зона 4. Внутренняя поверхность ЭК. Возможна разгерметизация ЭК и обводнение скважинной продукции.

Зона 5. Наземные коммуникации. Разливы нефти в результате появления свищей и прорывов в арматуре или сборном коллекторе.

На рисунке 7 приведены зоны, которые наиболее подвержены эрозии.
[8]

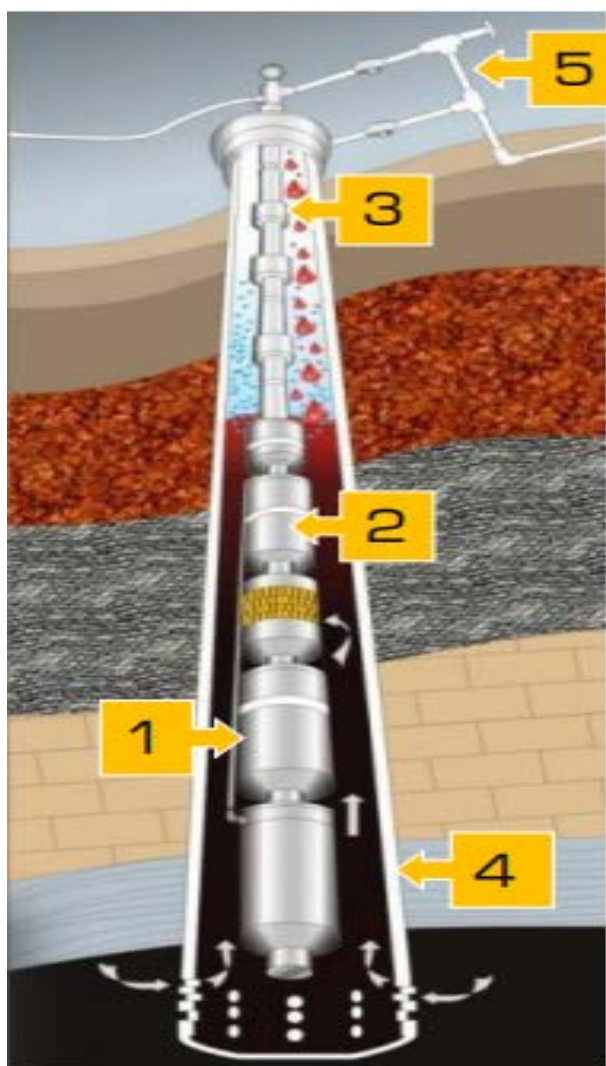


Рисунок 7 — Зоны, подверженные разрушению эрозией в глубинном насосном и наземном оборудовании [8]

Эрозионные отказы согласно линейно-нормативному документу подразделяются по типу износа на:

- Абразивный износ, который включает в себя осевой и радиальный износ вследствие попадания абразивных частиц между осевыми сопряжениями и/или технологическими зазорами ГНО. Абразивный износ встречается только в ГНО.

- Гидроабразивный износ. Износ вследствие воздействия абразивных частиц, увлекаемых потоком жидкости с высокой скоростью. Данный износ встречается в ГНО, на ПЭД и в НКТ.

Последствия эрозии ГНО представлено на рисунке 8. [8]

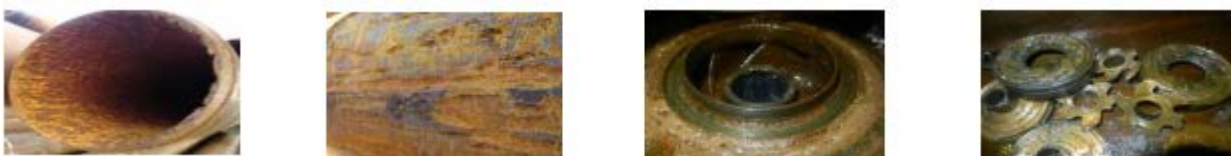


Рисунок 8 — Последствия эрозии глубинного насосного оборудования [8]

1.1.4 Влияние механических примесей в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Все виды механических примесей, обнаруженные в ГНО, находящиеся в подвижном или в уплотненном состоянии имеют статус «несвязанные механические примеси». Примеры и составы механических примесей представлены на рисунке 9.



Рисунок 9 — Примеры и составы механических примесей [8]

Основной характеристикой механических примесей является количество взвешенных частиц (КВЧ) в мг/л.

Классификация механических примесей по типам отложений представлена на рисунке 10.

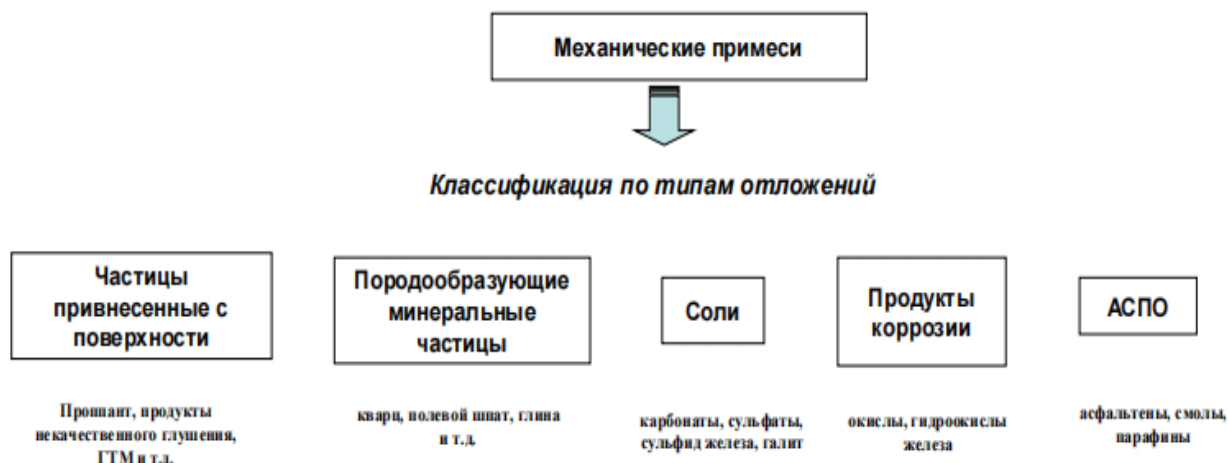


Рисунок 10 — Классификация механических примесей по типам отложений [8]

Механические примеси также классифицируются по растворимости:

- 1) Растворимые в воде (галит);
- 2) Растворимые в органических растворителях (АСПО);
- 3) Растворимые в соляной кислоте (карбонаты, сульфиды);
- 4) Растворимые в нагретой соляной кислоте (продукты коррозии);
- 5) Не растворяются в органических реагентах (ОР) и соляной кислоте (сульфаты, кварц, полевошпат, глина, проппант и т.д.).

Причинами возникновения механических примесей является наличие механических примесей в ГЖС, которые возникают в следствие разрушения горной породы в процессе эксплуатации скважины, выноса занесенных в скважину с поверхности механических примесей в результате проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ) и технологических операций на скважинах (частицы, вносимые в состав растворов глушения, проппант после проведения гидроразрыва пласта и др.), продукты коррозии в том числе гидроокислы железа, вынос растворимых и нерастворимых солей с пластовой

водой. [8]

Рассмотрим влияние на эксплуатацию механических примесей. По степени влияния механических примесей на ГНО разделяются на три основных блока:

1) Механические примеси способствующие частичному или полному засорению проходных сечений ГНО;

2) Механические примеси способствующие эрозионному износу ГНО (потеря металла, ускоренный износ оборудования);

3) Механические примеси способствующие частичному или полному залипанию (налипанию на фильтрующие элементы ГНО).

В отказы по засорению механическими примесями не включают эрозионный износ, отказы по солям и за счет АСПО. [8]

1.1.5 Влияние асфальто-смолистых парафиноотложений в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

АСПО представляют собой темно-коричневую или черную твердую или густую массу высокой вязкости.

АСПО содержат парафины (углеводороды метанового ряда от $C_{16}H_{34}$ $C_{64}H_{130}$), смолы, асфальтены, масла, воду и механические примеси.

Содержание отдельных компонентов в парафиновой массе различается и зависит от условий формирования нефтяной залежи и характеристик нефти.

По содержанию нефти АСПО разделяются на:

- Малопарафиновые (до 1,5% от общей массы);
- Парафиновые (от 1,5 до 6%);
- Высокопарафиновые (более 6%).

Классификация АСПО в зависимости от отношения содержания парафинов (П) к сумме содержания смол и асфальтенов (С+А) подразделяется на три типа:

- Смолисто-асфальтеновый - $P/(C+A) < 0,9$;

- Смешанный - $\Pi/(C+A) \approx 0,9-1,1$;
- Парафиновый - $\Pi/(C+A) > 1,1$.

Основной причиной отложения АСПО является изменение термобарических параметров течения ГЖС в скважине, при этом основным фактором является температура.

АСПО выпадает в твердую фазу при температуре пластовой жидкости ниже температуры насыщения нефти парафином: $T_{нас} \geq T_{жид}$. График зависимости температуры пластовой жидкости от глубины начала парафинообразования представлен на рисунке 11. [8]

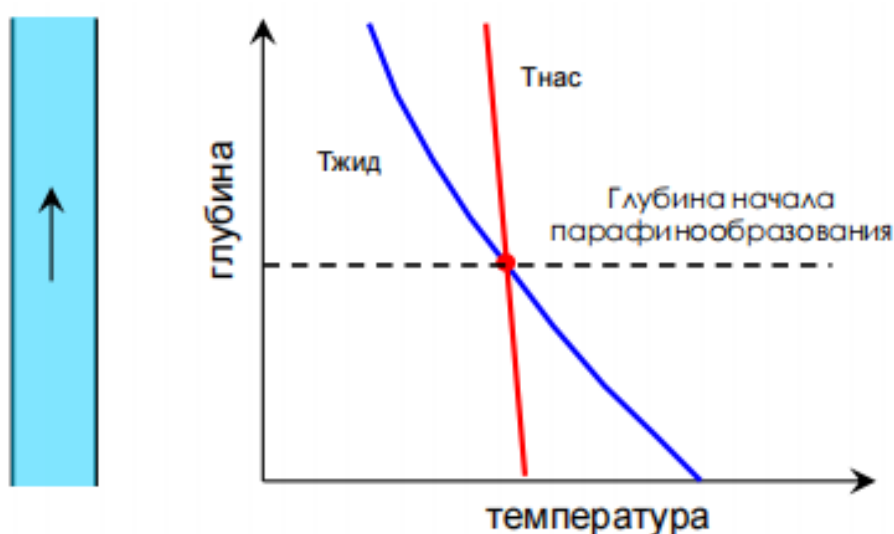


Рисунок 11 —График зависимости температуры пластовой жидкости от глубины [8]

Также причинами возникновения АСПО являются:

- 1) Высокое содержание в нефти парафинов;
- 2) Высокая температура насыщения нефти парафином;
- 3) Низкий дебит или периодический режим работы (остывание потока);
- 4) Наличие в геологическом разрезе слоев многолетнемерзлых пород и вечной мерзлоты;
- 5) Невысокая обводенность;
- 6) Высокий ГФ и давления насыщения (интенсивное разгазирование);
- 7) Состояние поверхности труб.

Зоны отложения АСПО и их влияние на эксплуатацию можно разделить на следующие:

Зона 1. ПЗП скважины и зона перфорации. Снижается приток из пласта, рабочая зона смещается в левую зону. Повышается риск отключения насоса по ЗСП, перегрева и отказа двигателя из-за слабого притока.

Зона 2. Эксплуатационная колонна. Снижается внутренний диаметр эксплуатационной колонны (ЭК), риск прихвата, механические повреждения при проведении СПО, потеря циркуляции жидкости.

Зона 3. НКТ, наземные коммуникации. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем 1 тонны нефти. АСПО негативно влияет на безопасность эксплуатации наземного оборудования, снижает пропускной диаметр коллекторов, засоряет емкости и тд.

Зоны, наиболее подверженные образованию АСПО, представлены на рисунке 12. [8]

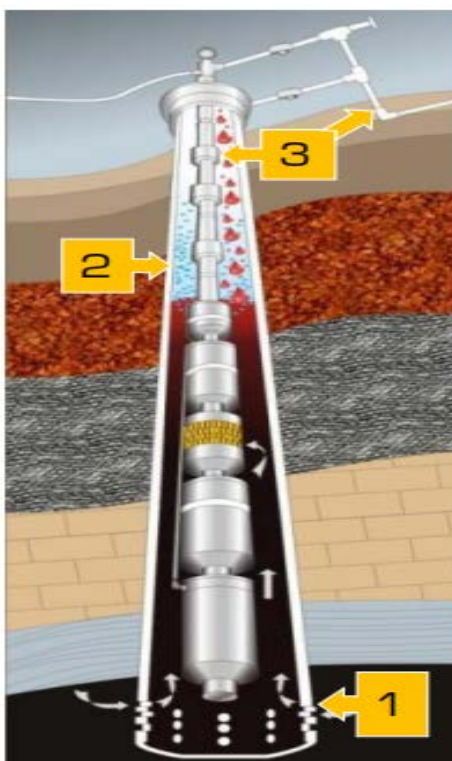


Рисунок 12 — Зоны наиболее подверженные образованию асфальто-смолистых парафиноотложений в глубинном насосном и наземном оборудовании [8]

1.1.6 Влияние газового фактора в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Газовый фактор представляет собой объемное содержание газа в единице массы нефти ($\Gamma_{\phi} = \frac{Q_{\Gamma}}{Q_{\text{н}}}$), единица измерения - м³/т.

Высокий газовый фактор - значение ГФ, при котором в условиях эксплуатации скважины УЭЦН содержание свободного газа (газосодержание) на входе насоса негативно влияет на его параметры (подача, развиваемое давление).

Причинами проявления. Содержание свободного газа на входе в насос определяется по каждой скважине расчетным путем (данные по параметрам и характеристикам пластовых жидкостей, параметрам работы УЭЦН и тд).

Главный параметр, влияющий на значение газосодержания это соотношение давление на приеме насоса к давлению насыщения или давлению при котором газ прорывается из зоны газо-нефтяной контакт (ГНК).

Газ влияет на работу следующим образом:

- Снижение напора и расхода чаще всего обусловлены влиянием присутствия газа;
- Интерференция газа;
- «Загазовка» (блокировка газом);
- Потеря объемной производительности.

Зоны влияния высокого газового фактора на эксплуатацию:

Зона 1. УЭЦН. Приводит к деградации напорно-расходных характеристик ЭЦН и к повышенному износу

Зона 2. ПЭД. Перегрев, снижение сопротивления изоляции, разгерметизация и отказ двигателя.

Высокий газовый фактор не только негативно влияет на погружное оборудование, но и может интенсифицировать такие осложнения, как коррозия, эрозия, солеотложения и гидратообразование. Поэтому, при оценке

негативного влияния высокого газового фактора необходимо учесть данные риски и в случае необходимости комплексно подойти к организации защиты. [8]

1.1.7 Влияние высокой вязкости нефти в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Вязкость нефти - свойство жидкости оказывать сопротивление перемещению ее частиц относительно друг друга при движении (внутреннее трение).

Различают динамическую и кинематическую вязкость.

Динамическая вязкость (μ) - за единицу динамической вязкости принимается вязкость такой жидкости, при движении которой возникает сила внутреннего трения в 1 Ньютон на площади 1 м² между слоями, движущимися на расстоянии 1 метр с относительной скоростью 1 м/с.

Кинематическая вязкость (ϑ) - отношение динамической вязкости к ее плотности, измеряется в 1 м²/с= 1 Стокс. Рассчитывается по формуле (2):

$$\vartheta = \frac{\mu}{\rho} \quad (2)$$

Классический метод измерения вязкости - измерение времени вытекания заданного объема через калиброванное отверстие под действием силы тяжести (воронка Марша).

Термин «высоковязкие нефти» не имеет строгого количественного определения. Это касается как нижней, так и верхней границ величин вязкости, которые определяются главным образом с технологических позиций и варьируется от относительно небольших значений 10 сП, до величин вязкости близких к значениям природного битума (10 000 сП). К таким видам нефти часто применяется термин «тяжелые нефти», так как они имеют плотность близкую к единице (920-1000 кг/м³).

На величину вязкости оказывает существенное влияние:

- Наличие растворенных газов;

- Давление, температура;
- Фракционный состав нефти и количество смолистых веществ в ней.

Зависимость вязкости от температуры и давления представлены на рисунке 13.

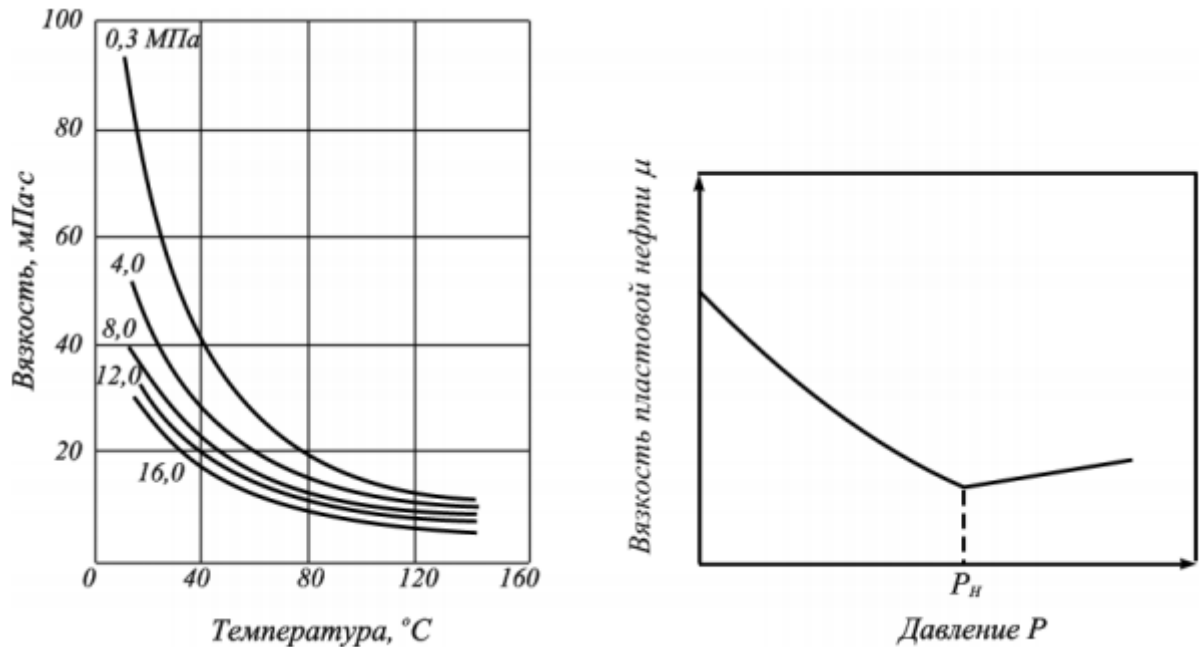


Рисунок 13 — Графики зависимости вязкости от температуры и давления [8]

В большинстве случаев, чем меньше геологический возраст и соответственно меньше глубина залегания пласта, тем большую вязкость и плотность имеет нефть.

Залежи тяжелых нефтей в основном встречаются в диапазонах глубин от 300 метров до глубин свыше 1500 метров.

Зоны влияния высокой вязкости на эксплуатацию:

Зона 1. УЭЦН. Увеличение вязкости негативно отражается на рабочих характеристиках УЭЦН, а именно, снижает его напорно-расходную характеристику, КПД и соответственно влияет на межремонтный период оборудования.

Зона 2. НКТ. Повышаются потери напора ЭЦН на трение при подъеме скважинной жидкости. Снижается КПД УЭЦН и растут удельные затраты на подъем одной тонны нефти. [8]

Влияние вязкости нефти на работу ЭЦН представлена напорной характеристикой ступеней из нирезиста при различных значениях вязкости (рисунок 14).

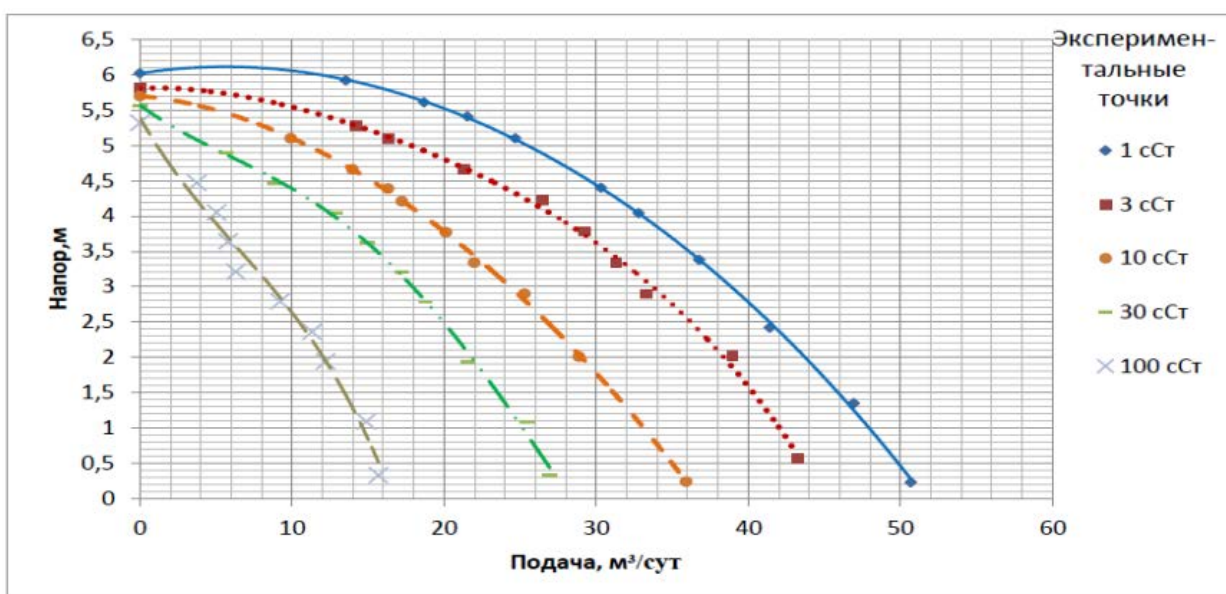


Рисунок 14 — Напорная характеристика ступеней из нирезиста при значении вязкости от 1 сСт до 100 сСт [8]

При исследовании плотности распределения отказов ЭЦН от вязкости добываемой жидкости было выявлено, что наибольшая плотность отказов наблюдается при вязкостях жидкости до $85 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. Отмечается тенденция уменьшения плотности отказов ЭЦН-80 и ЭЦН-130 с увеличением вязкости добываемой жидкости до $320 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$. [5]

При вязкости жидкости до $80 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ в малодобитных скважинах наблюдаются частые отказы насосов ЭЦН-80. При вязкостях больше $80 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ наблюдается обратная картина. ЭЦН-130, эксплуатирующийся в многодобитных скважинах, чаще отказывают при вязкостях добываемой жидкости $40 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ и более.

Большая плотность отказов ЭЦН наблюдается при вязкостях жидкости до $30 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ (особенно в малодобитных скважинах). В скважинах для уменьшения плотности отказов при кинематической вязкости больше $35 \cdot 10^{-6} \text{ м}^2/\text{с}$ необходимо ЭЦН-360 заменить на ЭЦН-250.

Известно, что ЭЦН сохраняет удовлетворительные рабочие параметры

и достаточно высокий межремонтный период при вязкости откачиваемой жидкости до $40 \cdot 10^{-6}$ м²/с и газосодержании на приеме до 25%. Многолетние наблюдения за работой погружных центробежных насосов позволили получить данные о надежности отдельных узлов установки.

На все вышеперечисленные осложняющие факторы в той или иной степени оказывает влияние обводненность скважинной продукции. [8]

В настоящее время в литературных источниках и нормативных документах нет характеристики разделения скважин по значению обводненности, но целесообразность разделения, с учетом технологических особенностей продукции скважин и эмульсий, имеется. Скважины по значению обводненности можно разделить на следующие группы:

1 группа

Содержание воды в продукции скважины составляет до сорока процентов. Дисперсионной средой является нефть, а фазой - вода. Перемешивание в процессе движения жидкости не создает высоковязких эмульсий, следовательно, эту группу целесообразно определить в группу к малообводненному фонду скважин.

2 группа

Значение обводненности лежит в пределах от сорока до семидесяти процентов в скважинной продукции. В интервале данной обводненности происходит интенсивная инверсия фаз, то есть эмульсия вода в нефти переходит в эмульсию нефть в воде, а при перемешивании создаются высоковязкие эмульсии, которые обладают структурообразующими и тиксотропными свойствами.

3 группа

Группа с обводненностью от семидесяти пяти до девяносто пяти. Эмульсия быстро распадается на нефть и воду с четкой границей раздела фаз. Вязкость жидкости при этом небольшая и может быть ниже значения вязкости чистой нефти. Эта группа называется высокообводненным фондом.

4 группа

Группа скважин с предельной обводненностью продукции 95% и выше. Вязкость пластовой жидкости близка к вязкости пластовой жидкости, а из-за этого устойчивая эмульсия не создается при перемешивании с любой интенсивностью, водонефтяная смесь быстро расслаивается на нефть и воду.

При нынешней системе сбора нефти - отбор проб жидкости на содержание воды точный замер обводненности продукции представляет некую трудность в отличии от продукции скважин с малой и средней обводненностью. [8]

1.1.8 Влияние обводненности продукции на осложняющие факторы в процессе эксплуатации установки электроцентробежного насоса

Следующим пунктом является непосредственное рассмотрение содержания воды в продукции скважины на осложняющие факторы.

1) Интенсивность отложения АСПО на стенках НКТ в зависимости от обводнения продукции скважины рассмотрена в промысловых условиях методом наблюдения отложений при текущих и капитальных ремонтах скважин (КРС), а также методом анализа частоты спуска скребков и проведенний горячих обработок скважин.

Зависимость интенсивности отложений АСПО от обводненности при эксплуатации УЭЦН для большинства изученных месторождений Удмуртской Республики отражена на рисунке 15. [7]

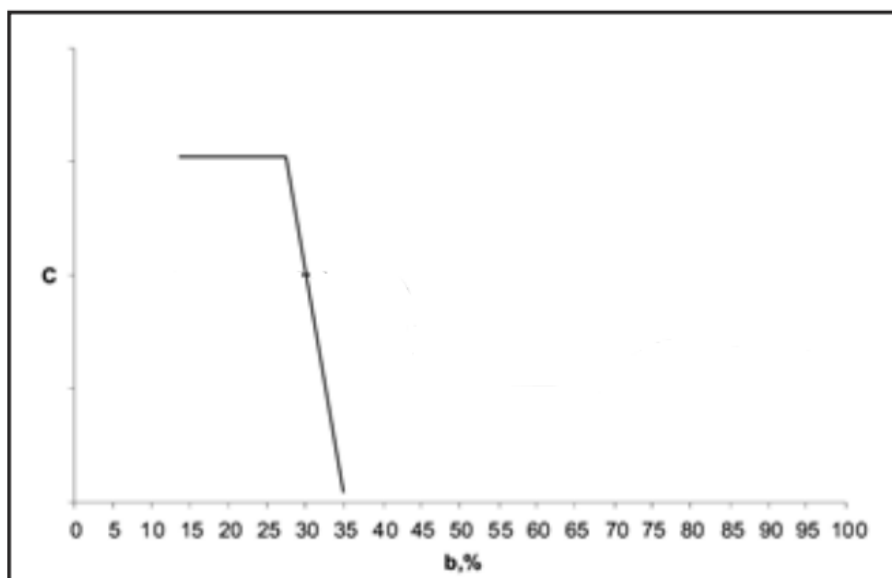


Рисунок 15 — Зависимость интенсивности отложений асфальто-смолистые парафиноотложения от содержания воды в продукции скважин для ЭЦН5-80-1200 [7]

Характер, глубина и интенсивность АСПО в начальной стадии эксплуатации скважин УЭЦН (до обводненности в 15-20 %) значительных расхождений не имеют, но при достижении значения обводненности в 30-35% интенсивность отложений АСПО в НКТ резко снижается, вплоть до нуля. Эта закономерность установлена для Ельниковского, Архангельского и других месторождений. Причина такого явления детально не изучена, но учитывая все факты, можно предположить, что при достижении обводненности в тридцать/тридцать пять процентов в центробежных колесах насоса образуется достаточное количество кристаллизации парафина, что способствует образованию кристаллов парафина в массе нефти и снижает интенсивность кристаллизации парафина непосредственно на стенках насосно-компрессорных труб. Важно отметить, что подача деэмульгаторов нарушает проявления данного фактора. [7]

Так как вязкость добываемой продукции в НКТ зависит от обводненности, а интенсивность АСПО зависит от вязкости жидкости, то характер проявления этих величин в зависимости от скорости потока представлен на рисунке 16.

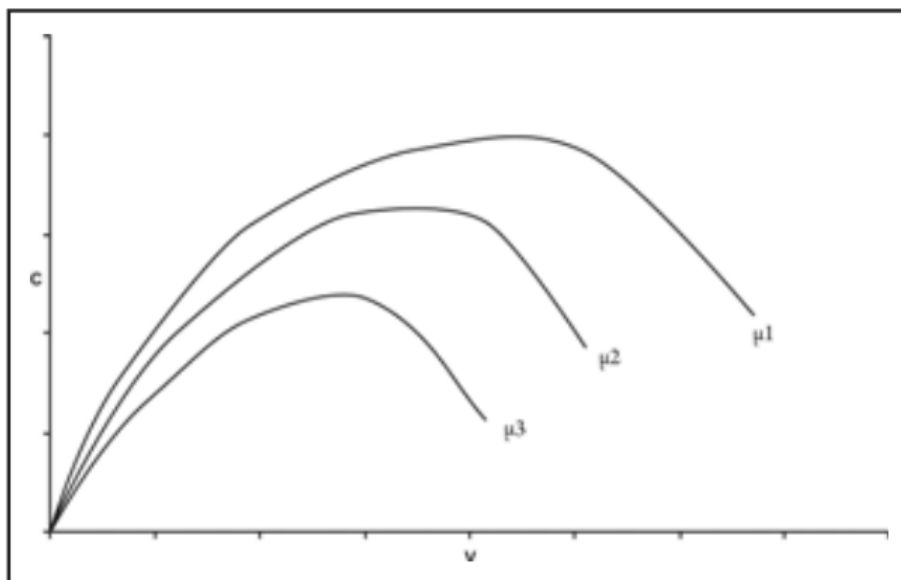


Рисунок 16 — Зависимость интенсивности асфальто-смолистые парафиноотложения от скорости потока для различных вязкостей добываемой жидкости. μ_1 - 10 мПа·с; μ_2 - 30 мПа·с; μ_3 - 150 мПа·с [7]

Таким образом можно заключить, что изменение содержания воды в продукции скважин значительно влияет на интенсивность АСПО на скважинном оборудовании.

2) Влияние содержания воды в добываемой продукции на реологические свойства жидкости.

По мере проявления воды в добываемой продукции происходят изменения на реологических свойствах нефти. Эти изменения до уровня обводнения на 35-40% незначительны и существенного влияния на работу скважинного оборудования не оказывают. Но при последующем увеличении содержания воды в добываемой продукции начинает появляться высоковязкая эмульсия вода в нефти, которая обладает, как было отмечено ранее, высокими тиксотропными и структурообразующими свойствами. (рисунок 17).

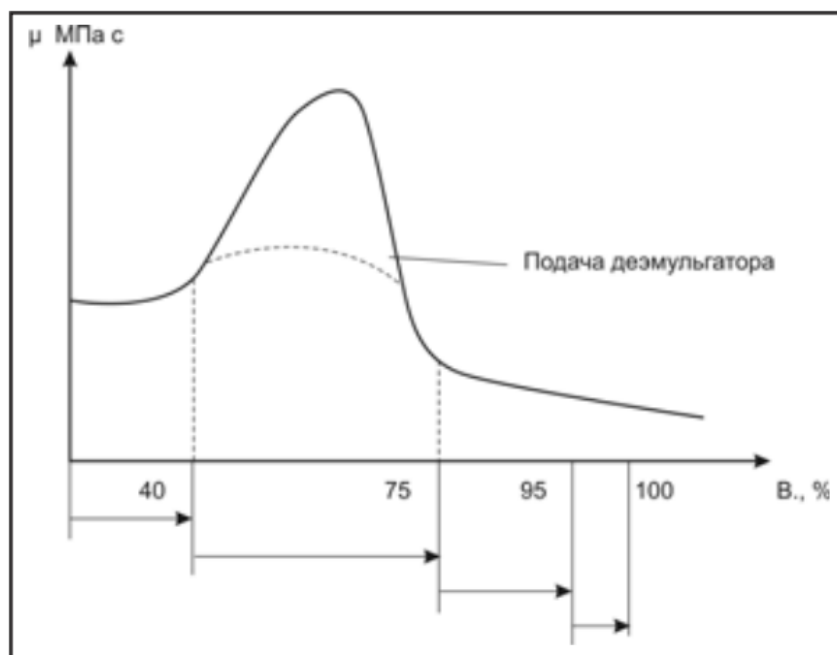


Рисунок 17 — Зависимость вязкости нефти от содержания воды (0-40% - малая обводненность, 40-75% - средняя обводненность, 75-95% - высокая обводненность, 95-100% - предельная обводненность) [7]

Максимальная вязкость этой эмульсии, которая превышает вязкость нефти в 10-100 раз, достигается при обводненности в 55-65%. Такая обводненность на УЭЦН снижает коэффициент подачи, повышается нагрузка на ПЭД до 10-15%, из-за чего требуется применять насосы с более высоким напором.

При достижении обводнения в семьдесят пять процентов и более эмульсия теряет устойчивость, создается дисперсия нефть в воде с небольшой вязкостью. Если у пластовой нефти высокая вязкость, то, после восьмидесяти процентов обводненности, можно применять УЭЦН с хорошим коэффициентом подачи. Примером служит Гремихинское месторождение Удмуртской Республики с высоковязкими нефтями, где УЭЦН начали применяться вместо штанговой скважинной насосной установки при значении обводненности в 30%. [7]

3) Влияние содержания воды в продукции на интенсивность коррозии. На скорость коррозии ГНО оказывают влияние многие факторы, такие как минерализация воды, температура жидкости, наличие растворенных в

жидкости агрессивных газов и других химически активных элементов, скорость потока и другие. Влияние содержания воды в продукции скважин на скорость коррозии металла нефтепромыслового оборудования изучалось по результатам статического анализа нефтепроводов на отдельных месторождения и путем анализа скорости коррозии образцов свидетелей, установленных на выкидных линиях скважин. Характер изменения агрессивности добываемой жидкости в зависимости от обводненности по большинству месторождений отражен на рисунке 18.[7]

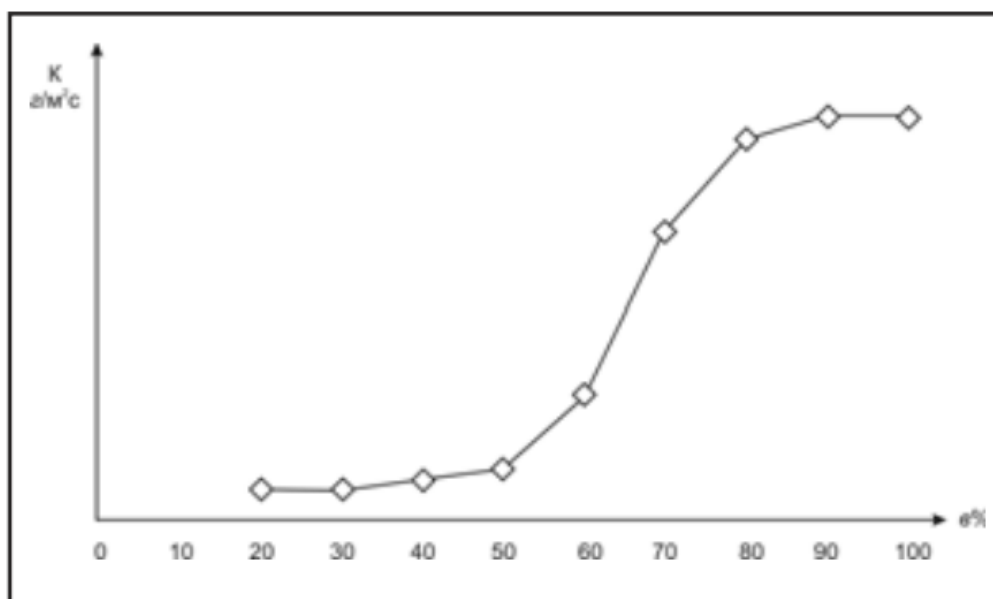


Рисунок 18 — Характер изменения агрессивности добываемой жидкости от обводнения продукции скважины [7]

Как видно из графика, до обводненности в 45-50% интенсивность порывов идентичных трубопроводов и скорость коррозии, определенная по образцам свидетелям, остается практически на одном уровне. Далее наблюдается резкий рост и стабилизация на уровне обводненности в 80%. Причиной резкого роста интенсивности коррозии служит выпадение свободной воды из водонефтяной эмульсии и применением деэмульгаторов для борьбы с эмульсией. [7]

4) Влияние обводненности продукции скважин на формирование солеотложения на скважинном оборудовании месторождениях ОАО «Удмуртнефть» графически показать не представляется из-за большого

разброса данных. Однако, установлено, что интенсивность отложений сульфида железа на скважинном оборудовании в зависимости от обводнения продукции имеют некую закономерность. Данная закономерность выявлена в результате многочисленных химических анализов осадков на скважинном оборудовании Мишкинского нефтяного месторождения. Характер зависимости представлен на рисунке 19.

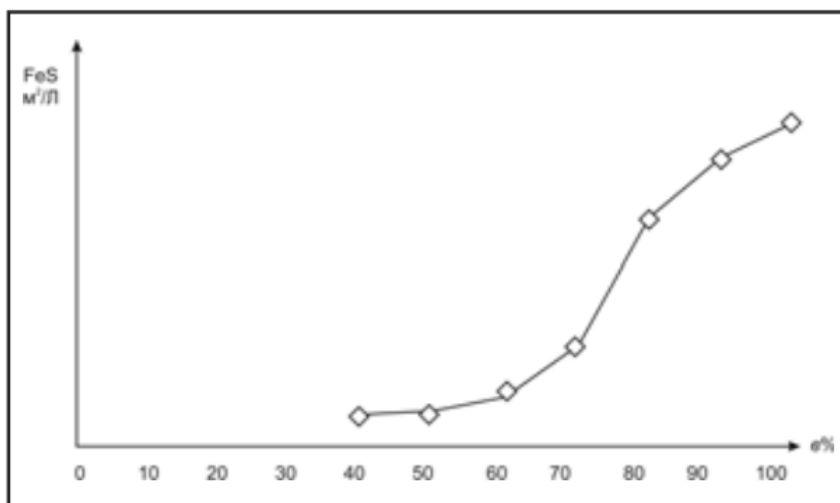


Рисунок 19 — Зависимость интенсивности отложений сульфида железа от обводнения продукции скважин на Мишкинском месторождении нефти [7]

Это практически прямая зависимость в стадии высокого обводнения продукции скважин. В интервале малого обводнения продукции скважин данные малочисленны и имеют большой разброс показателей, поэтому показать графически не целесообразно. [7]

1.2 Оценка скважинных условий эксплуатации установки электроцентробежного насоса

К другой группе факторов, влияющих на работу УЭЦН, относятся осложнения, связанные с конструкцией скважины, а также с компоновкой УЭЦН.

В большинстве случаев выход из строя электро-погружного оборудования происходит по ряду следующих причин: изломы валов УЭЦН, износ валов УЭЦН, сквозная коррозия составных частей УЭЦН,

возникновение повышенных вибраций в ЭЦН, износ опорных поверхностей (вал – рабочее колесо, рабочее колесо – корпус).

Рассмотрим классификацию по причине отказов УЭЦН.

1. $R=0$ – снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия + ПЭД» ниже порога срабатывания защиты прибор контроля изоляции и невозможность её дальнейшей эксплуатации;

2. Клин – увеличение рабочего тока выше номинального, срабатывание защиты от перегруза и невозможность дальнейшей эксплуатации УЭЦН;

3. Нет подачи – отсутствие подачи жидкости на устье скважины при герметичном лифте НКТ или отсутствие возможности для проведения опрессовки лифта НКТ;

4. Не герметичность НКТ – отсутствие подачи жидкости на устье скважины при подтвержденной не герметичности лифта НКТ и без существенного изменения загрузки ПЭД;

5. Снижение производительности – снижение дебита жидкости на устье скважины ниже допустимых пределов, при которой эксплуатация данного оборудования в длительном режиме невозможна (работа за пределами рабочей части характеристики насоса);

6. Отсутствие звезды – обрыв цепи питания ПЭД.

7. «Полет погружного оборудования на забой» – падение погружного оборудования в скважину частично или полностью по различным причинам при спускоподъемных операциях или в процессе эксплуатации, а также прихват, клин оборудования в эксплуатационной колонне скважины (отсутствие возможности извлечь оборудование из скважины без проведения дополнительных работ).

8. Брак – нарушение в производстве продукции, деталей, узлов и их работы, которые не соответствуют стандартам, техническим условиям, а также нарушение нормативных документов по эксплуатации и документов

заводов–изготовителей узлов погружного и наземного оборудования, приведшее к отказу в работе данного оборудования. [10]

Для создания форсированного отбора жидкости из скважины необходимо увеличить перепад давления. Это достигается спуском насосного агрегата на большую глубину. Для того чтобы продукция скважины могла преодолевать более высокое давление, создаваемое столбом жидкости, находящейся в НКТ, насосу придется повысить напор. Но повышение напора приведет к изменению рабочей характеристики насоса. Посмотрим на напорно-расходную характеристику насоса (рисунок 20). На ней выделяется рабочая область - это область, в которой имеют места максимальные значения КПД. Если насос до спуска работал в рабочей области, то после спуска произойдет перемещение рабочего режима насоса по кривой Н- Q влево (из точки 1 в точку 2). Вместе с этим произойдет уменьшение КПД. Снижение КПД установки обусловлено уменьшением величины полезно затраченной работы. Как показывает практика, разность, равная уменьшению полезной работы насоса, идет на создание новых осложнений при эксплуатации УЭЦН. [11]

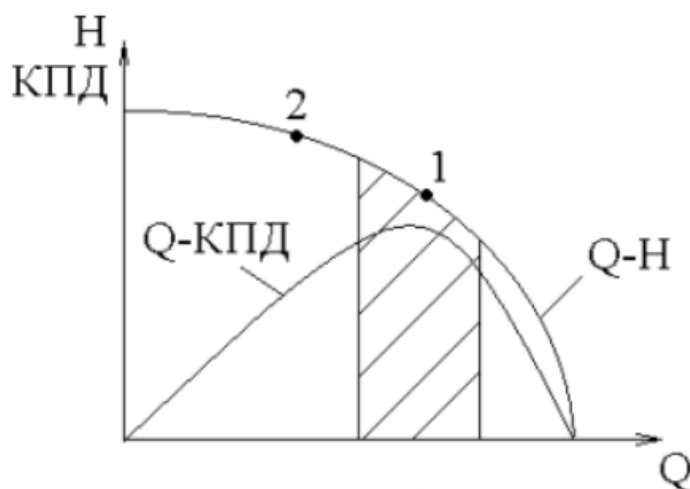


Рисунок 20 – Напорно-расходная характеристика насоса [11]

1.2.1 Влияние повышенной температуры откачиваемой жидкости с возрастанием глубины насоса

Одной из проблем является повышение температуры откачиваемой жидкости с возрастанием глубины спуска насоса. Долговечность материала изоляции кабеля и обмоточного провода погружного электродвигателя уменьшается с увеличением температуры, что может привести к пробоям в изоляции и выходу из строя ПЭД. Чем больше глубина спуска, тем больше температура пластовой жидкости. Максимальную глубину спуска УЭЦН ограничивает температурная граница. При 75-80 °С начинается размягчение полиэтиленовой изоляции кабеля, при 80-90 °С возможна ее течь, при температурах свыше 120 градусов - выходит из строя ПЭД.

Высокая температура пластового флюида повышает требования к используемому оборудованию. Так, например ПЭД фирмы «Алмаз» обычного 72 исполнения способен работать при температуре до 110 °С, теплостойкого – до 135 °С. Кабельные линии также чувствительны к пластовым температурам и в зависимости от температур флюидов используются различные марки кабельных линий. Марка кабельных линий КТЭБК и КТЭБ с изоляцией из термоэластопласта предназначены для эксплуатации при температурах до 160 °С. [11]

1.2.2 Влияние кривизны ствола скважины и глубины спуска насоса

Другой проблемой является некорректная интерпретация данных инклинометрии. Инклинометрия скважины - метод определения основных параметров (угла и азимута), характеризующих искривление буровых скважин, контролируемый инклинометрами с целью построения их фактических координат. Инклинометр - измерительный прибор, характеризующий стабильность пространственного положения сооружений или локальных объектов, их отклонение от идеальной вертикали, и позволяет произвести оценку величины угла этого отклонения. Инклинометры

применяются при бурении скважин для контроля их пространственного положения.

Установлено, что в интервалах набора кривизны, составляющих 2 градуса и более на 10 м ствола, возрастает количество отказов оборудования, чаще происходит падение установок на забой скважины. Причина заключается в возникновении изгибающих и сминающих сил, действующих на силовой кабель и корпуса узлов УЭЦН. [11]

Основное негативное влияние кривизны ствола скважины сказывается как правило при спуско–подъемных операциях, так как существует высокая вероятность повреждения кабельной линии. Большие глубины спуска оборудования являются фактором отрицательно влияющим на работу оборудования. При увеличении глубины спуска насоса в скважину увеличивается металлоемкость оборудования, а также риск повреждения кабеля. При эксплуатации насоса на больших глубинах, близким к глубинам перфорации, обеспечивается максимальная депрессия на пласт, и как следствие – большой приток и большие дебиты скважин. Однако с увеличением депрессии увеличивается вероятность разрушения призабойной зоны пласта, вынос механических примесей к забою и его засорение, засорение самого насоса. К тому же при глубине подвески насоса близкой к интервалу перфорации уменьшается естественная гравитационная сепарация флюида, механические примеси увлекаются во входной модуль насоса, не успевая осесть на забой скважины.

Существуют условия, когда нижний интервал скважины имеет недопустимо высокую кривизну, вследствие чего спуск УЭЦН в этот участок связан с рисками быстрого выхода установки из строя. Кроме того, увеличение глубины спуска ведет к уменьшению наработки на отказ установки. [11]

1.2.3 Влияние виброперемещений при эксплуатации наклонных скважин

Также проблемой при эксплуатации наклонных скважин при помощи УЭЦН является искривление ротора, что приводит к повышению вибрационного воздействия. Повышенные виброперемещения вызывают знакопеременные напряжения в области соединения узлов УЭЦН между собой и с НКТ, стимулируя их разрушение в месте соединения. Кроме искривления ротора, причинами вибраций может стать изменение геометрических параметров рабочих колес вследствие износа.

В результате вибраций может произойти неравномерное распределение нагрузки на опоры УЭЦН, что приведет к их неравномерному радиальному износу, переходящему в односторонний износ, а результат будет увеличение уровня вибраций ЭЦН, что в итоге приведет к слому вала ЭЦН. При увеличении вибраций ЭЦН - увеличивается вибрация и нагрузка на вал, из-за чего торцевые уплотнения гидрозаклочки от вибрации начинают пропускать пластовую жидкость в полость ПЭД, что приводит к пробоем обмотки ПЭД.

Для защиты кабеля при СПО применяют центраторы, но, к сожалению, у них целый ряд недостатков. Установка центраторов производится на НКТ через каждые 30 метров. При этом собственная вибрация насоса передается практически на всю длину эксплуатационной колонны. В результате цементный камень за обсадной колонной, под действием вибрации, разрушается. Герметичность колонны пропадает, а следовательно, появляются межколонные перетоки. В местах установки центраторов могут произойти и нарушения целостности обсадной колонны.[12]

Усугубляет ситуацию тот факт, что осложнения не встречаются по отдельности. Чаще всего эксплуатируемые скважины имеют целый набор осложнений, которые снижают эффективность работы УЭЦН. Один вид осложнения может привести к появлению новых проблем при эксплуатации. Также необходимо отметить, что неуклонный рост добывающих скважин,

оборудованных установками ЭЦН, а также выход месторождений на позднюю стадию разработки заставляет все чаще сталкиваться с описанными выше проблемами. [12]

1.2.4 Снижение сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель»

Система кабельная линия – погружной электродвигатель включает себя несколько составных частей: муфта токоввода, удлинитель, термовставка, строительная (основная) длина. Снижение изоляции составляющих частей системы «кабельная линия – погружной электродвигатель» зачастую происходит в процессе непосредственной эксплуатации УЭЦН. Одной из причин может являться повышение силы тока электродвигателя в 2 – 5 кратном размере непосредственно при запуске установки в работу, зависящее от глубины спуска электро-погружного оборудования (ЭПО). Чем глубже спущен насос, тем больший столб жидкости ему необходимо поднять на поверхность. При отсутствии частотно регулируемого привода (ЧРП) на станции управления (СУ) происходит резкое повышение тока в составных частях системы «кабельная линия – погружной электродвигатель» и происходит электропробой обмотки токоведущих частей. Причиной отказа по вине снижения изоляции может являться как механическое повреждение обмотки кабеля, так и непосредственное разрушение и электрохимическая коррозия кабеля. Разрушение, коррозия и сквозная эрозия происходит в агрессивной среде, насыщенной минеральными солями, концентрация благоприятно сказывается на процессе коррозии металла. Два металла, имеющие разные потенциалы, находящихся в контакте друг с другом в водогазонефтяной эмульсии образуют микрогальванические пары. При этом изменяется скорость протекания коррозии, которая имела место быть до появления контакта между двумя металлами: насосно компрессорной трубе и обмоткой кабеля. Металлы с положительными потенциалами, в нашем

случае обмотка электрокабеля, растворяются с меньшими скоростями, так как играют роль катодов. Металлы с отрицательными потенциалами становятся в этих системах анодами и начинают разрушаться с большими скоростями. [13]

Еще одной причиной снижения изоляции может стать механическое повреждение, полученное в ходе СПО. Даже небольшое механическое повреждение, будь то перегиб кабеля, может стать причиной повреждения брони. Повреждение в последствие станет центром локализации коррозии, которая будет усилена в растворе электролита (водогазонефтяной смеси).

Немаловажной возможной причиной снижения изоляции, в следствие сквозной коррозии брони электрокабеля может стать неправильная эксплуатация и вывод скважины на режим. Неправильное принятие решения по установления режима работы может привести к выходу скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса на «фонтан по затрубному пространству». Эксплуатация скважин, оборудованная УЭЦН в режиме «фонтан по затрубному пространству», запрещена. При выходе скважины на «фонтан по затрубному пространству» нужно принять комплекс мер для предотвращения данной ситуации, дабы сохранить целостность кабельной линии, которая может быть промыта вследствие движения газожидкостной смеси по затрубному пространству скважины.

Снижение сопротивления изоляции не только самой строевой длины кабеля, но и погружного электродвигателя может произойти по причине некорректного подбора глубины спуска ЭПО. Имеют место быть случаи спуска ПЭД ниже расчетной глубины, в интервал перфорации скважины. Обильный вынос механического абразива в комплексе с агрессивной средой и большим количеством газа привел к тому, что в течении нескольких суток по телу ПЭД образовалось сквозное абразивное отверстие, повредившее обмотки статора электродвигателя, что в свою очередь привело к остановке скважины с формулировкой «R-0». [13]

1.2.5 «Клин» электропогружного оборудования

«Клин» – увеличение рабочего тока выше номинального, срабатывание защиты от перегруза и невозможность дальнейшей эксплуатации УЭЦН. Причиной клина УЭЦН могут являться такие причины как: прихват рабочих органов ЭПО вследствие отложения солей и выноса нерастворимых твердых частиц из пласта. Растворенные в эмульсии соли при изменении термобарических условий оседают на рабочих органах, как секций насоса, так и вспомогательного погружного оборудования, так же как и механические примеси и частицы вымываемой горной породы. Происходит частичное подклинивание составных частей ЭПО: вал – рабочее колесо, рабочее колесо – корпус. Отложение механических примесей. Еще одной из причины клина составных частей.

УЭЦН может быть перегрев ПЭД с последующим подклиниванием составных частей. Перегрев погружного электродвигателя может произойти по причине необеспечении притока жидкости из пласта. При нормальных условиях погружной электродвигатель омывается поступающей из пласта жидкостью, происходит непривычный процесс циркуляции жидкости из интервала перфорации на забой скважины, с последующей ее подъемом на поверхность. [13]

1.2.6 Снижение производительности установки электроцентробежного насоса

Причиной снижения производительности установки электроцентробежного насоса может стать как: влияние газа на работу ЭПО, брак ремонта основного и дополнительного оборудования, брак монтажа ЭПО, брак комплектации и подбора оборудования, брак эксплуатации оборудования.

При комплектации оборудования, спускаемого в скважину, зачастую используется ремонтное оборудование. При замене той или иной составной

части оборудования снижается прочность всего узла, так для достижения высокого процента КПД необходима замена всего узла.

При повторном спуске ремонтной гидрозащиты преобладают отказы по причине радиального износа вала, в частности радиального износа вала в районе крышки верхнего ниппеля. Наблюдается деформация верхней и нижней диафрагм, визуальное изменение цвета масла с присутствием металлических вкраплений и запаха гари отсутствие масла, нижняя диафрагма сжата, масло темное с запахом гари. Либо полное отсутствие масла в гидрозащите. [14]

Узел пяты УЭЦН состоит из корпуса, вала, пяты, верхнего и нижнего подпятника, подшипника и стопорного кольца. При спуске ремонтных секций ЭЦН наблюдается износ составных частей узла пяты, такие как: радиальный и осевой износ вала, износ как верхнего, так и нижнего подпятника на 10 – 60 %. Износ и частичное разрушение подшипников пяты на 30-60%. На рисунке 21 представлено строение узла пяты.



Рисунок 21 — Строение узла пяты погружного электродвигателя [14]

Слом вала УЭЦН занимает одно из лидирующих мест в списке отказов, так как вал является одним из самых напряженных элементов. Вал УЭЦН

постоянно находится в напряженном состоянии, принимает на себя как радиальные, так и осевые нагрузки. В тоже время излом может принимать характер как усталостных, так и пластический – излом, сопровождающийся значительной пластической деформацией в месте излома. Усталостный излом – это излом, вызванным переменным напряжением в течение определенного интервала времени. Чаще всего встречаются усталостные изломы, возникающие при напряжениях ниже предела текучести материала вала вследствие образования микротрещин. Под действием высоких номинальных напряжений усталостный слом вала происходит под углом примерно 45° к оси вращения. На рисунке 22 представлены пластический (а) и усталостный (б) изломы вала УЭЦН. [14]

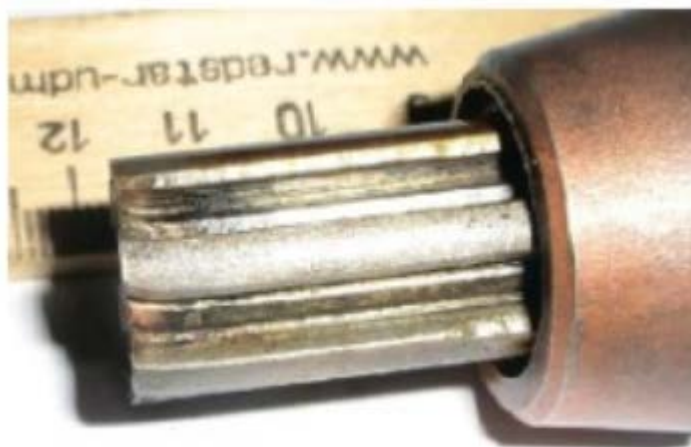


Рисунок 22 (а) — Пластиковый излом вала [14]



Рисунок 22 (б) — Усталостный излом вала [14]

В одном из рассмотренных отказов был выявлен Обрез шлицов вала между ПЭД и гидрозащитой, износ втулки подшипника, износ защитной втулки вала слом, вала в основании нижней секции ЭЦН по верхней части шлицевой муфты (группа прочности вала Т-11) вал, бывший в употреблении. Что привело к снижению производительности УЭЦН с последующим выходом скважины из строя с последующей постановкой бригады ТКРС. Что ведет к простоя скважины во время ремонта, запуску с последующим выводом скважины на режим, во время которого наблюдается нестабильная работа скважинного оборудования с возможным невыходом скважины на режим. В этом случае под вопросом остается рентабельность монтажа ремонтного оборудования. Целесообразней использование новых узлов и агрегатов при монтажах УЭЦН, что в свою очередь может сэкономить как материальные, так и трудовые ресурсы, которые можно пустить на проведение геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение нефтеотдачи и увеличения межремонтного периода работ скважин.

К факторам, влияющим на снижение производительности УЭЦН можно отнести большое количество попутного газа. При попадании газовой шапки на забой скважины происходит срыв подачи установки. Понижение токов ниже значения холостого тока с последующим срабатыванием защиты от срыва подачи. При некорректной настройке уставок (снижение уставок ниже допустимого порога) СУ может произойти несрабатывание ЗСП с последующей работой установки без подачи, что может привести к перегреву ПЭД с последующим выходом его из строя. [14]

1.2.7 «Полет» электропогружного оборудования на забой скважины

Полет – падение погружного оборудования в скважину частично или полностью по различным причинам: при спускоподъемных операциях или в период эксплуатации, а также прихват, клин оборудования в эксплуатационной колонне скважины (отсутствие возможности извлечь

оборудование из скважины без проведения дополнительных работ).

Электропогружное оборудование, в частности насосно–компрессорные трубы, валы насосов УЭЦН, валы и шнеки газосепараторов, диспергирующих устройств, работают в жестких условиях, подвергаются как циклическим, растягивающим и скручивающим нагрузкам, так и коррозионному воздействию добываемой среды. Последнее обусловлено тем, что большинство разрабатываемых месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Последний этап разработки месторождения характеризуется уменьшением темпов добычи, поддержанием пластового давления, в большинстве случаев с использованием систем заводнения, в следствие чего добываемая продукция характеризуется увеличением процента обводненности, большим содержанием растворенного в ней углекислого газа, сероводорода и растворенных минералов широкого спектра. [10]

К «полету» электропогружного оборудования на забой скважины может привести такие осложняющие факторы как: коррозионная среда, приводящая к коррозионному растрескиванию составных частей электропогружного оборудования, разрушение муфт насосно-компрессорных труб, На рисунке 23 представлена фотография сквозной коррозии НКТ, приведшей к полету УЭЦН. Нарботка ЭПО (в частности НКТ) составила 669 суток с причиной отказа: «Утонение ниппельной части НКТ вследствие коррозии и гидроабразивного износа выше предельно– допустимого по ГОСТ Р 54918–2012 (ISO/TR 10400:2007) «Трубы обсадные, насосно-компрессорные, бурильные и трубы для трубопроводов нефтяной и газовой промышленности. Формулы и расчет свойств». [10]



Рисунок 23 — Сквозная коррозия насосно-компрессорной трубы [10]

Виды повреждений НКТ и причины их возникновения могут быть различными и напрямую зависят от состава добываемой жидкости, от видов нагрузок, прилагаемым к НКТ.

2 ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Под технологическим режимом работы скважины понимают установленные на определенный период показатели ее эксплуатации, а также обеспечивающие эти показатели технологические характеристики скважинного оборудования по подъему жидкости и параметры работы этого оборудования.

Режим работы добывающих скважин по каждому объекту разработки устанавливает промыслово-геологическая служба нефтедобывающего предприятия на период от одного до шести месяцев в зависимости от скорости изменения условий эксплуатации скважин. При этом по каждой скважине соответствующим документом задаются нормы суточного отбора нефти, число дней работы, забойное и устьевое давления, обводненность, газовый фактор, определяется способ эксплуатации скважины.

Различают технические и технологические нормы.

Установление технологического режима работы скважин - оптимизационная задача, предусматривающая распределение проектной добычи нефти по объекту между добывающими скважинами и пластами объекта, обеспечивающее рациональное выполнение показателей разработки. Главное при установлении технологического режима работы скважин — обоснование норм отбора нефти из каждой добывающей скважины.

Под технической нормой отбора понимают максимально допустимый дебит нефти по скважине, если по той или иной причине он требует ограничения по сравнению с технологической нормой.

Одна из причин ограничения дебита — в недостаточной производительности оборудования, применяемого для подъема жидкости, не соответствующего продуктивности скважины. Ограничение норм отбора

может быть вызвано требованиями безаварийной эксплуатации скважин. В частности, недопустимо снижение забойного давления до критического, при котором может произойти слом (смятие) колонны или нарушение целостности цементирования. При слабой цементированности коллекторов продуктивного пласта дебит ограничивают с целью предотвращения выноса песка и пробкообразования в скважине в результате разрушения и выноса породы. В изотропных пластах в водонефтяной и подгазовой зонах ограничение дебита вызывается необходимостью не допустить образования конусов воды или газа.

Под технологической нормой отбора понимают максимально возможный дебит скважины, величина которого не ограничивается техническими возможностями, но зависит от принятой проектным документом динамики добычи по объекту в целом, принципа регулирования закономерностей обводнения скважин, состояния пластового давления и т. п.

Технологический режим должен устанавливаться таким образом, чтобы проектный уровень добычи по объекту был оптимально распределен между действующими на этот период добывающими скважинами и сумма норм отбора по ним соответствовала этому уровню.

В технологических режимах наряду с нормами отбора нефти по скважинам устанавливают нормы отбора жидкости, которые определяют с учетом оптимизации динамики обводнения продукции по объекту разработки. Решение этой задачи требует учета многих геолого-физических (особенности строения объекта, соотношение вязкостей нефти и воды и др.) и технологических (метод воздействия, стадия разработки и др.) факторов. При этом необходимо выделять главные факторы, оказывающие в данный период времени доминирующее влияние на динамику обводнения, и принять правильное решение по их учету.

Одним из важнейших этапов процесса эксплуатации нефтяных скважин является своевременный и обоснованный переход от одного вида

эксплуатации к другому при уменьшении значения дебита с целью уменьшения влияния осложняющих факторов, увеличение межремонтного периода эксплуатации, стабилизации добычи и другое.

Различают такие виды эксплуатации, как:

1) Кратковременная эксплуатация скважин (КЭС) - уникальный способ борьбы с осложняющими факторами. КЭС - наиболее эффективный, с экономической точки зрения, способ механизированной добычи нефти из мало- и среднебитных скважин. Снижение себестоимости добычи нефти - главное конкурентное преимущество КЭС. Кратковременная эксплуатация скважин эффективно противодействует практически всем осложняющим факторам, а также способна противостоять нескольким осложняющим факторам при их одновременном проявлении на одной отдельной скважине. Себестоимость добычи нефти снижается при КЭС за счет увеличения межремонтного периода (МРП), увеличения объемов добычи нефти, сокращения электроэнергии.

При КЭС кратковременные циклы откачки (3-10 минут) чередуются с относительно продолжительными циклами накопления (10-60 минут) жидкости в скважине, то есть высокопроизводительное оборудование работает в одном из типовых режимов: S2 - кратковременный или S3 (повторно - кратковременный периодический) по ГОСТ 52776-2007. Благодаря этому, с одной стороны, увеличивается МРП вследствие того, что оборудование работает, а, следовательно, изнашивается только часть общего времени эксплуатации. С другой стороны, благодаря тому, что скважина в цикле накопления фактически выполняет функции гравитационного сепаратора, в начале цикла откачки на прием насоса поступает пластовая вода с малым содержанием нефти, а затем - незначительно обводненная нефть. В обоих условиях для образования вязких стойких водо-нефтяных эмульсий отсутствуют. [15]

Еще одним положительным качеством КЭС является возможность

изменять производительность УЭЦН в 4-5 раз без подъема и смены типоразмера добывающего оборудования, только за счет величины коэффициента циклической продолжительности включения (ГОСТ 5277-2007), то есть изменения соотношения времени откачки и накопления. Это позволяет поддерживать КВЧ на оптимальном для надежной эксплуатации оборудования уровне. При увеличении КВЧ - отбор жидкости из скважины может быть сокращен, при уменьшении - увеличен.

Средние значения КВЧ, наблюдавшиеся при опытно-промышленной разработке (ОПР) в Самарской области, составляли 100 – 300 мг/л при среднем дебите скважин 50 м³ /сут., что соответствует выносу песка от 1 до 3 м³ /год на скважину. При таких величинах КВЧ, КЭС позволяет получить весьма значительные значения МРП.

На скважине № 296, упоминавшегося выше Тананыкского месторождения ОАО «Оренбургнефть», КВЧ имел значения 400 – 600 мг/л. Скважина имела средний МРП 45 суток. После внедрения КЭС скважина отработала 832 суток, т.е. МРП был увеличен в 18,5 раз. Кроме того, был увеличен дебит скважины и сокращен удельный расход электроэнергии. На примере данной скважины было впервые продемонстрировано уникальное достоинство КЭС: возможность успешно бороться практически со всеми осложняющими факторами, в том числе с несколькими одновременно. Причём без дополнительных затрат, т.е. увеличения себестоимости добычи нефти, что на скважинах месторождений с трудноизвлекаемыми запасами наблюдается повсеместно.

КЭС предназначена для эксплуатации скважин с дебитом до 80 м³/сут., т.е. малодебитных и среднедебитных скважин. На месторождениях вязкой нефти Самарской области при проведении опытно-промышленной разработки технология холодной добычи с форсированным отбором жидкости средний дебит скважин имел значение около 50 м³/сут., что соответствует указанному диапазону дебитов для КЭС. При больших дебитах

скважин можно использовать непрерывную эксплуатацию скважин. Именно так мы и поступили при ОПР на упоминавшейся выше скважине № 28543 НГДУ «Азнакаевскнефть» ОАО «Татнефть». В результате были получены очень хорошие результаты. Дебит скважины по жидкости был увеличен до 270 м³/сут., т.е. был реализован потенциал скважины. Обводненность продукции за счёт использования отсекаателя забоя была снижена на 5 %. Дебит скважины по нефти был увеличен в 13,4 раза. Сейчас за месяц из скважины добывается больше нефти, чем ранее добывалось за год. Результаты отражены в таблице 1. [15]

Таблица 1 — Результаты оптимизации состава оборудования эксплуатации скважины №28543 НГДУ «Азнакаевскнефть» [15]

Параметр	Единица измерения	До оптимизации	После оптимизации
Дебит по жидкости	м ³ /сут	24,8	270
Обводненность продукции	%	78	73
Дебит по нефти	т/сут	4,8	64,3
Объем добычи нефти за месяц	т/месяц	1400	1871
Объем добычи нефти за год	т/год	1700	22 765

2) Периодический кратковременный режим работы погружного оборудования – последовательность одинаковых рабочих циклов, каждый из которых состоит из периода работы и периода покоя, другими словами способ эксплуатации малодебитных скважин, основанный на чередовании периодов извлечения и накопления нефти в стволе скважины. Причем, продолжительность цикла недостаточна для достижения теплового равновесия, за которым следует состояние покоя в течение времени, достаточного для того, чтобы температура машины сравнялась с температурой охлаждающей среды с точностью до 2 °С.

По существу периодическая эксплуатация используется не для снижения вредного влияния газа, а именно для повышения эффективности эксплуатации низкодебитного фонда, насосам большей производительности

и КПД. Но в результате накопления и разгазирования жидкости в затрубном пространстве, в начальные периоды работы происходит откачка продукции с объемной долей свободного газа меньшей, чем при откачке в постоянном режиме при прочих равных условиях. [16]

По данным эксплуатации фонда в периодическом режиме наблюдается снижение удельных затрат электроэнергии в 2 - 3 раза по сравнению с постоянным режимом работы. За счёт периодического режима работы возможно частично уходить от осложнений - механических примесей, газа, эмульсии.

Технология периодической - кратковременной эксплуатации скважин активно применяется в крупнейших компаниях России, в таких как, ПАО «Газпром нефть», ПАО «НК «Роснефть».

Способ кратковременной - периодической эксплуатации скважин, был создан на рубеже 20-го и 21-го веков в рамках решения основной проблемы производителей погружных центробежных насосных установок с электрическим приводом, которую ведущие компании всего мира пытались решить на протяжении 20 - 30 лет конца прошлого века. Проблема заключалась в сокращении объёма рынка УЭЦН вследствие ухудшения структуры запасов нефтяных месторождений и перехода высокодебитных скважин в разряд среднедебитных, а среднедебитных – в малодебитные.

Как известно, добыча нефти при непрерывной эксплуатации скважин с помощью УЭЦН экономически эффективна на высокодебитных скважинах. На среднедебитных скважинах эффективность использования УЭЦН резко снижается. На малодебитных скважинах УЭЦН ранее вообще не применялись. Кратковременный - периодический способ даёт возможность эксплуатировать средне- и малодебитные скважины с такой же и даже более высокой экономической эффективностью, чем при непрерывной эксплуатации УЭЦН высокодебитных скважин. [17]

2.1 Анализ показателей работы установки электроцентробежного насоса, формирующих режим эксплуатации

Основными показателями, характеризующими рабочие параметры УЭЦН, являются зависимости напора, КПД и потребляемой мощности от подачи насоса. Данные зависимости представляются в виде графиков. Причем в паспорте установки эти зависимости представлены при работе на воде плотностью 1000, поэтому при расчете насоса к скважинным условиям необходим пересчет его параметров. Пример подобной зависимости представлен на рисунке 24 и называется основной характеристикой насоса. Рациональная область работы насоса соответствует промежутку $0,75 \cdot Q_{\text{опт}} < Q < 1,25 \cdot Q_{\text{опт}}$. Как видно из графика, в этой области наиболее высокие значения КПД. При этом в левой части характеристики ($Q < 0,7 \cdot Q_{\text{опт}}$) возможно кратное увеличение уровня вибрации насоса, а в правой части насос работает с повышенными мощностными затратами, при этом происходит износ рабочих ступеней, нагрев пластовой продукции и ухудшение условий охлаждения погружного электродвигателя. [18]

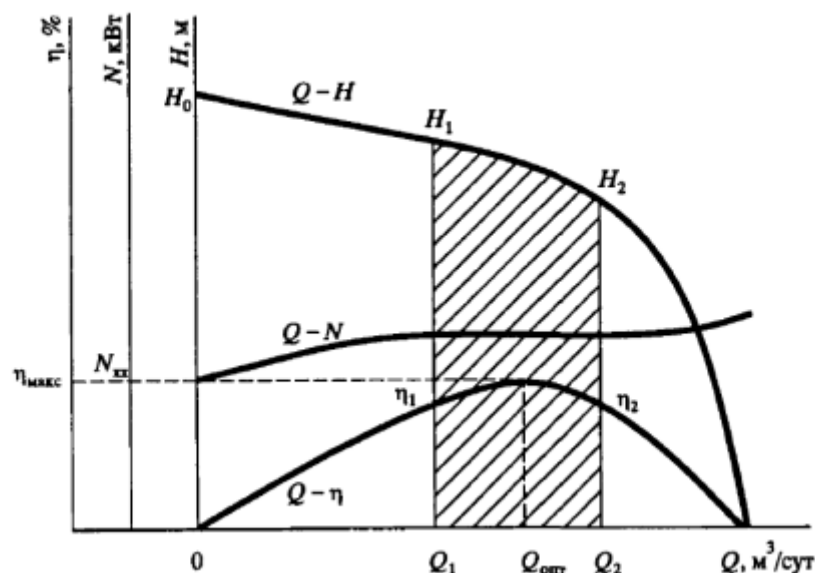


Рисунок 24 – Характеристика погружного центробежного насоса:
 $Q_{\text{опт}}$ - подача насоса на оптимальном режиме работы, м³/сут; $Q_1 - Q_2$ - рациональная область работы насоса, м³/сут; Q_0 - режим нулевой подачи, м³/сут; $H_{\text{опт}}$ - напор на режиме оптимальной подачи, м; $H_1 - H_2$ - напор в рациональной области, м; H_0 - напор на режиме нулевой подачи,

m ; N_{xx} - мощность холостого хода (при $Q=0$), кВт; $\eta_{\text{МАКС}}$ - максимальный КПД насоса при $Q_{\text{опт}}$, %; $\eta_1 = \eta_2$ - минимальный КПД насоса в рациональной области, % [18]

Зависимость напора от подачи Q — H называется основной характеристикой насоса. По форме основной характеристики все погружные центробежные насосы можно разделить на три типа:

- 1) Характеристика с максимальной точкой;
- 2) Пологопадающая характеристика;
- 3) Крутопадающая характеристика.

По целому ряду причин наихудшими для эксплуатации скважин являются насосы с характеристикой с максимальной точкой, а наилучшими - насосы с пологопадающей характеристикой. Как видно из рисунка 22, потеря напора в рациональной области подач для насосов с характеристикой с максимальной точкой составляет H_1 ; для насосов с пологопадающей характеристикой H_2 ; для насосов с крутопадающей характеристикой - H_3 ; при этом $H_1 > H_3 > H_2$. Таким образом, наименьшая потеря напора в рациональной области работы насоса характерна для насосов с пологопадающей характеристикой, что является их существенным эксплуатационным преимуществом. Паспортные характеристики погружных центробежных насосов, как уже отмечалось, получены при работе на воде. Разнообразие эксплуатационных условий скважин трансформирует водяные характеристики, иногда существенно. Основное влияние на характеристики центробежных насосов оказывают вязкость откачиваемой жидкости и содержание в жидкости свободного газа. В связи с этим обязательным является пересчет характеристики насоса на конкретную скважинную продукцию. [18]

Типы характеристик ЭЦН представлены на рисунке 25.

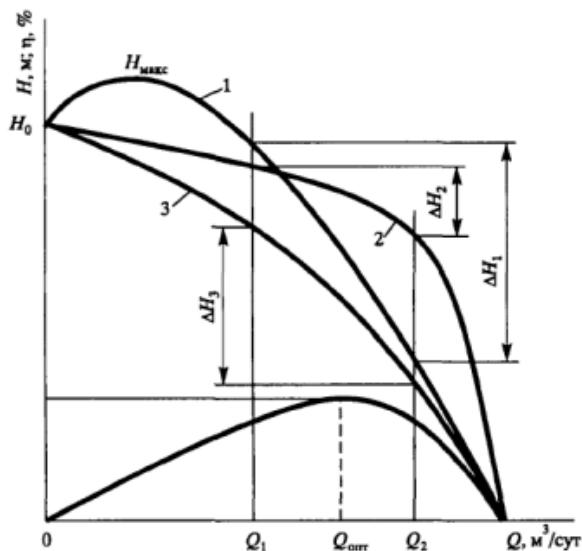


Рисунок 25 – Типы характеристик погружных центробежных насосов: 1 - с максимальной точкой; 2 - пологопадающая; 3 - крутопадающая [18]

Установки УЭЦН имеют условные обозначения для удобства записи (рисунок 26). Пример: УЭЦНМ5-125-1200 ВК02 ТУ 6-06-1486-87.

Где У - установка, Э - привод от погружного двигателя; Ц - центробежный; Н - насос; М - модульный; 5 - группа насоса; 125 - подача, м³/сут; 1200 - напор; ВК - вариант комплектации; 02 - порядковый номер варианта комплектации. Для установок коррозионностойкого исполнения перед обозначением группы насоса добавляется буква «К».

Х	ЭЦН	Х	Х	Х	ХХ	ХХ	Х
Цифра «1» обозначает насос с газосепаратором по ТУ 3665-020-00220440-94, номер модификации по ТУ 3665-026-00220440-96 или варианты конструктивного исполнения по ТУ 3631-025-21945400-97, по ТУ 3631-00217930-004-96 буква Л обозначает завод-изготовитель — «ЛЕМА3», цифра — номер модификации							
Центробежный насос с приводом от погружного электродвигателя							
По ТУ 3631-025-21945400-97 буква А обозначает завод-изготовитель — «АЛНАС», по ТУ 3665-004-00217780-98 буква Д обозначает двухпорность ступени, по остальным ТУ буква М обозначает модульность							
Буквы К, Т и КТ обозначают соответственно коррозионностойкое, теплостойкое или коррозионно-теплостойкое исполнения							
Группа насоса							
Подача насоса, м³/сут							
Напор насоса, м							
Буква Г обозначает насос, эксплуатируемый с газосепаратором по ТУ 3665-026-00220440-96							

Рисунок 26 – Значение шифра УЭЦН [19]

Допустимые параметры перекачиваемых сред без использования газосепараторов, для УЭЦН обычного исполнения следующие:

- Среда - пластовая жидкость (смесь нефти, попутной воды и нефтяного газа);
- Максимальная кинематическая вязкость однофазной жидкости, при которой обеспечивается работа насоса без изменения напора и КПД - $1 \text{ мм}^2/\text{с}$;
- Водородный показатель попутной воды рН 6,0 - 8,5;
- Максимальное массовое содержание твердых частиц - 0,01% (0,1 г/л);
- Микротвердость частиц - не более 5 баллов по Моосу;
- Максимальное содержание попутной воды - 99%;
- Максимальное содержание свободного газа у основания двигателя - 5%, для установок с насосными модулями-сепараторами (по вариантам комплектации) - 55%;
- Максимальная концентрация сероводорода; для установок обычного исполнения - 0,001% (0,01 г/л); для установок коррозионностойкого исполнения - 0,125% (1,25 г/л);
- Температура перекачиваемой жидкости в зоне работы погружного агрегата - не более 90 °С. [10]

2.2 Обоснование изменения режимов эксплуатации скважин в зависимости от интенсивности проявления осложнений

При выводе на режим (ВНР) электроцентробежного насоса основной задачей является недопущение нештатных режимов работы УЭЦН, которые могут привести к ее выходу из строя.

Наиболее распространенные последствия некорректного ВНР - перегрев ПЭД, гидрозащиты, кабельной линии, засорение ЭЦН механическими примесями и солеотложениями, слом вала ЭЦН или других узлов, ранний износ текстолитовых шайб, рабочих колес, выход из строя узла пяты и торцевых уплотнений протектора.

Оптимальный способ ВНР - тот, при котором обеспечивается максимальная или запланированная скорость достижения забойного давления в скважине, при этом оборудование не подвергается нештатным нагрузкам и повышенному тепловому воздействию. [9]

Соблюдение оптимальных нагрузок на УЭЦН обеспечивается за счет непрерывного мониторинга текущих параметров, своевременной корректировки рабочего режима, а также корректной настройки уставок для обеспечения своевременного аварийного отключения УЭЦН.

В процессе запуска и ВНР УЭЦН осуществляется регулярный контроль следующих параметров:

- изменение уровня жидкости в скважине;
- дебит;
- буферное, линейное, затрубное давление;
- обводненность;
- рабочий ток;
- первичное напряжение;
- сопротивление изоляции системы «кабель-ПЭД»;
- приток жидкости из пласта;
- загрузка ПЭД;
- температура ПЭД;
- давление на приеме насоса;
- температура в интервале перфорации;
- температура на выкидной части насоса;
- давление в интервале перфорации;
- давление на выкидной части насоса;
- дебит жидкости на выкидной части насоса;
- вибрация;
- количество взвешенных частиц.

Оценка потребляемой мощности

В момент запуска скважина заполнена жидкостью глушения. Как правило, статический уровень и плотность жидкости глушения (ЖГ) существенно отличается от плотности и ожидаемого динамического уровня пластовой жидкости скважины вышедшей на режим, поэтому при первом пуске УЭЦН работает с неоптимальными подачей и напором, обычно, в правой части рабочего диапазона напорно-расходной характеристики (НРХ). При этом потребляемая мощность насоса, в момент запуска максимальна, а КПД ниже номинального. [9]

Отклонение потребляемой мощности УЭЦН от номинальной зависит от плотности перекачиваемой жидкости по формуле (3):

$$\Delta N_{\text{нас}} = H \cdot Q \cdot (\rho_{\text{жг}} - \rho_{\text{фл}}) / \eta \quad (3)$$

где H - напор;

Q - подача;

η - КПД насоса;

$\rho_{\text{жг}}$ - плотность жидкости глушения;

$\rho_{\text{фл}}$ - плотность флюида.

Длительная работа в режиме максимальной потребляемой мощности возможна только при эффективном охлаждении двигателя потоком пластовой жидкости. При отборе ЖГ из ЭК ПЭД не получает достаточного охлаждения, что обуславливает необходимость его периодических остановок.

При запуске скважины заглушенной тяжелыми жидкостями глушения (с удельным весом более $1,18 \text{ г/см}^3$), рекомендуется выполнять замену жидкости в стволе скважины на жидкость меньшей плотности (в том числе нефть).

При запуске УЭЦН от СУ прямого пуска, пусковые токи ПЭД в несколько раз превышают рабочие. В связи с этим число запусков и остановок УЭЦН желательно свести к минимуму.

Независимо от режима дальнейшей эксплуатации УЭЦН, во время ВНР для ограничения пусковых токов ПЭД предпочтительно использовать станции с частотным регулированием или мягким (плавным) пуском. [9]

2.2.1 Настройка защит в станции управления для предотвращения проявлений осложняющих факторов при выводе на режим и в процессе эксплуатации скважин

Для управления работой и защиты УЭЦН используется станция управления, на которой можно производить регулировку показателей работы ЭЦН, которые формируют режим эксплуатации.

Станция оснащена необходимыми контрольно-измерительными системами, автоматами, всевозможными реле (максимальные, минимальные, промежуточные, реле времени и т.п.). При возникновении нештатных ситуаций срабатывают соответствующие системы защиты, и установка отключается. Станция управления выполнена в металлическом ящике, может устанавливаться на открытом воздухе, но часто размещается в специальной будке. Существует множество разновидностей СУ, выпускаемых как отечественными, так и зарубежными фирмами. Рассмотрим основные возможности и особенности работы СУ на примере станции управления Электон-05 (рисунок 27). [18]



Рисунок 27 – Внешний вид станции управления Электон-05 [18]

Электон-05, как и большинство аналогов, имеет частотно регулируемый привод. Это позволяет, управляя частотой переменного тока

подаваемого на обмотки ПЭД, добиться необходимого оптимального режима работы всей установки. Также присутствуют режимы плавного пуска УЭЦН с последующим увеличением частоты, упомянутый выше режим встряхивания, режимы, предназначенные для расклинки ЭЦН. Все эти режимы позволяют более щадяще эксплуатировать УЭЦН, добиться длительной работы без аварий.

Станции Электон-05 имеют следующие возможности контроля и управления работой УЭЦН.

1. Ручное и автоматическое (дистанционное) включение и отключение установки.

2. Автоматическое включение установки в режиме самозапуска после восстановления подачи напряжения в промышленной сети.

3. Автоматическую работу установки на периодическом режиме (откачка, накопление) по установленной программе с суммарным временем 4 ч.

4. Автоматическое включение и отключение установки в зависимости от давления в выкидном коллекторе при автоматизированных системах группового сбора нефти и газа.

5. Мгновенное отключение установки при коротких замыканиях и при перегрузках по силе тока на 40%, превышающих нормальный рабочий ток.
41

6. Кратковременное отключение на время до 0 сек, при перегрузках ПЭД на 0 % от номинала.

7. Кратковременное (20 сек) отключение при срыве подачи жидкости в насос. Планируя выполнение работы с УЭЦН на разных частотах необходимо учитывать, что при изменении частоты изменяются параметры работы погружного насоса (закон «подобия»), а именно:

- Производительность насоса ЭЦН - изменяется линейно (прямо пропорционально изменению частоты)

Поэтому планируя выполнение работы с УЭЦН на различных частотах необходимо учитывать, что при изменении частоты изменяются параметры работы погружного оборудования, а именно подача насоса ЭЦН - изменяется линейно (прямопропорционально изменению частоты) по формуле (4):

$$Q = Q_{50} \cdot \frac{F}{50} \left(\frac{m^3}{сут} \right) \quad (4)$$

где Q - расчетная подача;

Q_{50} - подача при 50 Гц;

F - расчетная частота.

- Напор насоса ЭЦН - изменяется в квадратичной зависимости (относительно изменения частоты) по формуле (5):

$$H = H_{50} \cdot \left(\frac{F}{50} \right)^2 \quad (м) \quad (5)$$

где H - расчетный напор;

H_{50} - напор при 50 Гц.

- Потребляемая насосом ЭЦН мощность - изменяется в кубической зависимости (относительно изменения частоты) по формуле (6):

$$N = N_{50} \cdot \left(\frac{F}{50} \right)^3 \quad (Вт) \quad (6)$$

где N - расчетная мощность;

N_{50} - мощность при 50 Гц.

- Мощность двигателя ПЭД - изменяется линейно (прямо пропорционально изменению частоты).

Настройка защиты в СУ

Настройка защит выполняется два раза - до и после ВНР, для исключения аварийных режимов работы УЭЦН важно обеспечить корректную настройку уставок в СУ. [9]

Применяемые в СУ УЭЦН типа защит подразделяются на токовые защиты, защиты по напряжению, по давлению на приеме и температуре

пластовой жидкости, сопротивлению изоляции, турбинному вращению.

Защита от перегрузки

Защита от перегрузки необходима для остановки ПЭД при работе с рабочими токами, превышающими номинальные при механическом заклинивании или проскальзывании ротора, вызванной чрезмерной нагрузкой на вал двигателя или недостаточным напряжением питания. ЗП предотвращает перегрев обмотки статора и электропробой ее изоляции. Срабатывание ЗП чаще всего связаны со следующими причинами:

- повышенное содержание КВЧ;
- вынос проппанта после гидроразрыва пласта (ГРП);
- интенсивное солеотложение;
- износ оборудования;
- работа с частотой вращения выше максимальной расчетной для данной УЭЦН;
- работа на жидкостях с удельным весом выше 1г/см^3 ;
- слишком высокое или слишком низкое напряжение питания ПЭД;
- перекос напряжения питания по фазам. [9]

Защита от срыва подачи

В случае снижения притока жидкости из пласта, динамический уровень в скважине опускается до критического значения, при котором развиваемый насосом напор будет недостаточен для преодоления гидростатического давления столба жидкости в НКТ. В этом случае насос срывает подачу - перестает перекачивать жидкость.

Срыв подачи может быть вызван следующими причинами:

- большое содержание свободного газа на приеме ЭЦН;
- засорение НКТ, обратного клапана (ОК) или проточных каналов в насосе;

- неисправность устьевой арматуры или нефтесборных коллекторов;
- снижение уровня жидкости до приема насоса, когда глубина спуска меньше фактически развиваемого насосом напора;
- запуск установки в обратном направлении вращения;
- нарушение трансмиссии между секциями насоса (слом вала, повреждение шлицевого соединения);
- чрезмерное снижение частоты вращения, и вызванное этим падение напора УЭЦН, ниже допустимого для данного динамического уровня.

При срыве подачи ЭЦН КПД равен 0%, а потребляемая мощность не равна 0 кВт. При этом энергия, потребляемая насосом расходуется на нагрев насоса и окружающей его среды, что приводит к плавлению кабеля, нарушение герметичности гидрозащиты, электропробой изоляции обмотки статора ПЭД, ускоренное отложение солей в проточных каналах ЭЦН вплоть до полного их перекрытия.[9]

ЗСП предотвращает длительную работу УЭЦН на холостом ходу. Работа ЗСП основана на контроле потребляемой активной мощности. При работе на холостом ходу потребляемая мощность существенно ниже, чем в номинальном режиме. При достижении уставочного значения активной составляющей тока, СУ отключает УЭЦН,

Надежность срабатывания ЗСП зависит от точности ее настройки. Во избежание некорректной настройки должны быть выполнены следующие условия:

- 1) Подбор оптимального напряжения ПЭД;
- 2) В контроллере СУ произведена корректировка токовых нагрузок по фактическим нагрузкам измеренным на клеммах СУ.

Активация и настройка ЗСП осуществляется до начала ВНР. Значение уставки при этом выставляется на 10% ниже запускового значения загрузки

ПЭД или рабочего тока. Вследствие изменения режима работы УЭЦН и загруженности ПЭД во время ВНР необходим постоянный контроль токовых нагрузок (не менее 2 раз в смену) для оперативной корректировки ЗСП,

После ВНР производится точная настройка ЗСП по методике имитации срыва подачи на открытую задвижку. При этом уставочное значение загрузки должно быть на 5% больше зафиксированного при холостом ходу. [9]

Настройка защиты по давлению

При отборе скважины жидкости глушения после текущего и капитального ремонта скважины (ТКРС), уставку рекомендуется выставлять в соответствии с картой вывода на режим УЭЦН, но не менее 25 атмосфер. По окончании ВНР необходимо откорректировать уставку согласно рекомендованному геологическому службой значению, либо согласно фактическому значению, замеренному при срыве подачи +1 атм. При этом приоритет отдается наибольшему значению из указанных. Давление запуска выставляется на +2 атм больше остановочного. [9]

Настройка защиты по температуре

Защита по температуре необходима для предотвращения плавления кабеля, нарушения герметичности гидрозащиты и предотвращения электропробоя изоляции обмоток статора ПЭД.

Контроль температуры ПЭД ведется автоматически, однако, выставленная защита по температуре ни в коем случае не должна исключать использование защиты по ЗСП и по давлению, которые реагируют на проявление других ОФ. [9]

Настройка защиты от перепадов напряжения в питающей сети

Развиваемый двигателем крутящий момент, скольжение, потребляемый ток, коэффициент мощности находятся в жесткой взаимной зависимости. Данные характеристики приводятся в заводских каталогах на ПЭД.

В случае оснащения СУ вводным автоматическим выключателем с возможностью регулирования номинального тока необходимо выполнить

настройку уставки срабатывания, соответствующую номинальной мощности ПЭД и ее не превышающей значению уставки срабатывания автомата комплектной трансформаторной подстанции (КТП). Номинальный ток рассчитывается по формуле (7):

$$I_{\text{ном}} = N_{\text{пэд.ном}} / (1,73 \cdot U_{\text{л}} \cdot \cos\varphi \cdot \text{КПД}_{\text{пэд.ном}}) \quad (7)$$

где $N_{\text{пэд.ном}}$ - номинальная мощность ПЭД, Вт;

$\text{КПД}_{\text{пэд.ном}}$ - номинальное значение КПД ПЭД;

$U_{\text{л}}$ - напряжение сети, 380 В;

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности, характеризующий линейные и нелинейные искажения, вносимые нагрузкой в электросеть и определяется как отношение активной и полной мощности $\cos\varphi = P/S$. [9]

Настройка защиты от дисбаланса напряжений

ПЭД является асинхронной электрической машиной, питающейся от трехфазной сети переменного тока. Магнитное поле статора создается фазными обмотками из медного провода, размещенного в пазах статора под азимутальным углом 120 градусов относительно друг друга. Для устойчивой работы двигателя необходимо, что напряжение, подаваемой на каждую фазу, было одинаковым. В случае существенного отличия напряжения в фазах обмотки статора, создаваемое ими магнитное поле будет неодинаковым, что может привести к крутильным колебаниям, снижению крутящего момента ротора и даже его остановке.

В СУ УЭЦН предусмотрена защита двигателя от дисбаланса напряжения по фазам, которая сравнивает действительных значения входного напряжения между тремя фазами.

Настройка защиты от дисбаланса тока

При эксплуатации исправного ПЭД дисбаланс токов по обмоткам не должен выходить за установленные пределы.

Отклонения рабочего тока по фазам при отсутствии перекоса напряжений говорит о наличии повреждения обмотки одной или двух фаз.

Как правило, это связано с повреждением изоляции обмоточного провода и возникновением межфазного и однофазного замыкания на корпус очень высоки и приводят к мгновенному срабатыванию ЗП. В случае слабых утечек, не связанных с возгоранием дуги, снижается общее сопротивление изоляции системы.

Следствием межвиткового замыкания является снижение магнитной индукции в статоре по одной из фаз, снижение КПД ПЭД, крутильные колебания в роторе, перегрев, общее снижение сопротивления изоляции ПЭД в случае наличия контакта с корпусом.

В СУ УЭЦН предусмотрена защита двигателя от дисбаланса тока по фазам, которая сравнивает действительные значения рабочего тока между тремя фазами. [9]

Настройка защиты от низкого сопротивления системы «ТМПН-кабель-ПЭД»

Защита от низкого сопротивления системы предназначена для предотвращения длительного короткого замыкания токоведущих частей на «землю» с образованием электрической дуги. Снижение сопротивления изоляции системы до 30 кОм - значения близкого к электропробою, является сигналом для прекращения подачи напряжения на ПЭД. Данное значение зашито в аппаратное программное обеспечение (ПО) и не подлежит изменению оператором. [9]

Настройка защиты от турбинного вращения

Защита от турбинного вращения предназначена для предотвращения запуска УЭЦН при сливе жидкости из НКТ. Обратный приток жидкости раскручивает ЭЦН в направлении противоположном рабочему. При этом скорость вращения и момент инерции достаточно велики и при попытке запуска возможны перегрузка по току и слом вала одного из узлов УЭЦН. [9]

Во всех современных СУ предусмотрена защита от запуска во время

турбинного вращения УЭЦН. Для СУ прямого пуска значение уставки задается равным 5 Гц.

Рассмотрим режимы разгонов ПЭД позволяют осуществить запуск электродвигателя при нормальных и осложненных условиях (при клинах):

1) Режим разгона «Плавный»

В этом режиме изменение частоты происходит равномерно с заданным темпом, как показано на рисунке 28.

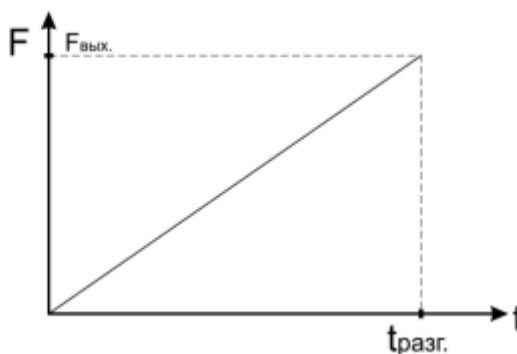


Рисунок 28 – Изменение выходной частоты в режиме разгона «Плавный» [9]

2) Режим разгона «С синхронизацией»

Режим синхронизации рекомендуется использовать при «тяжелых» пусках ПЭД. В данном режиме пуск ПЭД осуществляется с минимальной частоты, а при достижении выходной частотой значения уставки «частота синхрониз.». В этом режиме увеличение частоты на выходе падение частоты происходит с заданным темпом до некоторого значения (частота синхронизации), поддерживается в течение некоторого времени, затем увеличение частоты продолжается с прежним темпом до конечного значения. Таким образом, полное время достижения заданной частоты будет равно сумме времени разгона и синхронизации, как показано на рисунке 29.

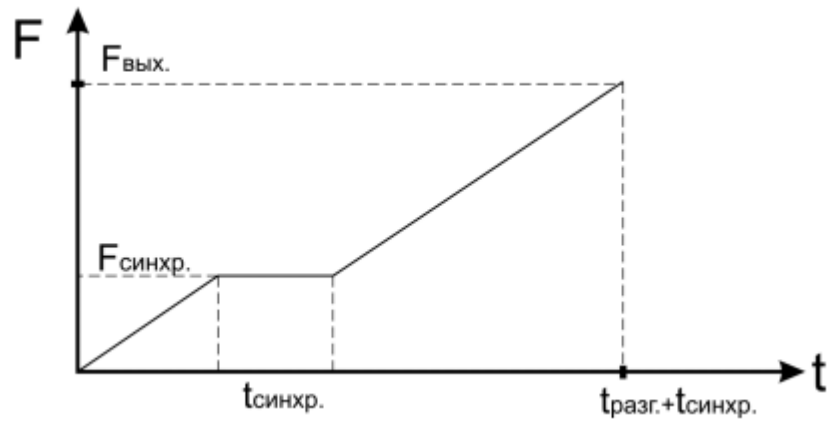


Рисунок 29 – Изменение выходной частоты в режиме разгона «С синхронизацией» [9]

3) Режим разгона «Толчковый»

Толчковый режим используется для работы на нагрузку с большим пусковым моментом. В этом режиме увеличение частоты на выходе падение частоты происходит с заданным темпом до значения уставки «ТОЛЧКОВАЯ ЧАСТОТА» $F_{\text{толч.}}$, затем напряжение на выходе увеличивается до значения, заданного уставкой «НАПРЯЖЕНИЕ ТОЛЧКА» $U_{\text{толч.}}$, (напряжение толчков в процентах от напряжения, соответствующего данной частоте по характеристике U/F). Время действия повышенного напряжения определяется частотой толчков (десять периодов), количество толчков задается уставкой «КОЛ-ВО ТОЛЧКОВ». Характер изменения выходного напряжения и частоты в режиме разгона «толчковый» показан на рисунке 27.

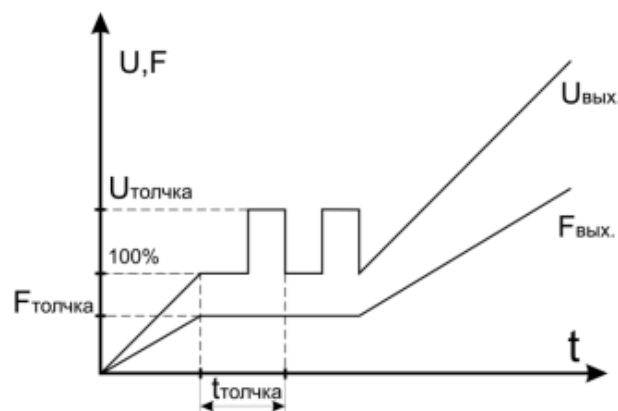


Рисунок 27 – Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «Толчковый» [9]

4) Режим разгона «С раскачкой»

Режим раскачки используется для запуска ПЭД с заклиненным ротором. В этом режиме разгона ПЭД запускается сначала в прямом направлении, затем в обратном и снова в прямом. Изменение выходной частоты происходит с темпом, определяемым уставкой «ТЕМП РАЗГОНА» меню «НАСТРОЙКИ ПЧ», время разгона в прямом или обратном направлении и время торможения до нулевой выходной частоты составляет десять периодов частоты толчка. Один цикл раскачки состоит из разгона двигателя в прямом направлении, торможения, разгона в обратном направлении и торможения, количество циклов задается уставкой «КОЛИЧЕСТВО ТОЛЧКОВ». Напряжение при разгоне в прямом и обратном направлении изменяется линейно от нуля до значения, заданного уставкой «НАПРЯЖЕНИЕ ТОЛЧКА». Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме раскачки показано на рисунке 30.

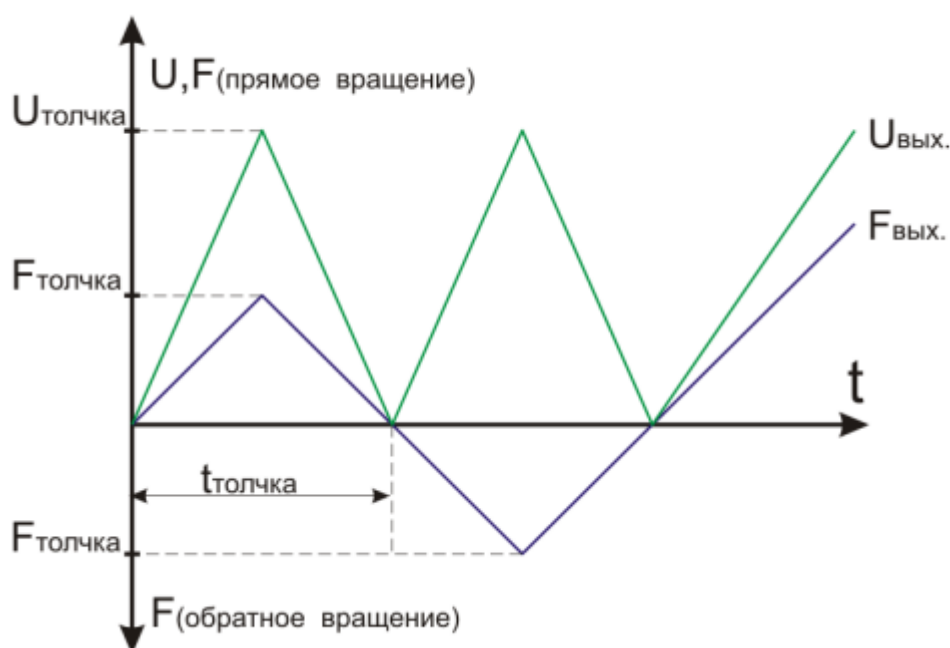


Рисунок 30 – Изменение выходного напряжения и частоты в режиме разгона «С раскачкой» [9]

5) Режим «Встряхивания»

Режим встряхивания используется для предотвращения отложений на рабочих органах погружного насоса. Режим встряхивания представляет собой серии изменений частоты вращения УЭЦН, повторяющиеся с заданным периодом. При работе в данном режиме производится резкое, с заданным темпом, изменение выходной частоты от заданной частоты $F_{зад.}$, до частоты F_1 , работа на частоте F_1 в течение заданного времени $T_{встрях.}$, затем изменение с заданным темпом частоты с F_1 до F_2 , работа на частоте F_2 в течение заданного времени $T_{встрях.}$ ($T_{встрях.}$ принимается равным значению уставки «НЕДОГРУЗ ПЭД ПУСК.ВРЕМЯ»), затем производится изменение частоты до рабочей и дальнейшая работа на $F_{рабочая}$. Процесс изменения частоты от F_1 до F_2 повторяется до тех пор, пока не будет выполнено заданное количество встряхиваний $N_{встрх.}$. После завершения цикла встряхиваний производится плавное изменение частоты до рабочей. Изменение выходной частоты СУ при работе в режиме встряхивания показано на рисунке 31.

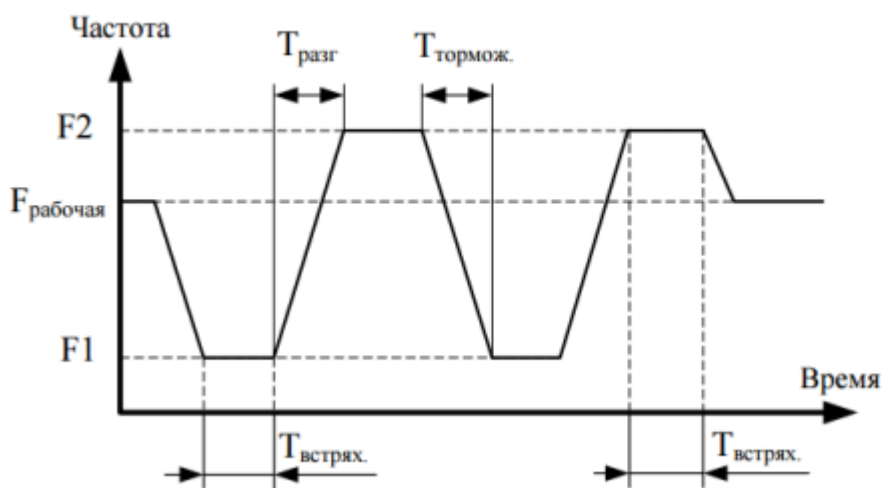


Рисунок 31 – Работа станции управления в режиме встряхивания, $N_{встрх.}=2$ [9]

2.2.2 Методология защиты и борьбы с солеотложениями

Для защиты от солеотложений необходимо:

- 1) Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в различных формах (товарной, в растворителях (лето/зима)) в затруб через скважинную установку дозирования реагентов (СУДР);
- 2) Постоянное дозирование ингибитора солеотложений в товарной форме на прием насоса по импульсной трубке;
- 3) Периодическое дозирование ингибитора солеотложений в затруб в различных формах (товарной, в водном растворе);
- 4) Задавка ингибитора солеотложений в пласт под давлением (технология SQUEEZE-соли) в том числе в составе раствора глушения;
- 5) Задавка ингибитора солеотложений в пласт в составе кислотных растворителей при обработке призабойной зоны (ОПЗ) (технология SQUEEZE-ОПЗ);
- 6) Задавка ингибитора солеотложений в пласт при ГРП (технология с жидкостью ГРП (ScaleFrac), с проппантом при ГРП (ScaleProp));
- 7) Защита на ВНР (ингибирование, снижение pH кислотными составами, замещение тяжелых растворов глушения);
- 8) Внутрискважинный контейнер с ингибитором солеотложений (управляемый, не управляемый);
- 9) Капсулированный ингибитор солеотложений, размещенный в зумпф скважины;
- 10) Электро-волновой излучатель;
- 11) УЭЦН с рабочими органами и направляющими аппаратами, не склонными к отложению солей. [8]

Примеры внутрискважинных контейнеров с ингибитором солеотложений представлен на рисунке 32.



Рисунок 32 – Внешний вид внутрискважинных контейнеров с ингибитором солеотложений управляемого типа [8]

Основные параметры внутрискважинных контейнеров (установок дозирования химических реагентов (УДХ, УДХМ) с ингибитором солеотложений представлены в таблице 2.

Таблица 2 — Основные параметры внутрискважинных контейнеров с ингибитором солеотложений [8]

Основные параметры	Значение параметра		
	УДХ	УДХМ	УДХС (СУДР)
Производительность насоса дозатора, л/ч	0,4-6300		0,04-4,0
Рабочее давление насоса -дозатора, кг/см ² , не более	2,5-400		1-25
Вязкость дозируемой среды, сСт	Не более 800		
Температура дозируемой среды, °С	От +20 до +60		От 0 до +70
Объем расходного бака, м ³	От 1 до 16		От 0,2 до 1
Мощность энергообогревателей расходного бака, кВт	8,0		2,0
Установленная мощность, кВт, не более	17,0		3,2
Габариты мм, не более	3260x3110x2525		3200x1400x1750
Масса, кг	3500		900
Рабочая среда	Химреагенты	Метанол	Химреагенты

Конструктивные особенности рабочих органов низкоадгезионных ЭЦН представлены на рисунке 33.

Конструктивные особенности РО низкоадгезионных ЭЦН



Материал рабочих органов ЭЦН

РО	Серия ЭЦН		
	«СТАНДАРТ»	«НОРМА»	«КОМБИ»
АН	металл*	металл*	Проточная часть АН – ПКМ Стакан АН – металл*
КР	металл*	ПКМ	ПКМ



* - Металлопорошок; Серый чугун; Нирезист – в зависимости от исполнения ЭЦН

Рисунок 33 – Конструктивные особенности рабочих органов низкоадгезионных электроцентробежных насосов (АН - аппарат направляющий, ПКМ - полимерный композиционный материал, КР - крышка ротора) [8]

Эффективность применения ЭЦН с рабочими органами не склонными к солеотложению представлена в таблице 3, а также на рисунке 34.

Таблица 3 — Эффективность применения ЭЦН с рабочими органами не склонными к солеотложению [8]

Тип солей	Количество защищенных скважин, 2017		
	Всего	Количество отказов по ОФ	Эффективность (%)
Карбонатный	329	11	97%
Сульфатный (бариты)	7	3	57%
Итого	336	14	96%

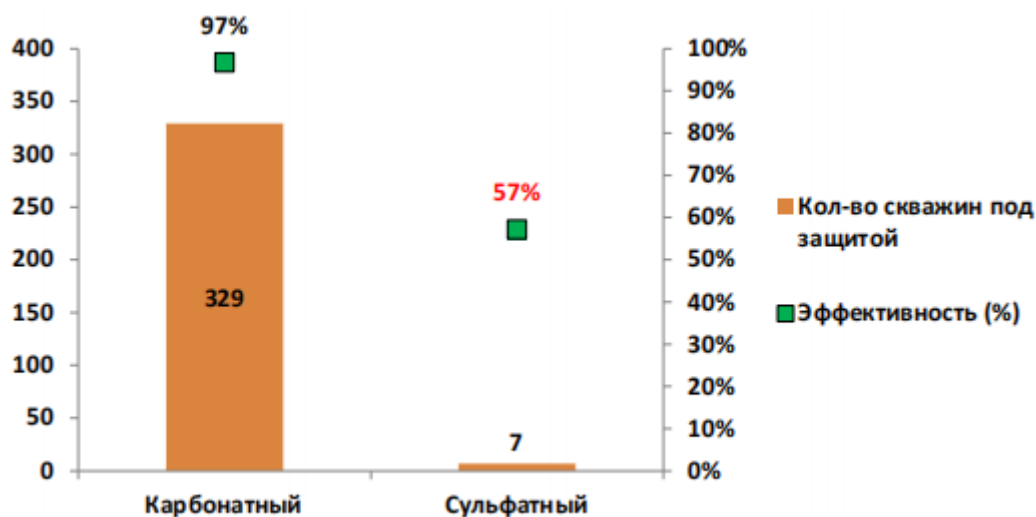


Рисунок 34 – Эффективность электроцентробежных насосов с рабочими органами не склонными к солеотложению [8]

Выводы по методологии борьбы с коррозией с помощью специальных покрытий

1. Общая эффективность технологии за 2017 год составила 96%.
2. У покрытий низкая эффективность защиты от сульфатных солей - 57%.
3. Отработка рабочих органов ЭЦН в среднем составляет 20-25%.
4. Данные технологии применяются в дочерних компаниях ООО «Роснефть».

Другой технологией для предупреждения солеотложений является использование резонансно-волнового комплекса (РВК) в компоновке УЭЦН,

Принцип подключения погружной электродвигатель - телеметрическая система (ТМС) - резонансно волновой комплекс - представлен на рисунке 35.

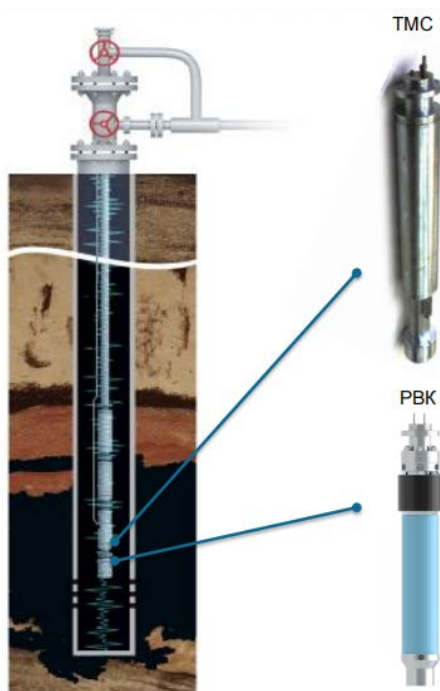


Рисунок 35 – Расположение и принцип подключения телеметрической системы и резонансно-волнового комплекса [8]

ТМС подключается к основанию ПЭД. Питание ТМС получает от нулевой точки осуществляет транзит питания от статорной обмотки ПЭД к РВК. ТМС осуществляет интеллектуальное управление РВК.

Эффективность применения РВК представлена в таблице 4 и отражена на рисунке 36.

Таблица 4 — Эффективность применения ЭЦН с рабочими органами не склонными к солеотложению [8]

Тип солей	Количество защищенных скважин, 2017				
	Всего	Количество отказов приборов	Количество отказов по ОФ без учета отказавших приборов	Эффективность (%)	
				С учетом отказа приборов	Без учета отказов приборов
Карбонатный	26	4	1	81	96
Сульфатный	9	1	0	89	100
Галиты	1	0	1	0	0
Итого	36	5	2	81	94

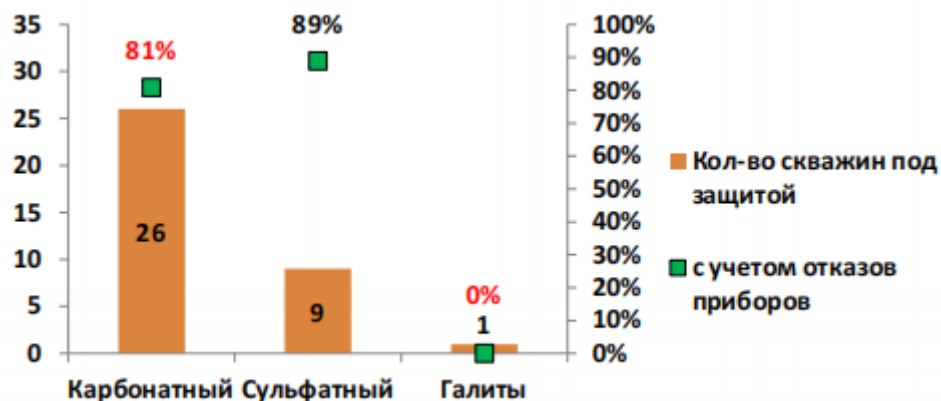


Рисунок 36 – Эффективность использования резонансно-волнового комплекса [8]

Выводы по методологии борьбы с солеотложениями с помощью РВК:

1. Общая эффективность технологии за 2017 год составила 81%.
2. Эффективность без учета отказавших приборов составила 94%.
3. Заниженная эффективность связана с отказами приборов по электрочасти.
4. Применяется данная технология в дочерних компаниях ООО «Роснефть».
5. На данный момент существует на рынке три поставщика РВК. Компании Пилот, Эталон и Борец.
6. Технология продолжает развиваться как в направлении надежности оборудования, так и увеличения эффективности мощности прибора.

Методы удаления солеотложений:

1. Периодические промывки ГНО растворителем солеотложений (кислотного состава);
 2. Кислотные ванны для очистки НКТ и зоны перфорации;
 3. Применений инструментов КРС (скрепер, райбер и др);
- Методы удаления солевого слоя должны быть быстрыми, эффективными и не деструктивными по отношению к скважинному оборудованию и среде пласта. [8]

2.2.3 Методология защиты и борьбы с коррозией

Методами предупреждения коррозионной активности являются:

- 1) Правильный выбор источника и организация подготовки водоснабжения для системы поддержания пластового давления (закачка воды из водоносного горизонта, закачка подтоварной воды);
- 2) Предупреждение смешивания различных типов вод - сероводородсодержащие с не содержащими сероводород в своем составе;
- 3) Создание стабильных термодинамических условий работы оборудования;
- 4) Одновременно-раздельная эксплуатация (ОРЭ), одновременно-раздельная закачка (ОРЗ);
- 5) Использование закрытых систем сбора при добыче и переработке нефти.

Методы защиты от коррозионной активности:

- 1) Задавка ингибитора коррозии в пласт под давлением (технология SQUEEZE-коррозия);
- 2) Капсулированный ингибитор коррозии, размещенный в зумпф скважины;
- 3) Управляемый и неуправляемый внутрискважинный контейнер с ингибитором коррозии;
- 4) НКТ с внутренним покрытием всей подвески или стеклопластиковые НКТ;
- 5) НКТ с хромом 100% вся подвеска;
- 6) ПЭД с защитным антикоррозионным покрытием;
- 7) ПЭД из нержавеющей стали или содержанием хрома от 9%;
- 8) УЭЦН из полимерных композитных материалов;
- 9) УЭЦН в коррозионностойком исполнении;
- 10) Внутрискважинные протекторы коррозии из сплавов металлов. [8]

Методы удаления коррозии

К методам удаления коррозии при эксплуатации УЭЦН будут относиться замена отказавшего или поврежденного узла погружного или наземного оборудования и внутрискважинный ремонт ЭК.

Важные характеристики НКТ с покрытием:

- ✓ Толщина покрытия;
- ✓ Диэлектрическая сплошность покрытия;
- ✓ Адгезия;
- ✓ Шероховатость;
- ✓ Твердость и ударопрочность;
- ✓ Износостойкость, в том числе к абразивному износу;
- ✓ Температурный диапазон;
- ✓ Стойкость к кислотам и щелочам;
- ✓ Наличие защиты nipple'ной части;
- ✓ Ремонтопригодность покрытия.

Пример силикато-эмалевого покрытия представлен на рисунке 37.



Рисунок 37 – Силикато-эмалевое покрытие в полости насосно-компрессорной трубы и в nipple'ной части [8]

Эффективность применения НКТ с покрытием на коррозионном фонде представлена в таблице 5.

Таблица 5 — Количество защищенных скважин при применении различных типов покрытия на коррозионном фонде [8]

Тип покрытия	Количество защищенных скважин, 2017		
	Всего	Кол-во отказов по коррозии НКТ	Эффективность (%)
Полиуретановое (тип 1)	57	0	100%
Эпоксидное (тип 2)	894	46	95%
Эпоксидно-наволочное (тип 3)	175	0	100%
Силикато-эмалевое (тип 4)	8	2	75%
Итого	1134	48	96%

Вывод по методологии борьбы с коррозией:

1. Общая эффективность применения покрытия для НКТ на коррозионном фонде составила за 2017 год 96%, данная эффективность графически отражена на рисунке 38.

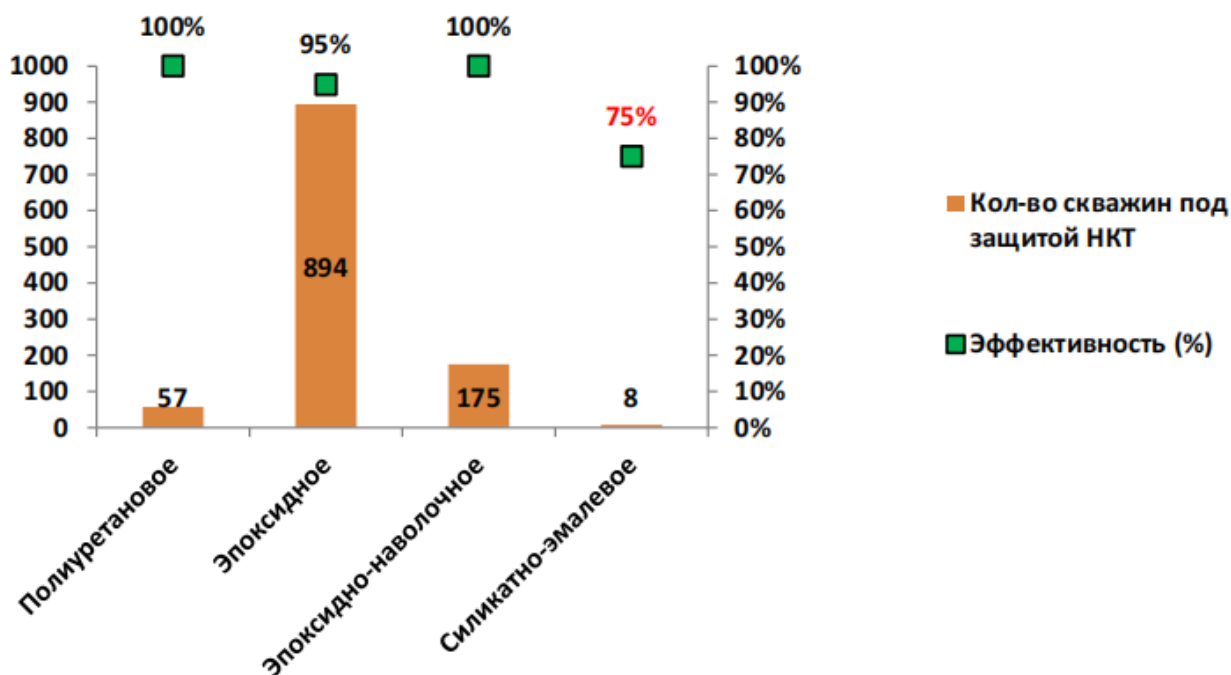


Рисунок 38 – Эффективность применения насосно-компрессорных труб с покрытием на коррозионном фонде [8]

2. Основная часть отказов произошла по незащищенной ниппельной части НКТ.

3. Самая низкая эффективность показала НКТ с силикато-эмалевым покрытием.

4. Защита ниппельной части стримерами снижает эрозионное воздействие, но не защищает от коррозии.

5. Отбраковка НКТ с покрытием в среднем по компании за 2017 год не превышает 5%. [8]

2.2.4 Методология защиты и борьбы с эрозией

Мероприятия по предупреждению эрозии насосного оборудования состоят из следующих направлений:

- 1) Снижение абразивной агрессивности продукции путем снижения скорости потока;
- 2) Снижение объема выноса абразивных частиц - снижение КВЧ;
- 3) Повышение надежности оборудования - применения ЭЦН и ПЭД в специальном (износостойком) исполнении.

Методы предупреждения эрозии:

- Увеличение диаметра НКТ или уменьшение диаметра ПЭД (в рамках технических ограничений);
- Снижение депрессии на пласт (необходимо экономическое обоснование);
- Скважинные фильтры (проволочные, щелевые, микропоровые), устанавливаемые во время бурения как элемент заканчивания скважин;
- Проектирование работы УЭЦН со скоростью вращения не превышающей 29-30 об/мин (частота питающего тока 50 Гц);
- Крепление призабойной зоны скважины (ПЗС).

Также следует отметить, что, в ряде случаев, механическое нарушение металла может служить базой для развития коррозионных процессов, а совместное воздействие эрозии и коррозии ускоряет разрушение в десятки

раз. [8]

Методы защиты от эрозии:

- Фильтры и сепараторы механических примесей;
- НКТ с внутренним покрытием 100% всей подвески (тип 3,4);
- НКТ с хромом 100% всей подвески;
- Внутрискважинные протекторы из полимерных материалов для защиты резьбовых соединений НКТ;
- ПЭД с защитным покрытием (высокоскоростное газопламенное напыление);
- ПЭД из нержавеющей стали или с содержанием хрома от 9%;
- Установка центратора ПЭД в ЭК;
- УЭЦН в коррозионно-износостойком исполнении гр.НЗ;
- УЭЦН в специальном исполнении с упрочненными рабочими органами и направляющими аппаратами.

Эффективность применения НКТ с эпоксидным покрытием на эрозионном фонде представлена в таблице 6, а эффективность представлена на рисунке 39.

Таблица 6 — Количество защищенных скважин при применении различных типов покрытия на эрозионном фонде [8]

Тип покрытия	Количество защищенных скважин, 2017		
	Всего	Кол-во отказов по эрозии НКТ	Эффективность (%)
Эпоксидное	98	9	91%
Эпоксидно-наволочное	8	0	100%
Итого	106	9	92%

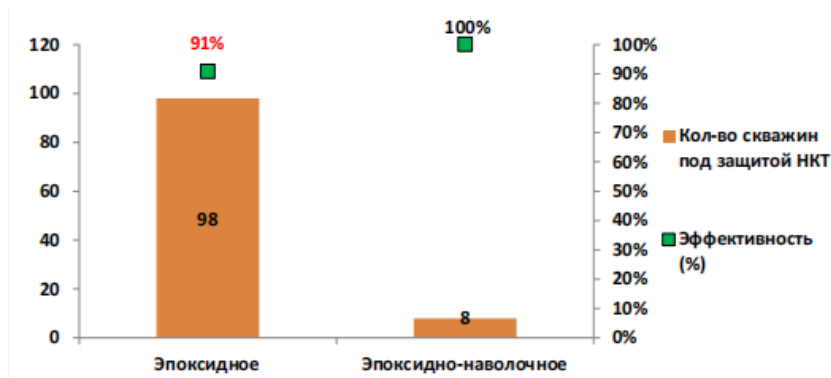


Рисунок 39 – Эффективность применения насосно-компрессорных труб с покрытием на эрозионном фонде [8]

Выводы по методологии борьбы с эрозией при помощи эпоксидного покрытия:

1. Общая эффективность технологии за 2017 год составила 92%.
2. Основная часть отказов произошла по незащищенной ниппельной части НКТ.
3. Защита ниппельной части вставками отлично справляется с эрозионной агрессивностью сглаживая поток.
4. Применяется в дочерних компаниях ООО «Роснефть».

Эффективность применения НКТ хром 13% на эрозионном фонде представлена в таблице 7, а эффективность представлена на рисунке 40. [8]

Таблица 7 — Количество защищенных скважин при применении различных типов покрытия на эрозионном фонде при применении НКТ хром 13% [8]

Тип покрытия	Количество защищенных скважин, 2017		
	Всего	Кол-во отказов по эрозии НКТ	Эффективность (%)
Коррозия CO ₂	180	0	100%
Эрозия	192	0	100%
Итого	372	0	100%

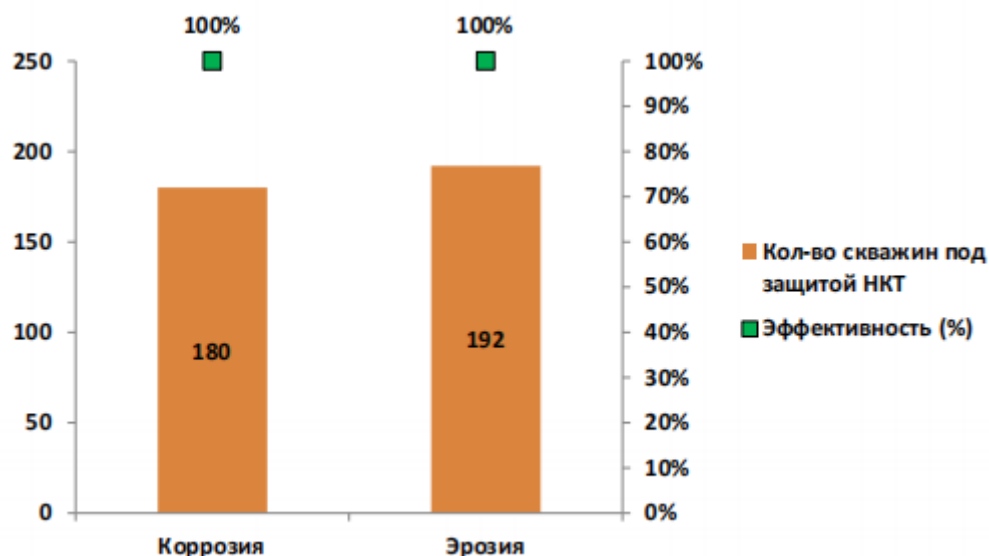


Рисунок 40 – Эффективность применения насосно-компрессорных труб хром 13% на эрозионном фонде [8]

Выводы по методологии борьбы с эрозией при применении НКТ хром 13%:

1. Общая эффективность технологии за 2017 год составила 100%.
2. Отказы по НКТ хром 13% отсутствуют.
3. НКТ хром 13% применяется в дочерних компаниях ООО «Роснефть».

Риски - НКТ хром 13% является нестойкими к кислотному воздействию HCL.

2.2.5 Методология защиты и борьбы с механическими примесями

Методы предупреждения выноса механических примесей:

- Крепление слабосцементированных пород пласта химически связывающими реагентами;
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта барьерами, созданными в процессе химической реакции;
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта барьерами, созданными при операции ГРП;
- Предотвращение выноса механических примесей из пласта насыпаемыми барьерами (проппант, гравий);

- Скважинные фильтры (проволочные, щелевые, микропоровые), устанавливаемые во время бурения как элемент заканчивания скважин.

Методы защиты от механических примесей:

- Стационарные фильтры, устанавливаемые при ТКРС на пакере;
- Насосный фильтр, устанавливаемый на ГНО (Ф-2,3,4);
- Сепаратор механических примесей (десендер), для ГНО (Ф-5);
- ЭЦН с увеличенными проходными каналами;
- ЭЦН со ступенями открытого типа. [8]

Методы удаления механических примесей:

- Подготовка скважин при ТКРС путем очистки зумпфа;
- Доливы в затруб скважины водных растворов с химическими реагентами для промывки ГНО от механических примесей;
- Промывки ГНО технологической жидкостью для удаления механических примесей с ГНО;
- Кислотные обработки ПЗП и ГНО для удаления залипания и гидроокислов железа.

Виды фильтров и сепараторов песка (десендеров):

1. Проволочный;
2. Щелевой;
3. Проволочные проницаемые материалы;
4. Дисковый;
5. Пенометаллический

Преимущества и недостатки фильтров:

- Период действия;
- Площадь фильтрации;
- Размер частиц;
- Повторное использование и ремонтпригодность;
- Место установки.

Виды сепараторов механических примесей (десендеров) представлены на рисунке 41:

1. Гравитационного принципа;
2. Инерционно-гравитационного принципа (в некоторых конструкциях добавляют гидроциклон);
3. Центробежного типа.

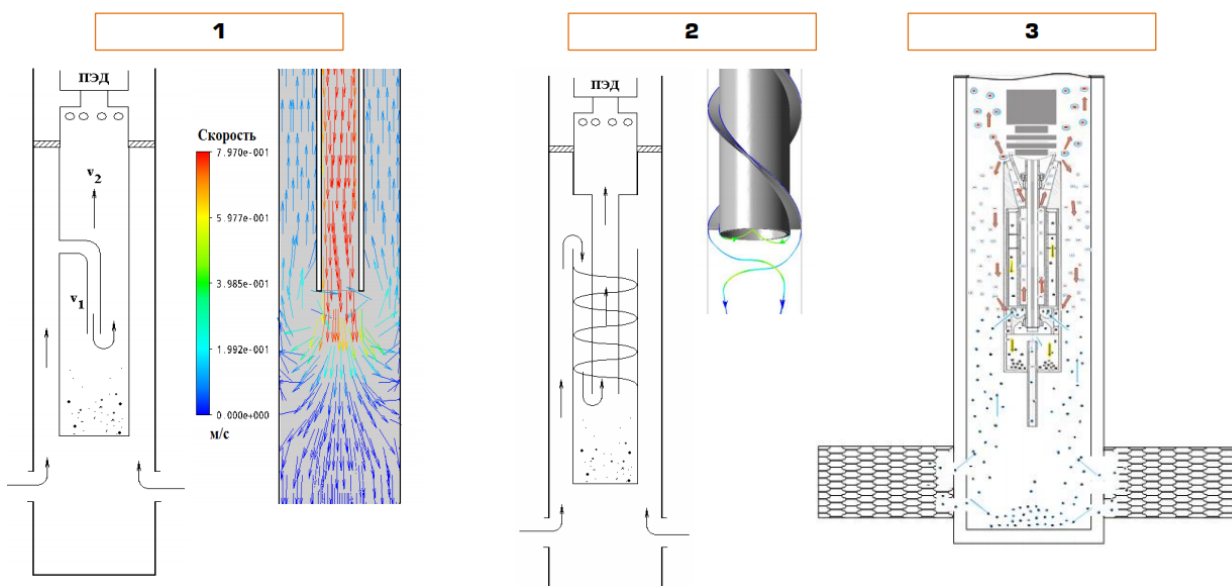


Рисунок 41 – Виды и принцип действия сепараторов механических примесей (десендеров) [8]

Варианты установки фильтров от механических примесей в компоновке ЭЦН представлены на рисунке 42.

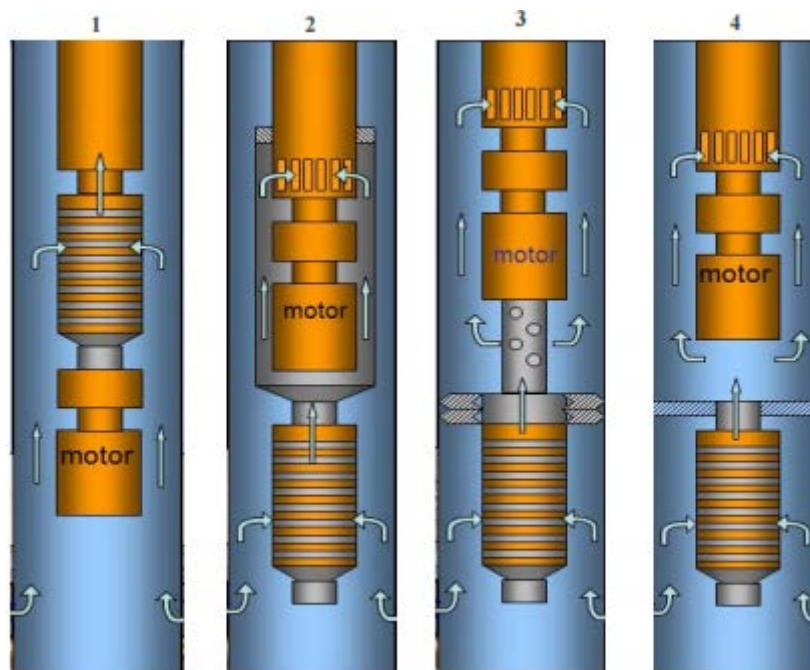


Рисунок 42 – Варианты установки фильтров от механических примесей. 1 - фильтр на месте приема насоса; 2 - фильтр на кожухе; 3 - фильтр под погружным электродвигателем с уплотнительными манжетами; 4 - фильтр на пакере [8]

2.2.6 Методология защиты и борьбы с асфальто-смолистыми парафиноотложениями

Методом предупреждения АСПО является подбор соответствующего режима работ скважин в диапазоне $P_{заб}$, T , $Q_{ж}$ (без риска образования АСПО).

Методы защиты от АСПО:

- Различные способы ингибирования с применением ингибиторов и растворителей АСПО;
- Внутрискважинный контейнер с ингибитором АСПО;
- Греющий кабель (с наружным креплением на НКТ);
- Греющий кабель (с внутренним расположением в НКТ);
- Индукционный приточный нагреватель жидкости (в составе подвески НКТ);
- Индукционный или резистивный нагреватель жидкости расположенный на приеме насоса;

- НКТ с внутренним покрытием (разрешается спускать только часть подвески);

- Электро-волновой излучатель. [8]

Эффективность применения НКТ с покрытием на фонде АСПО

Основной задачей применения НКТ с покрытием является предотвращение отложений АСПО в лифте НКТ.

Основные характеристики НКТ с покрытием:

1) Шероховатость поверхности покрытия;

2) Гидрофильность покрытия.

Типы шероховатости некоторых НКТ:

1. НКТ корродированная - 70-90 мкм;

2. НКТ хро 13% новая - 50-60 мкм;

3. НКТ черная - 20-45 мкм;

4. НКТ с покрытием - 2-15 мкм.

Эффективность применения НКТ с покрытием на фонде АСПО представлена в таблице 8 и на рисунке 43.

Таблица 8 - Количество защищенных скважин при применении различных типов покрытия на фонде с АСПО за 2017 год [8]

Тип покрытия	Количество защищенных скважин, 2017 год			
	Всего	Эффективных	Условно эффективных	Не эффективных
Полиуретановое	152	152	0	0
%		100%	0%	0%
Эпоксидное	617	603	9	5
%		98%	1%	1%
Эпоксидно-наволочное	67	62	1	1
%		93%	1%	1%
Силикатно-жмалевое	188	1	0	0
%		1%	0%	0%
Итого	1024	818	200	6
%		80%	20%	1%

Общая эффективность НКТ с покрытием

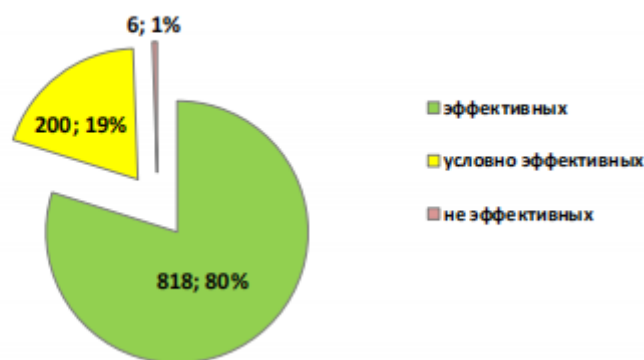


Рисунок 43 – Общая эффективность применения насосно-компрессорных труб с покрытием на фонде с АСПО [8]

Выводы по методологии борьбы с АСПО при применении НКТ с различным покрытием:

1. Эффективность НКТ с покрытием без силикатно-эмалевого покрытия составила 98%;

2. Общая эффективность применения НКТ с покрытием составила 80%.

Эффективность применения греющего кабеля с на фонде АСПО с внутренним и внешним расположением в НКТ представлены в таблицах 9,10 и отражены на рисунках 44, 45.

Таблица 9 - Количество защищенных скважин при применении греющего кабеля с внутренним расположением в насосно-компрессорных трубах на фонде с АСПО за 2017 год [8]

Греющий кабель (с внутренним расположением в НКТ)	Количество защищенных скважин, 2017 год			
	Всего	Эффективных	Условно эффективных	Не эффективных
АСПО	61	51	10	0
%		84%	16%	0%



Рисунок 44 – Эффективность применения греющего кабеля с внутренним расположением в НКТ на фонде с АСПО [8]

Таблица 10 - Количество защищенных скважин при применении греющего кабеля с внешним расположением в насосно-компрессорных трубах на фонде с АСПО за 2017 год [8]

Греющий кабель (с внутренним расположением в НКТ)	Количество защищенных скважин, 2017 год			
	Всего	Эффективных	Условно эффективных	Не эффективных
АСПО	44	39	5	0
%		89%	11%	0%



Рисунок 45 – Эффективность применения греющего кабеля с внешним расположением в НКТ на фонде с АСПО [8]

Выводы по методологии борьбы с АСПО при применении греющего кабеля во внешней и внутренней части НКТ:

1. Общая эффективность технологии греющего кабеля с внутренним расположением в НКТ составила 84%, а с внешним расположением - 89%;

2. Условно эффективные скважины при использовании греющего кабеля с внутренним расположением отмечены только в АО «Самаранефтегаз» (есть необходимость периодических промывок), условно эффективные скважины при использовании греющего кабеля с внешним расположением отмечены по ООО «Таас-Юрх Нефтегазодобыча» и АО «Самаранефтегаз» (есть необходимость периодических обработок);

3. Внутреннее расположение кабеля - в ООО «Башнефть-Полюс», ООО «Ставропольнефтегаз» и АО «Оренбургнефть» все 51 скважина работают эффективно, внешнее расположение кабеля - в ПАО «Варьеннефтегаз» все 39 скважин работают эффективно.

Методы удаления АСПО:

- Скребоквание НКТ ручными лебедками;
- Скребоквание НКТ силами передвижных лебедок (подрядчик по сервису);
- Скребоквание НКТ автоматическими механизмами депарафинизации скважин (лебедка Сулейманова);
- Периодическая термическая обработка с применением агрегата депарафинизации скважин (АДПН) горячей водой;
- Периодическая термическая обработка с применением передвижной паровой установки (ППУ) горячим паром;
- Периодическая промывка с применением углеводородных растворителей АСПО;
- Периодическая промывка с применением водных растворов с поверхностно-активными веществами (ПАВ). [8]

2.2.7 Методология защиты и борьбы с высоким значением газового фактора

Методы предупреждения влияния высокого газового фактора:

- Периодическая эксплуатация УЭЦН;

- Снижение депрессии на пласт (необходимо экономическое обоснование);

Методы защиты от влияния высокого газового фактора:

- Применение газосепараторов, диспергаторов в составе УЭЦН;
- УЭЦН специального исполнения для работы в условиях высокого газового фактора (мультифазные насосы);
- СУ со специальным программным продуктом по обеспечению работы УЭЦН в условиях высокого газового фактора;
- Применение в составе комплекта ГНО дополнительного оборудования: перепускные клапана, отвод газа из затруба и др;
- Спуск насоса ниже интервала перфорации;
- Спуск насоса конической сборки. [8]

2.2.8 Методология защиты и борьбы с высоким значением вязкости нефти

Методы борьбы с осложняющим фактором от данного осложняющего фактора сводятся к снижению вязкости перекачиваемого флюида с помощью химических и термических методов.

Методы предупреждения влияния высокой вязкости нефти:

- К таким методам можно отнести любые методы теплового воздействия на пласт высоковязкой нефти (например: постоянная закачка в пласт горячих агентов через паронагнетательную скважину);
- Подбор способа эксплуатации.

Методы защиты от влияния высокой вязкости:

- Различные способы ингибирования с применением растворителей или ингибиторов по понижению вязкости;
- Применений греющего кабеля с различными способами крепления в НКТ;

- Различные устройства нагрева жидкости в скважине (индукционные, резистивные);
- Постоянная закачка в скважину горячих агентов по двухлифтовой колонне;
- НКТ с внутренним покрытием. [8]

2.2.9 Методология борьбы со снижением сопротивления изоляции системы «кабельная линия - погружной электродвигатель»

Вывод из строя установок электроцентробежных установок по причине снижения изоляции ($R - 0$) зачастую происходит из-за воздействия на систему повышенной температуры и коррозионной среды. Целесообразно использовать кабель в коррозионностойком и термостойком исполнении до 300 °С.

Для снижения коррозионной активности газодонефтяной эмульсии целесообразно использовать ингибиторы коррозии. Ингибитор коррозии Азол СИ-130 предназначен для защиты от коррозии трубопроводов системы нефтесборного коллектора, скважинного оборудования и трубопроводов системы поддержания пластового давления, транспортирующих обводненные газожидкостные нефтяные среды, а также сточную воду, содержащую сероводород и углекислый газ. Ингибиторы коррозии закачиваются как непосредственно в затрубное пространство, так и при помощи глубинных скважных контейнеров. [13]

2.2.10 Методология борьбы с «клинами» электропогружного оборудования

Для предотвращения и частичного удаления механических примесей и отложений АСПО целесообразно применять на СУ и частотным преобразователем режим встряхивания. Режим предназначен для устранения отложений асфальто-смолистые парафиноотложения и механический

примесей на рабочих поверхностях насоса путем многократного резкого изменения частоты вращения вала насоса.

Режим встряхивания – периодический режим работы станции управления УЭЦН. Через контроллер станции управления персоналом, обслуживающим СУ задаются следующие параметры: скорость разгона и торможения для встряхивания, период встряхивания и количество встряхиваний, частоту «F1» – первая частота в цикле встряхивания, частоту «F2» – вторая частота в цикле встряхивания. Каждый из циклов встряхивания состоит из следующих последовательных действий:

- Пуск и работа установки на заданной частоте;
- Повышение заданной частоты F до частоты F_1 ;
- Снижение частоты со значения F_1 до F_2 ;
- Возврат на заданную частоту работы F .

В процессе встряхивания установка испытывает значительные перегрузки (как механические, так и электрические). В тоже время в процессе работы установки в режиме встряхивания происходят резкое изменение центробежной скорости потока, что способствует отделению асфальто-смолистые парафиноотложения отложений и механических примесей от рабочих поверхностях насоса.

При заклинивании установки электроцентробежного насоса возможно его расклинивание после обратной промывки и технического отстоя. Целесообразно для расклинивания использовать СУ с частотным преобразователем в режиме Толчковый режим служит для пуска в условиях заклинивания погружной установки. В этом режиме пуска преобразователь частот выполняет череду циклов (пусков) ПЭД с повышенным значением напряжения (относительно характеристики $U/F = \text{const}$).

В каждом цикле выполняется один толчок. Первый цикл начинается плавным пуском с частоты 0 Гц до частоты толчка со скоростью разгона, указанного в параметре «скорость разгона». Затем напряжение скачком

увеличивается до величины параметра U толчка. Напряжение и частота удерживается до истечения времени толчка. Затем напряжение возвращается к величине характеристики « $U/F=\text{const}$ » и удерживается до истечения времени толчка. На этом цикл закончен. Затем выполняется следующий цикл. После выполнения заданного количества циклов напряжения восстанавливается до характеристики « $U/F=\text{const}$ », выполняется плавный разгон до заданной частоты.

С целью предотвращения осаждения солей на рабочие органы ЭПО целесообразно использование ингибитора солеобразования. Ингибитор солеобразования СНПХ-5312-С предназначен для защиты скважин и нефтепромыслового оборудования от отложений сульфата и карбоната кальция. Обладает хорошей совместимостью с попутно-добываемыми водами высокой минерализации. Ингибитор не оказывает отрицательное влияние на процессы подготовки и переработки нефтепродуктов. Ингибитор хорошо растворим в воде, удельный расход 5-30 грамм на тонну. Доказал свою рентабельность в рамках промышленных испытаний в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра и в Оренбургской области. [13]

2.2.11 Методология борьбы со снижением производительности установки электроцентробежного насоса

Для предотвращения ситуаций данного характера необходимо руководствоваться технологических регламентов. Также на скважинах, оборудованных СУ с частотным преобразователем имеет место эксплуатация станции в режиме дегазации.

Режим дегазации предназначен для эксплуатации СУ на скважинах с высоким газовым фактором. Режим дегазации позволяет предотвратить остановку добычи по недогрузу при образовании газовой пробки.

Критерием образования газовой пробки считается понижение среднего тока СУ ниже уровня заданного параметра тока включения. Для устранения

газовой шапки режим выполняет цикл дегазации. Для этого в автоматическом режиме происходит увеличение частоты напряжения ПЭД на величину параметра частоты дегазации и удерживает её до наступления одного из событий: превышение тока ПЭД уровня заданного параметром «ток включения» (признак устранения газовой шапки); либо не достижение «тока включения» (не удалось устранить газовую шапку за заданный интервал) Если газовая шапка не устранена за цикл, то следующий цикл дегазации повторяется после истечения времени задержки отключения по недогрузу. На рисунке 46 представлен график работы УЭЦН при режиме дегазации, где dF – частота дегазации, $F_{уст}$ – заданная частота. [13]

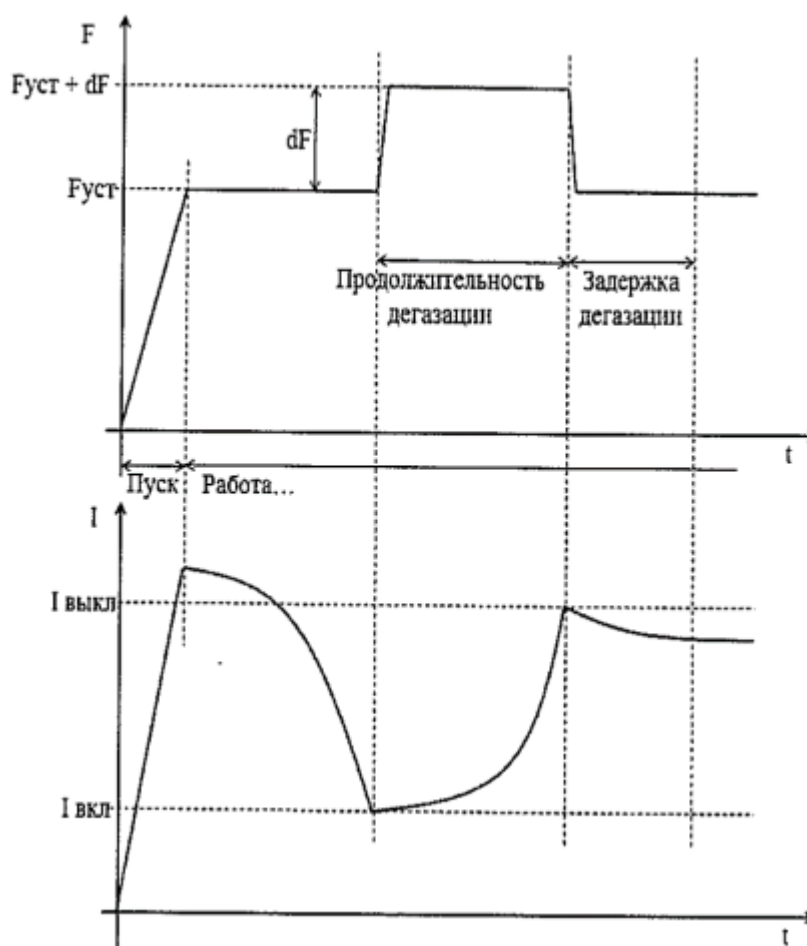


Рисунок 46 – Работа при режиме дегазации [13]

2.3 Подбор установки электроцентробежного насоса к скважине

Под подбором УЭЦН к скважине следует понимать определение типоразмера установки обеспечивающей планируемую добычу пластовой жидкости при наиболее оптимальных и экономичных показателях работы установки. Первые методики подбора появились одновременно с появлением первых УЭЦН и впоследствии совершенствовались. Среди отечественных методик наиболее широкое распространение получили методики П.Д. Ляпкина, Ю.А. Разутова, В.Н. Филипова и некоторые другие. Данные методики предназначены для ручного подбора УЭЦН, и впоследствии на их основе были разработаны алгоритмы для программ подбора оборудования на ЭВМ. Итак, основной задачей подбора является обеспечение стабильной работы установки с заранее запланированными показателями. Для начала расчета установки необходимо знать ряд величин, определяющих работу системы пласт-скважина-УЭЦН. Перечень этих величин довольно большой, в него входят данные о планируемом дебите, физических свойствах и составе пластового флюида, данные о скважине, различные значения давлений и т.д. Очень кратко, возможный алгоритм подбора установки можно представить следующим образом:

Имея исходные данные и запланированный дебит, определяется глубина спуска насоса, такая, чтобы содержание свободного газа на приеме насоса было в пределах нормы. По выбранной глубине подвески, типоразмеру обсадных и насосно-компрессорных труб, а также по планируемому дебиту, обводненности, газовому фактору, вязкости и плотности пластовой жидкости и устьевым условиям определяется потребный напор насоса. Далее по планируемому дебиту и рассчитанному напору насоса подбирается установка, характеристики которой наиболее близки к расчетным. Производится пересчет характеристик установки к условиям пластовой жидкости. Далее производится расчет потребной мощности, выбор двигателя, определение минимально допустимой скорости

движения жидкости для охлаждения, расчет температуры основных элементов насосной установки и других параметров. В заключении проводится проверка возможности использования выбранной установки для освоения скважины. Более подробно с процессом ручного подбора УЭЦН к скважине можно ознакомиться в пособиях. [20]

Ниже рассмотрен упрощенный алгоритм ручного подбора УЭЦН к скважине, при низком газовом факторе [10].

Исходные данные представлены в таблице 11.

Таблица 11 - Данные для подбора УЭЦН к скважине [21]

№ скважины	111
Наружный диаметр эксплуатационной колонны D, мм	146
Глубина H, м	2200
Дебит жидкости Q, м ³ /сут	100
Статически уровень h _{ст} , м	850
Коэффициент K, м ³ /(сут·МПа)	50
Глубина погружения под динамический уровень h, м	50
Кинематическая вязкость жидкости ϑ , м ² /с	2·10 ⁻⁶
Повышение уровня жидкости в сепараторе над устьем скважины h _г , м	10
Избыточное давление в сепараторе P _с , МПа	0,25
Расстояние от устья до сепаратора l, м	30
Плотность добываемой жидкости $\rho_{ж}$, кг/м ³	880

Определяем площадь внутреннего канала НКТ при V_{ср} = 1,3 м/с по формуле (8):

$$F_{вн} = \frac{Q}{86400 \cdot V_{ср}} \quad (8)$$

$$F_{вн} = \frac{100 \cdot 10^6}{86400 \cdot 130} = 8,9 \text{ см}^2$$

Внутренний диаметр НКТ рассчитывается по формуле (9):

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{F_{вн} \cdot 10^{-4}}{0,785}} \quad (9)$$

$$d_{вн} = \sqrt{\frac{8,9 \cdot 10^{-4}}{0,785}} = 33,7 \text{ мм}$$

Ближайший больший d_{вн} имеют НКТ диаметром 48 мм (d_{вн} = 40 мм).

Средняя скорость рассчитывается по формуле (10). Скорректируем выбранное значение $V_{cp} = 130$ см/с:

$$V_{cp} = \frac{Q}{86400 \cdot F_{BH}} \quad (10)$$

$$V_{cp} = \frac{100 \cdot 10^6}{86400 \cdot 0,775 \cdot 3,5} = 120,6 \frac{\text{см}}{\text{с}}$$

Депрессия, которую необходимо создать путем уменьшения давления напласт будет рассчитываться по формуле (11):

$$\Delta h = \frac{Q \cdot 10^6}{K \cdot \rho_{ж} \cdot g} \quad (11)$$

$$\Delta h = \frac{100 \cdot 10^6}{50 \cdot 850 \cdot 9,81} = 232 \text{ м}$$

Число Рейнольдса рассчитывается по формуле (12):

$$Re = \frac{V_{cp} \cdot d_{BH}}{\nu} \quad (12)$$

$$Re = \frac{1,2 \cdot 0,035}{2 \cdot 10^{-6}} = 21063$$

Относительная гладкость труб рассчитывается по формуле (13):

$$K_s = \frac{d_{BH}}{2 \cdot \Delta} \quad (13)$$

$$K_s = \frac{0,035}{2 \cdot 0,0001} = 175$$

где Δ - шероховатость стенок труб, принимаемая для незагрязненных отложениями солей и парафина труб равной 0,1 мм

Коэффициент λ возможно определить по определяются по графику или числу Рейнольдса, независимо от шероховатости, если $Re > 300$.

Коэффициент рассчитывается по формуле (14):

$$\lambda = \frac{0,3164}{Re^{0,25}} \quad (14)$$

$$\lambda = \frac{0,3164}{21063^{0,25}} = 0,026$$

Глубина спуска насоса рассчитывается по формуле (15):

$$L = h_{CT} + \Delta h + h \quad (15)$$

$$L = 850 + 232 + 50 = 1132 \text{ м}$$

Потери на трение в трубах рассчитываются по формуле (16):

$$h_{\text{тр}} = \lambda \cdot \frac{(L+1) \cdot V_{\text{ср}}^2}{d_{\text{вн}} \cdot 2 \cdot g} \quad (16)$$

$$h_{\text{тр}} = 0,026 \cdot \frac{(1132 + 30) \cdot 120^2}{0,035 \cdot 2 \cdot 9,81} = 64 \text{ м}$$

Потери напора в сепараторе рассчитываются по формуле (17):

$$h_c = \frac{P_c}{\rho_{\text{ж}} \cdot g} \quad (17)$$

$$h_c = \frac{0,25 \cdot 10^6}{850 \cdot 9,81} = 29 \text{ м}$$

Величина необходимого напора определяется по формуле (18):

$$H_c = h_{\text{ст}} + \Delta h + h_{\text{тр}} + h_{\Gamma} + h_c \quad (18)$$

$$H_c = 850 + 232 + 64 + 10 + 29 = 1185 \text{ м}$$

Для полученного дебита $Q = 100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и напора $H_c = 1185 \text{ м}$ выбираем один из подходящих насосов одной из фирм-производителей, в данном случае это установки фирмы Алнас. На графике (рисунок 47) представлена рабочая характеристика 0215ЭЦНАКИ5-100И на 100 ступеней. Максимальное КПД 0,57.

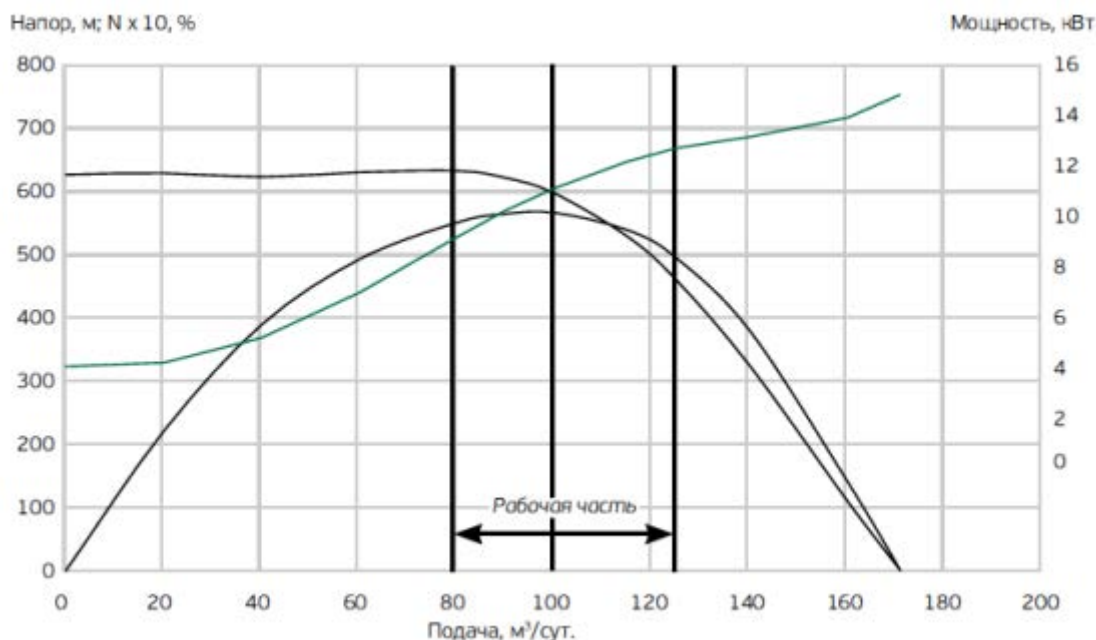


Рисунок 47 – Рабочая характеристика насоса 0215ЭЦНАКИ5-100И на 100 ступеней [21]

Из полученной рабочей области характеристики найдем, что при дебите $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ напор для 100 ступеней ЭЦН на воде составит 600 м. На графике представлен напор для воды, пересчитаем его для реальной жидкости (100 ступеней), который рассчитывается по формуле (19):

$$H_{\text{ж}} = H_{\text{в}} \cdot \frac{\rho_{\text{в}}}{\rho_{\text{ж}}} \quad (19)$$

$$H_{\text{ж}} = 600 \cdot \frac{1000}{880} = 682 \text{ м}$$

Для совмещения характеристик насоса и скважины определим по формуле число ступеней Z , которое нужно насосу, по формуле (20):

$$Z = \frac{H_{\text{с}}}{\frac{H_{\text{ж}(100)}}{100}} \quad (20)$$

$$Z = \frac{1185}{\frac{682}{100}} = 174$$

При установке штуцера на выкидной линии из скважины мы совмещаем напоры ЭЦН и скважины, но уменьшаем подачу ЭЦН, одновременно уменьшая его КПД. Полезная мощность электродвигателя определяется по формуле (21):

$$N_{\text{н}} = \frac{Q \cdot \rho_{\text{ж}} \cdot H_{\text{с}}}{86400 \cdot 102 \cdot \eta_{\text{н}}} \quad (21)$$

$$N_{\text{н}} = \frac{100 \cdot 880 \cdot 1185}{86400 \cdot 102 \cdot 0,55} = 21,5 \text{ кВт}$$

где $\eta_{\text{н}}$ - КПД насоса по его рабочей характеристике (0,55), $\rho_{\text{ж}}$ - наибольшая плотность откачиваемой жидкости.

Учитывая, что КПД передачи от двигателя до насоса (через протектор) составляет $0,92 \div 0,95$ (подшипники скольжения), определим необходимую мощность двигателя по формуле (22):

$$N_{\text{д}} = \frac{N_{\text{н}}}{0,92} \quad (22)$$

$$N_n = \frac{21,5}{0,92} = 23,4 \text{ кВт}$$

Выбираем электродвигатель Алнас, ЭДТ28-117М, что обозначает погружной электродвигатель, мощностью 8 кВт, термостойкий, диаметром корпуса 117 мм. Гидрозащиту выбираем Г(К)ТМА5ЛД, что обозначает гидрозащита коррозионностойкая, модульная, термостойкая (до 120 °С), габарита 5, в составе гидрозащиты лабиринтный и диафрагменный модули, производства Алнас. [21]

После подбора ЭЦН и ПЭД, осуществляется подбор кабеля, трансформатора, проверка скорости движения жидкости для охлаждения ПЭД. Исходные данные о выбранном ПЭД отражены в таблице 12.

Таблица 12 - Данные о выбранном ПЭД [21]

Тип двигателя	ЭДТ28-117М
Напряжение U, В	900
Ток I, А	26
КПД	0,845
cosφ	0,84
Скорость охлаждения, м/с	0,08
Внешний диаметр ПЭД, мм	117
Номинальная мощность ПЭД, кВт	28

Сечение жилы кабеля выбирают по номинальному току электродвигателя, исходя из плотности i рабочего тока в этом кабеле, рассчитывается по формуле (23):

$$S = \frac{I}{i} \quad (23)$$

$$S = \frac{26}{5} = 5,2 \text{ мм}^2$$

Выберем кабель с полиэтиленовой изоляцией КПБК 3 х 10 мм и КПБП 3 х 10 мм с рабочим напряжением 500 В, допустимым давлением до 5 МПа и температурой до 90°С и размером 13,6 х 33,8 мм.

Длина кабеля должна быть равна глубине спуска насоса плюс расстояние от скважины до станции управления и небольшой запас на ремонт кабеля и рассчитывается по формуле (24):

$$L_k = L + l + l_p \quad (24)$$

$$L_k = 1132 + 100 + 100 = 1332 \text{ м}$$

Сопротивление кабеля рассчитывается по формуле (25):

$$R = \rho \cdot [1 + \alpha \cdot (t_3 - t_{20})] \cdot \frac{l}{S} \quad (25)$$

$$R = 0,0175 \cdot [1 + 0,04 \cdot (80 - 20)] \cdot \frac{1}{10} = 0,00217 \frac{\text{Ом}}{\text{м}}$$

где $\rho = 0,0175 \text{ Ом} \cdot \text{мм}^2/\text{м}$ - удельное сопротивление меди при $t = 0^\circ\text{C}$;

$\alpha = 0,004$ - температурный коэффициент для меди;

t_3 - температура на заборе у приема насоса;

S - площадь поперечного сечения жилы кабеля.

Потери мощности в кабеле, кВт, определяются по формуле (26):

$$\Delta P_k = 3 \cdot I^2 \cdot R \cdot L_k \cdot 10^{-3} \quad (26)$$

$$\Delta P_k = 3 \cdot 26^2 \cdot 0,00217 \cdot 1332 \cdot 10^{-3} = 5,86 \text{ кВт}$$

где I - рабочий ток в электродвигателе, А;

L_k - длина кабеля, м;

R - сопротивление кабеля, Ом/м.

Мощность трансформатора должна быть $P_{\text{тр}} \geq \frac{P_{\text{эд}}}{\eta_{\text{эд}}} + \Delta P_k$:

$$\frac{P_{\text{эд}}}{\eta_{\text{эд}}} + \Delta P_k = \frac{28}{0,845} + 5,86 = 39 \text{ кВт}$$

где $P_{\text{эд}}$, $\eta_{\text{эд}}$ - полезная мощность и КПД электродвигателя соответственно;

ΔP_k - потери мощности в кабеле.

Для определения величины напряжения во вторичной обмотке трансформатора найдем величину падения напряжения в кабеле по формуле (27):

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (R_k \cdot \cos\varphi + X_0 \cdot \sin\varphi) \cdot I \cdot L_k \quad (27)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} \cdot (0,00217 \cdot 1000 + 0,1 \cdot 0,6) \cdot 26 \cdot \frac{1132}{1000} = 133,8 \text{ В}$$

где $R_k = R \cdot 10^3$ - активное удельное сопротивление 1 км кабеля, Ом/км;

X_0 - индуктивное удельное сопротивление кабеля ($X_0 = 0,1$ Ом/км);

$\cos\varphi$ - коэффициент мощности электродвигателя;

$\sin\varphi$ - коэффициент реактивной мощности;

L_k - длина кабеля, км.

Напряжение на вторичной обмотке трансформатора рассчитывается по формуле (28):

$$U_{тр} = U_{эд} + \Delta U \quad (28)$$

$$U_{тр} = 900 + 133,8 = 1033,8 \text{ В}$$

Этому условию удовлетворяет трансформатор ТСБЗ-100 с пределами регулирования во вторичной обмотке 900 - 1300 В и мощностью 84,5 кВт на отпайке 1200 В.

Для работы ПЭД без перегрева необходимо чтобы скорость движения жидкости в интервале спуска ПЭД была больше некоторого, установленного для данного двигателя значения. Скорость движения охлаждающей жидкости в расположении электродвигателя определим по формуле (29):

$$V = \frac{Q}{86400 \cdot 0,785 \cdot (D_{вн}^2 - D_{эд}^2)} \quad (29)$$

$$V = \frac{100}{86400 \cdot 0,785 \cdot (0,132^2 - 0,117^2)} = 0,4 \frac{\text{м}}{\text{с}}$$

Полученная скорость превышает необходимую скорость охлаждения (0,08 м/с) по характеристике электродвигателя.

В качестве СУ подходит СУ Электрон-05-250, газосепаратор не нужен. Конечный выбор оборудования представлен в таблице 13.

Таблица 13 - Выбор типоразмера оборудования [21]

Тип ЭЦН	ЭДТ28-117М
Тип ПЭД	ЭЦНАКИ5-100И (компоновка на 174 ступени)
Ток I, А	ЭДТ28-117М
Гидрозащита	Г(К)ТМА5ЛД

Кабель	КПБК 3x10 мм и КПБП 3x10 мм (L=1132)
Трансформатор	ТСБЗ-100
СУ	СУ Электон 05-250

Выше был приведен очень упрощенный пример ручного подбора УЭЦН к скважине. Однако, как уже было сказано, на сегодняшний день подбор оборудования к скважине производится автоматически с помощью программ на ЭВМ. Плюсы использования компьютеров для расчета установок очевидны: Машинный подбор позволяет многократно сократить время на обработку информации и подбор оборудования, многократно увеличить точность подбора, свести к минимуму вероятность человеческой ошибки. Кроме того, использование машинного подбора позволяет отказаться от многих упрощений, неизбежно используемых при ручном подборе, что также повышает точность подбора. Существует довольно большой выбор ПО как отечественных, так и западных производителей для расчета УЭЦН. Сущность машинного подбора такая же, как и при ручном подборе, но с множеством дополнительных параметров и возможностей. [21]

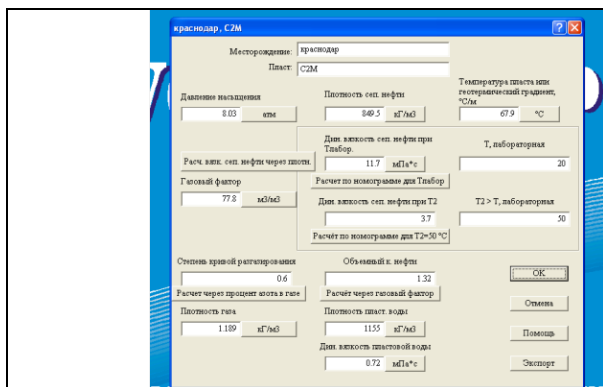


Рисунок 48 – Окно ввода данных о пласте в программе NovometSel-Pro [22]

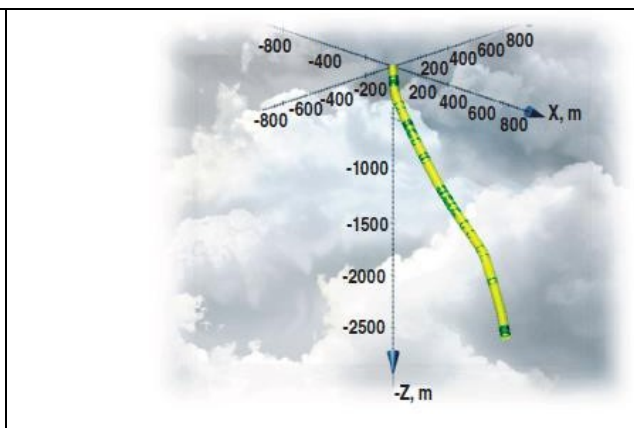


Рисунок 49 – 3D модель скважины в программе NovometSel-Pro [22]

Программы подбора УЭЦН в целом аналогичны друг другу, в качестве примера рассмотрим программу NovometSel-Pro от компании НОВОМЕТ. Программа имеет ряд преимуществ в сравнении с аналогами. Вот некоторые возможности программы: построение индикаторной кривой проводится с

учётom изменения проницаемости призабойной зоны из-за выделения в ней свободного газа; расчет периодической эксплуатации УЭЦН; ориентация в расчете на максимальный КПД насоса; моделирование процесса вывода скважины на режим; анализ работы ЭЦН в скважине; расчёт прогиба установки при спуске в скважину; расчет необходимой длины теплостойкого кабельного удлинителя; расчет конического насоса и другие возможности. Более подробно особенности данной программы описаны в следующей статье.

При машинном подборе первым делом специалисты отсылают заказчику опросный лист, в который необходимо ввести имеющиеся данные о пласте, скважине, инклинометрии, физических свойствах флюида, работавшей на скважине установке. Далее полученные данные вводят в поля программы. После ввода данных производится их анализ компьютером и подбор наиболее подходящей установки из числа имеющихся. Определяются параметры работы установки, ее компоновка, выводится графическая характеристика работы насоса. Вообще данная программа способна выдавать огромное количество текстовой и графической информации, возможно трехмерное построение модели скважины с указанием ее кривизны (рисунок 49).

В целом, современные компьютерные программы ориентированные на подбор установок к скважине решают широкий спектр задач возникающих в технологии нефтедобычи. Данные технологии на сегодняшний день используются повсеместно и хорошо справляются с поставленными задачами. Рациональный подбор оборудования позволяет добиваться эффективной работы скважины, что приводит к экономии значительных средств. [21]

3 АЛГОРИТМЫ УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Как было отмечено ранее, большинство месторождений находятся на предпоследнем и последнем этапе разработки, характеризующимися увеличением обводненности добываемой продукции, снижением темпов добычи. В сложившихся условиях целесообразно разработка трудноизвлекаемых запасов, свойства которых в большинстве случаев неблагоприятно влияют на работу электро-погружного оборудования. Мало того, продукция скважин, извлекаемая на данном этапе разработки посредством УЭЦН, осложнена рядом факторов. И борьба с этими осложняющими факторами на данный момент является основной задачей для нефтегазодобывающих управлений. [10]

Факторы, влияющие на отказ составных частей электро-погружного оборудования, могут иметь субъективные, технические и геологические причины. Не стоит акцентировать внимание конкретно на определенном, так как зачастую причиной отказа становится стечение всех трех факторов.

Разработка методов борьбы для решений проблем, связанных с осложнениями, влияющими на отказ установок, требует комплексного и междисциплинарного подхода. Начиная с этапа планирования и расчета спуска оборудования в скважину заканчивая четким контролем и мониторингом процесса эксплуатации электро-погружного оборудования.

На стадии планирования и расчетов спуска электро-погружного оборудования в скважину необходимо провести анализ предыдущих отказов по данной скважине. Провести количественно-качественный анализ скважной жидкости на наличие диоксида углерода, сероводорода, хлоридов, сульфатов, органических кислот, для определения и отнесения скважины в ту или иную категорию по осложнению солеотложений. [23]

Провести анализ поднятой из скважины трубы для определения интервалов, наиболее подверженным к коррозии. При последующих спуско-подъемных операциях использовать комбинированную подвески НКТ с использованием трубы в коррозионностойком исполнении. Целесообразно использование НКТ с 13-ти процентным содержанием хрома, что в свою очередь многократно увеличивает межремонтный период работы скважин.

Не стоит забывать об обработке скважин ингибиторами солеобразования. Сущность метода, который заключается в образовании коллоидной оболочки при взаимодействии ингибитор солеобразования с солями, растворенными в скважной продукции. Коллоидная оболочка препятствует прилипанию и кристаллизации солей на внутренних поверхностях НКТ и составных частях ЭПО (другими словами ингибитор солеобразования бронирует активные центры кристаллизации солей). Для каждой из скважин, которая была отнесена к категории «С-2, С-3, С-4» по осложнению солей стоит применять конкретный метод обработки ингибитором солеотложения. Будь то обработка по графику или же метод капиллярной обработки посредством скважной установки дозирования реагента. Не стоит забывать о применении погружных скважных контейнеров. Поступление ингибитора происходит посредством вымывание из контейнера в призабойную зону скважины, с последующим поступлением ингибитора солеобразования через насос. Эффект от применения ингибитор солеобразования должен быть проанализирован еще на этапе опытно-промышленных испытаний (ОПИ). Выбор дозировки должен быть выбран с таким условием, чтобы достигнутый защитный эффект от обработки был не менее 75%. В конкретном случае при рассмотрении ингибитора солеобразования Азол 3010 такой эффект может быть достигнут при дозировке 10-50 мл/м³. [23]

Для борьбы с причинами отказов УЭЦН, такими как засорение механическими примесями или же абразивный износ составных частей ЭПО

действенным методом может стать применение различных режимов, а нередко и сочетание режимов работы СУ УЭЦН. Периодический режим встряхивания УЭЦН за счет резкого увеличения частоты вращения ПЭД выводит механические примеси из стабильного состояния и за счет изменения скорости потока происходит вынос примесей на поверхность.

Толчковый режим работы СУ является действенным способом для расклинивания УЭЦН. Заклинивание составных частей ЭПО, а в частности секций насоса с корпусов ЭЦН является следствием осаждения продуктов распада горных пород, вымываемых из призабойной зоны скважины.

Борьбу с механическими примесями можно вести «старым», проверенным годами способом при помощи как обратной, так и прямой промывки скважины, посредством агрегата ЦА-320. Промывка скважины через затрубное пространство способствует очистки призабойной зоны пласта от механических примесей. Промывочная жидкость, достигая забоя скважины выводит находящиеся механические примеси из равновесной составляющей, и с потоком жидкости поднимается через НКТ на поверхность. [10]

Корректный расчет глубины спуска насоса может решить такие проблемы, как: парафинообразование в НКТ, на составных частях ЭПО и влияние газа на работу электроцентробежного насоса. Расчет спуска насоса считать корректным при значениях равным, формула (30):

$$L_h = L_{отл} + 50 \text{ м.} \quad (30)$$

где, L_h – глубина спуска насоса,

$L_{отл}$ – глубина начала отложения парафина, определяемая с помощью кривой распределения температуры в скважине.

Увеличение количества свободного газа в откачиваемой насосом жидкости приводит к увеличению сжимаемости жидкости, что в свою очередь приводит к снижению коэффициента подачи насоса. Глубина спуска при наличии свободного газа на приеме насоса рассчитывается на основании

параметров: относительной скорости газа, обводненности скважной продукции в поверхностных условиях, скорости движения жидкости, давления на приеме насоса, пластового газового фактора, плотности пластовой жидкости. Оптимальная глубина спуска насоса при которой коэффициент подачи будет максимальным, стоит считать глубиной, до точки начала выделения газа. [23]

На рисунках 50-56 представлены блок-схемы осложнений, которые дает пласт и представлена краткая оценка влияния и методология предупреждения и борьбы с осложнением.

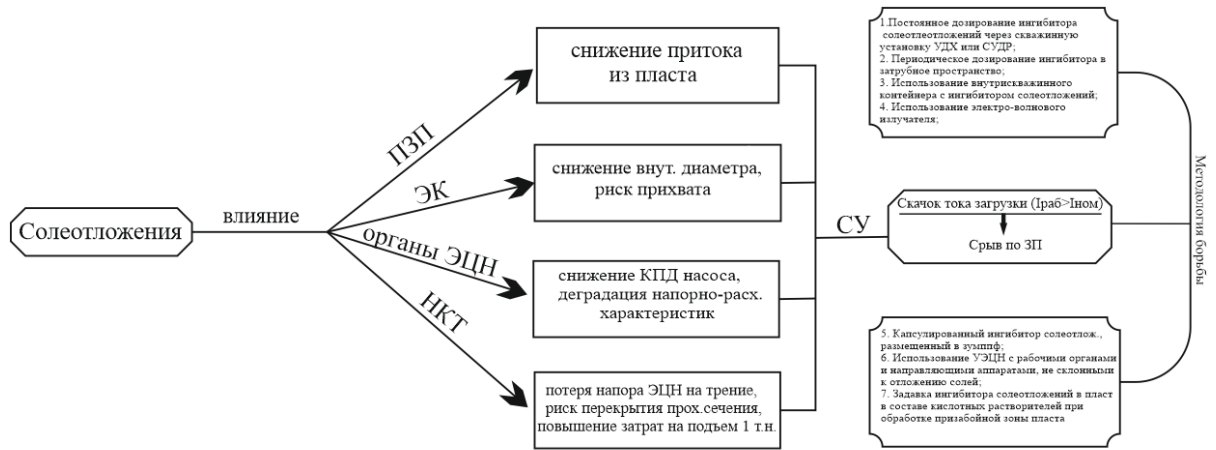


Рисунок 50 – Блок-схема влияния солеотложений и методология борьбы с данным осложняющим фактором

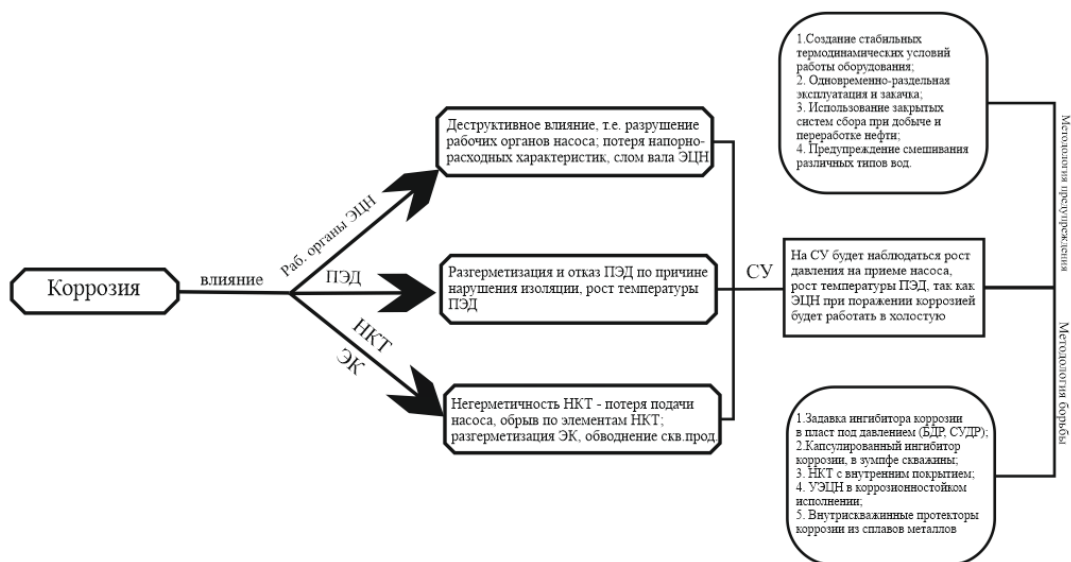


Рисунок 51 – Блок-схема влияния коррозии и методология предупреждения и борьбы с данным осложняющим фактором

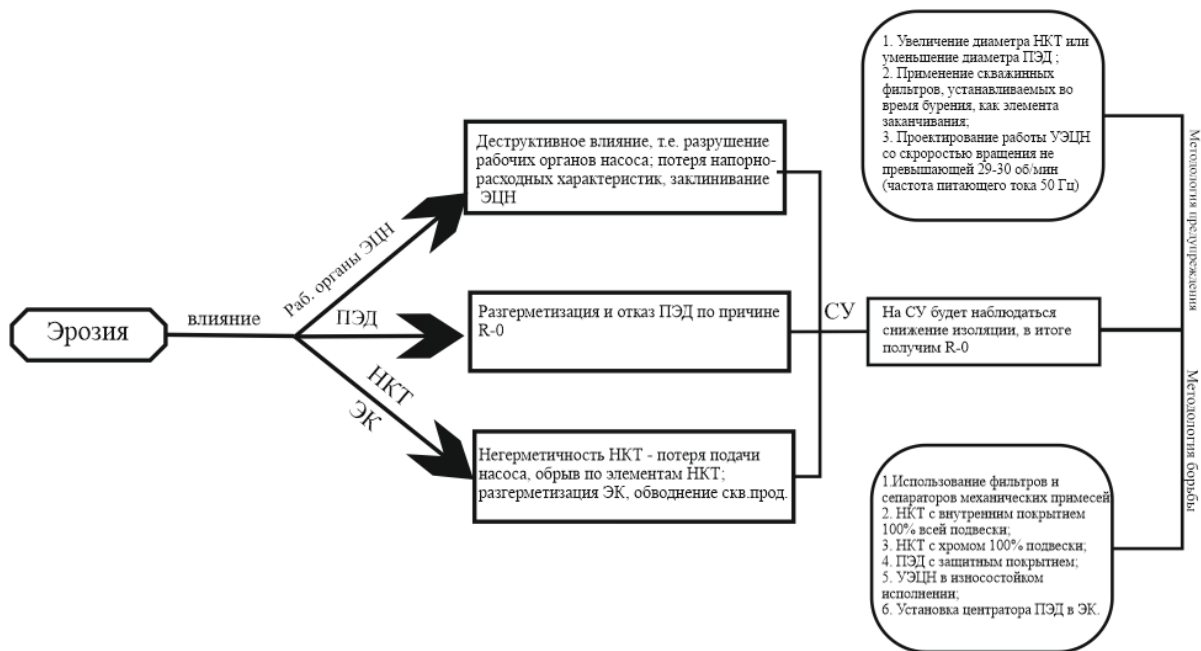


Рисунок 52 – Блок-схема влияния эрозии и методология предупреждения и борьбы с данным осложняющим фактором

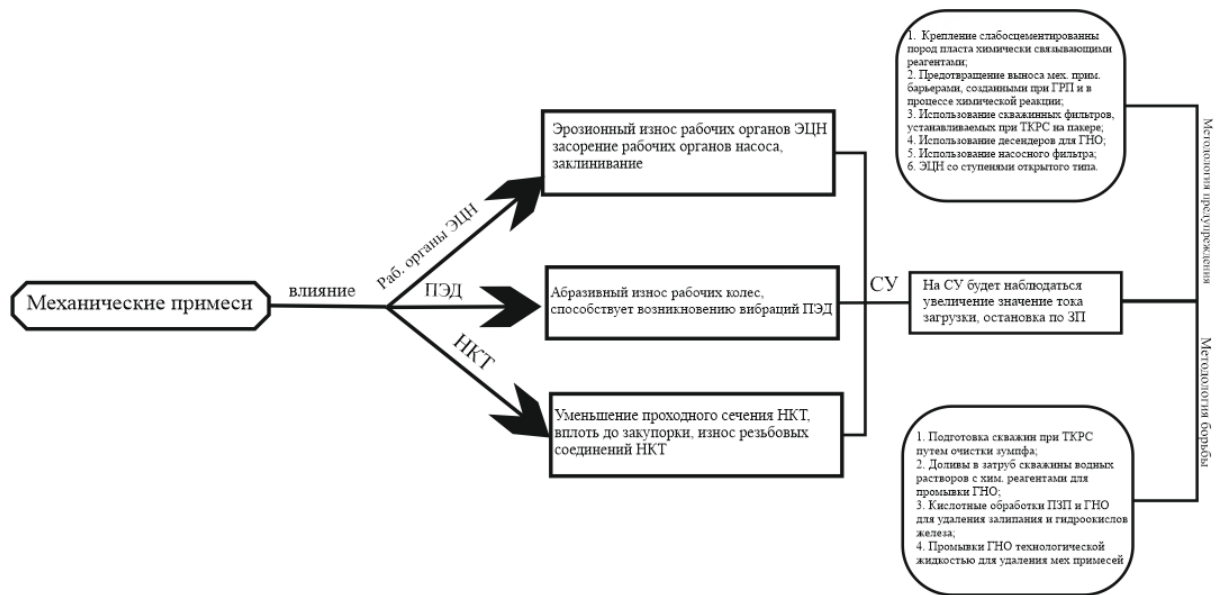


Рисунок 53 – Блок-схема влияния механических примесей и методология предупреждения и борьбы с данным осложняющим фактором

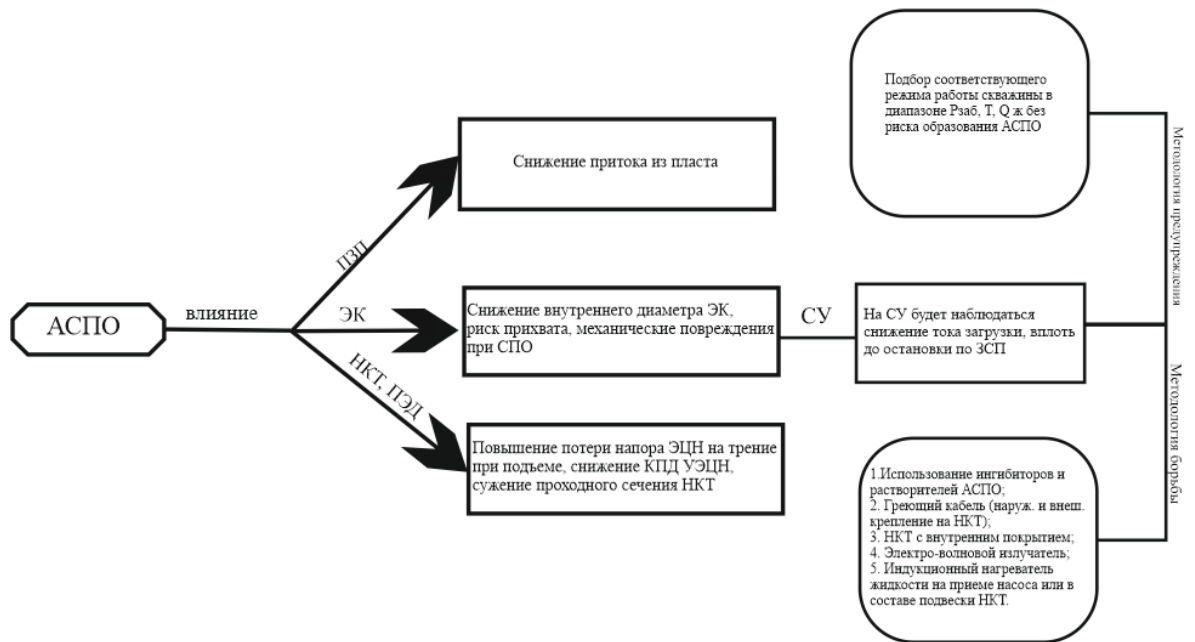


Рисунок 54 – Блок-схема влияния асфальто-смолистых парафиноотложений и методология предупреждения и борьбы с данным осложняющим фактором



Рисунок 55 – Блок-схема влияния высокого газового фактора и методология предупреждения и борьбы с данным осложняющим фактором

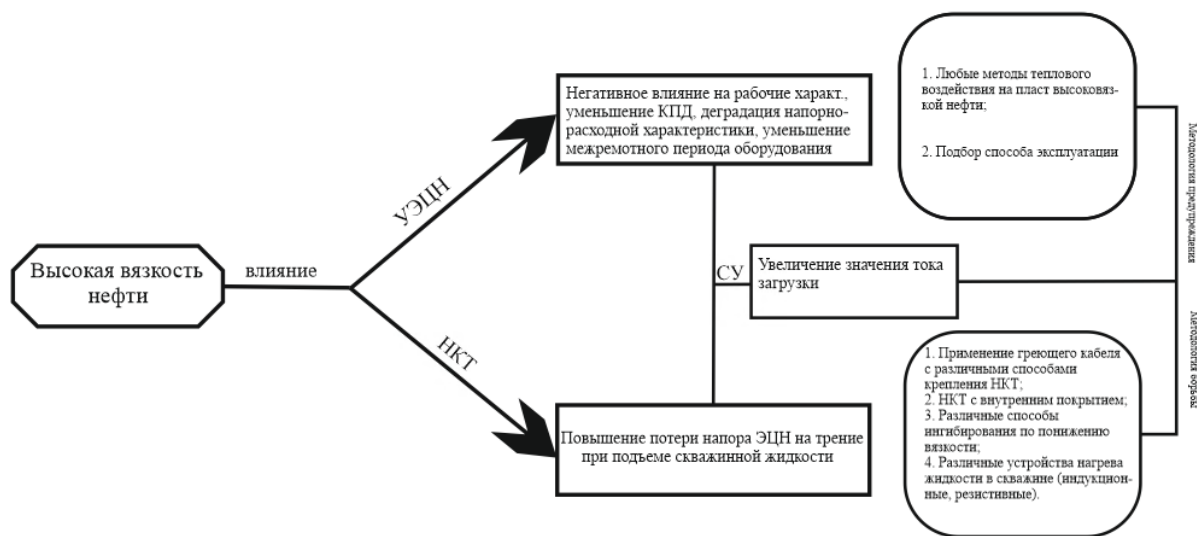


Рисунок 56 – Блок-схема влияния высокой вязкости нефти и методология предупреждения и борьбы с данным осложняющим фактором

В результате проведения анализ и мониторинг работы осложненного фонда скважин были составлены блок схемы для оценки влияния осложняющих факторов и подбора методологии предупреждения и борьбы с ними, а также для определения предпосылок развития факторов, которые

могут привести к преждевременным отказам, таким как: необеспечение притока жидкости из пласта, срыв подачи, снижение производительности УЭЦН. Так как целесообразней предупредить отказ и своевременно провести мероприятия по его предотвращению, в рамках геолого-технических мероприятий и планово-предупредительных ремонтов. Чем затрачивать лишние трудовые часы и средства, которые могут пойти на увеличении межремонтного периода работы скважного оборудования. [23]

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

Студенту:

Группа 2Б94	ФИО Фефелов Богдан Олегович
-----------------------	---------------------------------------

Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

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

1. Проект разработки Илькинского нефтяного месторождения	Стоимость выполняемых работ, материальных ресурсов, согласно применяемой техники и технологии, в соответствии с рыночными ценами..
2. Годовые отчеты ООО «НГДУ Туймазанефть»	Нормы расхода материалов, инструмента. Норма амортизации .
3. Организация и планирование производства на предприятиях	Налог на прибыль - 20% НДС – 20%

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

Оценка коммерческого потенциала, перспективности в компании «НГДУ Туймазанефть»	Анализ и оценка организационной и технико-экономической характеристики Октябрьского цеха добычи нефти
Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	Расчет и анализ экономической эффективности проекта по оптимизации технологического режима работы со сменой типоразмера насоса на более производительный УЭЦН

Перечень графического материала

<p>Рисунок:</p> <p>1. Организационная структура Октябрьского цеха добычи нефти и газа №1</p> <p>Таблицы:</p> <p>1. Основные технико-экономические показатели НГДУ «Туймазанефть»;</p> <p>2. Прирост объема добычи нефти;</p> <p>3. Результаты оптимизации режима работы скважин Илькинского месторождения;</p> <p>4. Наряд на смену насоса;</p> <p>5. Смета затрат на проведение подземного ремонта скважины ;</p> <p>6. Смета затрат на транспортные расходы;</p> <p>7. Смета затрат;</p> <p>8. Себестоимость добычи нефти до и после проведения оптимизации режима работы скважин.</p>	
--	--

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2023
---	-------------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
доцент ОСГН ШБИП ТПУ	Кашук Ирина Вадимовна	к.т.н.		10.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фефелов Богдан Олегович		10.03.2023

4 ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ И РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ

В данном разделе выпускной квалификационной работе приведен вариант оптимизации технологического режима работы со сменой типоразмера насоса на более производительный УЭЦН в скважинах Илькинского месторождения. Экономический эффект образуется за счет получения дополнительной добычи нефти в результате оптимизации режима работы скважины.

4.1 Организационная и технико-экономическая характеристика Октябрьского цеха добычи нефти

Разработкой Илькинского месторождения занимается Октябрьский цех добычи нефти (ОЦДНГ-1) НГДУ «Туймазанефть».

В основе организационного построения цеха лежат особенности технологического и определяемого им производственного процессов добычи нефти и газа. Организационная структура это система внутрипроизводственных подразделений и служб предприятия, которые соответствуют и взаимосвязаны между ними. Главные показатели, которые характеризуют производственную структуру предприятия, это число цехов и других подразделений и их удельное значение в производстве. Организационная структура Туймазинского цеха добычи нефти и газа (ОЦДНГ-1) представлена на рисунке 57. [24]

Общее и административное руководство предприятием осуществляет руководитель - начальник управления. Он отвечает за результаты производственно-хозяйственной деятельности.

Начальник цеха добычи нефти и газа с помощью подведомственного ему аппарата направляет работу предприятия по производству продукции, определяет пути и методы выполнения задания народнохозяйственного плана, а так же внедрению новой и совершенствованию действующей техники, технологии и организации производства, помогает вовремя обеспечить производства необходимыми материально-техническими

средствами, отвечает за выполнение обязательств перед государством.

Руководитель осуществляет планирование: производства, финансирования, капитального строительства, материально-технического снабжения. Служба главного инженера выполняет важнейшие работы по управлению - организации непосредственно производства, и является техническим руководством по совершенствованию техники и технологии. [25]

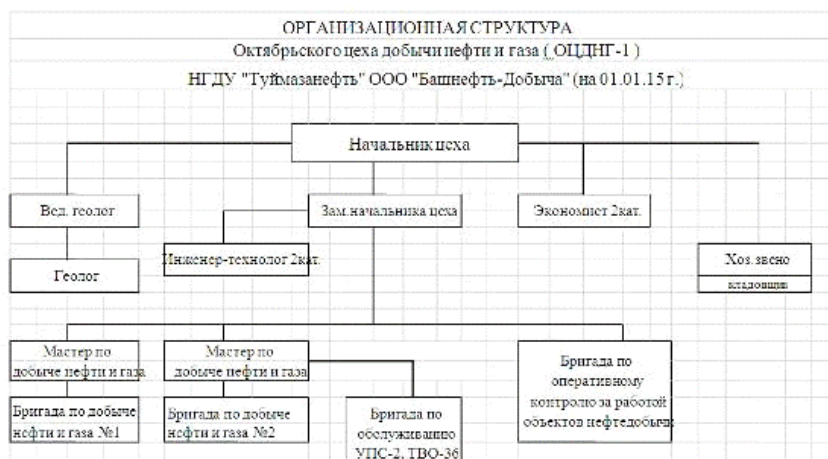


Рисунок 57 - Организационная структура Октябрьского цеха добычи нефти и газа №1 [25]

Главный инженер возглавляет научно-исследовательские и рационализаторские работы на предприятии, отвечает за проведение правильной технической политики на предприятии и руководит всеми производственными цехами, конструкторских бюро, лабораториями. Главный инженер является первым заместителем начальника. Он осуществляет руководство предприятием через службы, которые непосредственно подчиняются ему, а это: технический, производственный, охраны труда и техники безопасности, технологический, отделы главного механика, главного энергетика.

Задачами технического отдела является обеспечение совершенствования техники и технологии производства. Главная задача технологического отдела - разработка месторождений (в НГДУ).

Отдел охраны труда занимается контролированием соблюдения правил техники безопасности, промышленной санитарии, охраны труда. Этот отдел

разрабатывает профилактические мероприятия для недопущения промышленного травматизма, профессиональных заболеваний, повышению уровня техники безопасности, культуры производства.

Главный геолог является вторым заместителем начальника. Главной задачей этого отдела является выбор и обоснование основных направлений поисково-разведочных работ. Особые функции в управлении производством нефтегазодобывающих предприятий выполняет геологический отдел.

Разработкой и анализом выполнения оперативных планов-графиков, производственной программы, организационно-технических мероприятий занимается производственный отдел. Главный механик с подчиненными ему отделом главного механика и ремонтными цехами, занимается обеспечением бесперебойной и качественной работы технологического оборудования, а также он организует контроль и текущее обслуживание оборудования, составляет графики планово-предупредительного ремонта.

Главный энергетик в ответе за бесперебойную подачу электроэнергии на производственные объекты и ремонт энергетического оборудования. Определение потребности предприятия в различных видах энергии является задачей главного энергетика и его отдела.

Заместитель начальника по экономике возглавляет экономическую службу предприятия. Он осуществляет руководство работами по анализу и планированию производственно-хозяйственной деятельности предприятия, по наиболее полному и целесообразному использованию материальных, денежных и трудовых ресурсов. Ему подчиняются отделы: планово-экономический, лаборатория технико-экономического анализа, организации труда и заработной платы.

Планово-экономический отдел координирует всю плановую работу на предприятии, обеспечивает учет и контроль выполнения плановых заданий, разрабатывает текущие и перспективные планы, организует хозрасчет. Отдел организации труда и заработной платы занимается работой по планированию научной организации труда, заработной платы, затрат труда, и анализ

использования трудовых ресурсов предприятия, выявляет наиболее целесообразные формы оплаты труда, а также осуществляет техническое нормирование, организует социалистическое соревнование.

Бухгалтерия, подчиняется непосредственно начальнику управления. Она осуществляет учет денежных расходов предприятия, заработной платы, основных и оборотных средств; занимается планированием, учетом и анализом финансов, рассчитывает доходы и расходы предприятия; осуществляет оперативную финансовую работу по обеспечению предприятия денежными средствами, расчеты с поставщиками и потребителями, выполняет приходно-расходные операции через кассу управления. Отдел кадров, подчиняется заместителю начальника по кадрам, занимается подбором и комплектуем кадры, принимает вновь устроившихся и увольняет, анализирует движение работников и дополнительно занимается вопросами их технического обучения. [25]

4.2 Экономическая характеристика НГДУ «Туймазанефть»

Технико-экономические показатели - являются индикаторами деятельности предприятия на многие года вперед. Значение ТЭП заключается в исследовании выполнения производственных программ и обнаружения внутренних экономических резервов, усовершенствовании использования производственных ресурсов нефтяной компании. Как подмечалось ранее, Илькинское месторождение находится на поздней стадии разработки, мы наблюдаем спад добычи нефти. Поэтому было бы важно уделить большое внимание новым технологиям сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Основные технико-экономические показатели работы НГДУ «Туймазанефть» представлены в таблице 14.

Таблица 14 — Основные технико-экономические показатели НГДУ «Туймазанефть» [25]

Показатели	2018 г.	2019 г.	% к 2018
Объем добычи, тыс.т	1633,632	1645,199	100,7

Среднесуточный скважин по нефти, т/сут	1,8	1,9	105,5
Эксплуатационный фонд скважин, шт.	2546	2570	100,9
Коэффициент эксплуатации	0,955	0,947	99,2
Численность ППП, чел.	475	468	98,5
Производительность труда, т/чел.	3439	3515	102,2
Полная себестоимость товарной нефти, тыс. руб.	4181575	3791525	106,8
Себестоимость 1 т нефти, руб.	2670,12	2304,60	101,6

4.3.1 Расчет экономической эффективности

В данном дипломном проекте предложено провести оптимизацию технологического режима работы со сменой типоразмера насоса на более производительный УЭЦН в скважинах Илькинского месторождения. Экономический эффект образуется за счет получения дополнительной добычи нефти и газа в результате оптимизации режима работы скважины

Дополнительная добыча от увеличения дебита при смене насоса рассчитывается по формуле (31):

$$\Delta A = (q_2 - q_1) \cdot 365 \cdot K_э - \Delta A_p \quad (31)$$

где q_2 и q_1 - среднесуточный дебит по группе скважин до и после смены насосов, т/сут;

365 - количество дней в году;

$K_э$ - коэффициент эксплуатации скважин;

ΔA_p - расход нефти на проведение мероприятия и потери нефти в результате простоя скважины при проведении мероприятия, тонн. Расход нефти на проведение мероприятия и потери нефти в результате простоя скважины при проведении мероприятия рассчитывается по формуле (32):

$$\Delta A_p = \frac{q_1 \cdot t_h}{24} \quad (32)$$

$$\Delta A_p = \frac{9,9 \cdot 61,7}{24} = 25,465 \text{ т для скважины №1681,}$$

где q_1 - дебит нефти данной скважины до проведения мероприятия, т/сут;

t_h - время проведения мероприятия, сут, т/год. Дополнительная добыча нефти составляет:

$$\Delta A = 1685,52 \text{ т/год}$$

Аналогично рассчитаем прирост добычи нефти и потери нефти по другим скважинам. Результаты расчета сведены в таблицу 15.

Таблица 15 — Прирост объема добычи нефти [25]

Номер скважины	Фактический дебит нефти, т/сут	Проектный дебит нефти, т/сут	Потери нефти	Прирост добычи нефти, т/год
1681	9,9	14,85	25,465	1685,52
1862	15,2	22,8	39,07	2587,9
1856	3,6	5,4	9,2	612,98
Итого:	-	-	-	4886,4

4.3.2 Расчет себестоимости дополнительной добычи нефти

Далее необходимо определить по статьям калькуляции, как изменится себестоимость добычи нефти на основании данных НГДУ. Результаты оптимизации режима работы представлены в таблице 16.

Таблица 16 — Результаты оптимизации режима работы скважин Илькинского месторождения

До		После	Отклонение
№ скважины	Марка насоса N, кВт	Марка насоса N, кВт	ΔN , кВт
1681	ЭЦН5-30-1850	ЭЦНМ5-30-1700 17,94	-14,06
1862	ЭЦН5-25-1950	ЭЦН-80-2500 31,73	-0,27
1856	ЭЦН5-45-2100	ЭЦНМ5-60-2300 22,76	-5,24
Итого:	- 92	- 72,43	-19,57

Расходы на электроэнергию для извлечения нефти:

1) Расходы за потребленную энергию рассчитываются по формуле (33):

$$\Delta Z_{\text{потр}} = \Delta N \cdot 365 \cdot 24 \cdot K_э \cdot C_1 \quad (33)$$

$$\Delta Z_{\text{потр}} = -19,57 \cdot 365 \cdot 24 \cdot 0,947 \cdot 1,9 = -308,459 \text{ тыс. руб.}$$

где ΔN - изменение мощности, кВт; 365 - количество дней в году;

$K_э$ - коэффициент эксплуатации скважин;

C_1 - цена 1 кВт/ч.

2) Плата за установленную мощность рассчитывается по формуле (34):

$$\Delta Z_{уст} = \Delta N \cdot 1,05 \cdot C_2 \cdot 12 \quad (34)$$

$$\Delta Z_{уст} = -19,57 \cdot 1,05 \cdot 335 \cdot 12 = -82604,97 \text{ руб.},$$

где ΔN - изменение мощности, кВт;

1,05 - перевод в мощность трансформатора,

5% - потери;

C_2 - цена 1 кВт.

3) Стоимость содержания электросетей рассчитывается по формуле (35):

$$\Delta Z_{сод} = \Delta N \cdot 1,05 \cdot C_3 \cdot 12 \quad (35)$$

$$\Delta Z_{сод} = -19,57 \cdot 1,05 \cdot 253,7 \cdot 12 = -62557,85 \text{ руб.}$$

4) Расходы на энергию для извлечения нефти:

$$\begin{aligned} \sum (\Delta Z_{потр}, \Delta Z_{уст}, \Delta Z_{сод}) &= -308,459 - 82,604 - 62,557 = \\ &= -453,62 \text{ тыс. руб.} \end{aligned}$$

Расходы по искусственному воздействию на пласт рассчитываются по формуле (36):

$$\Delta Z_{в} = \Delta A \cdot C_{уз} \cdot K_2$$

(36)

$$\Delta Z_{в} = 4886,4 \cdot 338,65 \cdot 1 = 1654,779 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{уз}$ - удельные затраты на 1 тонну нефти по статье «Расходы по искусственному воздействию на пласт», руб./т

K_2 - удельный вес условно-переменных затрат по данной статье в калькуляции себестоимости.

Расходы по сбору и транспортировке нефти рассчитываются по формуле (37):

$$\Delta Z_{ст} = \Delta A \cdot C_{сбр} \cdot K_3 \quad (37)$$

$$\Delta Z_{ст} = 4886,4 \cdot 236,6 \cdot 1 = 1156,122 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{сбр}$ - удельные затраты на 1 тонну нефти по статье «Расходы по сбору и транспортировке нефти», руб./т;

K_3 - удельный вес условно-переменных затрат по данной статье в калькуляции себестоимости.

Расходы по технологической подготовке нефти рассчитываются по формуле (38):

$$\Delta Z_{\text{п}} = \Delta A \cdot C_{\text{пр}} \cdot K_4 \quad (38)$$

$$\Delta Z_{\text{п}} = 4886,4 \cdot 251,05 \cdot 1 = 1226,73 \text{ тыс. руб.}$$

где $C_{\text{пр}}$ - удельные затраты на 1 тонну нефти по статье «Расходы по технологической подготовке нефти», руб./т;

K_4 - удельный вес условно-переменных затрат по данной статье в калькуляции себестоимости.

В статью «Расходы на содержание и эксплуатацию оборудования» включены затраты, связанные с эксплуатацией наземного и подземного оборудования скважины и их содержанием. Расходы на эксплуатацию и содержание подземного и наземного оборудования включены из затрат прокатно-ремонтного цеха электрооборудования и электроснабжения, прокатно-ремонтного цеха эксплуатационного оборудования, цеха подземного ремонта скважин и автоматизации производства.

Расчета затрат необходимых для проведения мероприятия составляется смета и наряд затрат, которые приведены в таблице 17.

Таблица 17 — Наряд на смену насоса [25]

Наименование работ	Нормированное время, час.
Пеерезд на скважину Т-130 по неуд. дороге	3,84
Глушение скважины, опрессовка НКТ, разрядка	4,4
Монтаж, демонтаж А-5-40 на п/скв	2,24
Разборка, сборка устьевого арматуры	1,7
УЭЦН на насосно компрессорном трубопроводе -2.5"	24,21
Подготовка труб к работе (наворот п/колец)	0,41
Замер насосно компрессорного трубопровода	1,01
Подтаск. и укладка НКТ - 2,5 на мостики	1,61
Подготовка труб к работе (отворот п/колец)	0,41
Замер НКТ	1,01
СПО скош. И шаблона на НКТП-2,5 с промывкой	14,19
Отбивка забоя	4
Уборка рабочей зоны после ремонта	0,67
Вызов подачи, опрессовка	2
Итого	61,7

Проведем расчет затрат на осуществление данного мероприятия.

Данное мероприятие произведёт бригада по подземному ремонту скважин, в состав которой входят: помощник оператора и оператор ПРС 5 разряда.

Исходя из времени работы транспорта и расценок за час работы определим транспортные расходы: Цеховые расходы составляют 15,32 % от общих затрат. Смета затрат приведена в таблице 18.

Таблица 18 — Смета затрат на проведение подземного ремонта скважины [25]

Смета затрат на проведение подземного ремонта скважины			
Статьи затрат	Количество	Цена за ед.,р.	Сумма, руб.
Часовые тарифы			
Оператор ПРС 5 разряда, чел.	1	65	65
Помощник оператора ПРС, чел.	1	56	56
Итого тариф:	-	-	121
Премия, процент от тарифа	140	-	169,4
Районный коэффициент, %	15	-	43,56
Итого зарплата за 1 час	-	-	333,96
Всего зарплата, час:	29,74	-	9931,97
Отчисления на социальные нужды, %	30,2	-	2999,45

Далее определим затраты на амортизацию оборудования при ПРС по формуле (39):

$$Z_{\text{затр}} = Z_{1\text{н/ч}} \cdot t_{\text{рем}} \quad (39)$$

$$Z_{\text{затр}} = 188,298 \cdot 61,7 = 11617,9 \text{ руб.},$$

где $Z_{1\text{н/ч}}$ - затраты на один нормо-час, руб/час;

$t_{\text{рем}}$ - длительность ремонта, час.

Смета затрат на проведение данного мероприятия предоставлена в таблице 20.

Таблица 19 — Смета затрат на транспортные расходы [25]

Наименование транспортных средств	\bar{O}_i - стоимость одного часа работы транспортных средств, руб/час	t_i — время работы транспортных средств, час.	Сумма, руб.
Подъемник А5-40	853,2	61,7	52642,44
ЦА-320-Урал	750,8	6,1	4579,88
АЦ-8	694	12,2	8466,8
Т-130	710	3,8	2698

Прочий транспорт	188	61,7	11599,6
Итого	-	-	79986,72

Таблица 20 — Смета затрат [25]

Статьи затрат	Сумма, рублей
Основная и дополнительная заработная плата	20605,332
Отчисления на социальные нужды	2999,45
Амортизация	11617,9
Транспортные расходы	79986,72
Цеховые расходы	15371,8
Итого	130581,2

Таблица 21 — Себестоимость добычи нефти до и после проведения оптимизации режима работы скважин [25]

Статьи затрат	До внедрения мероприятия		После внедрения мероприятия	Изменение затрат
	всего	на т. нефти		
1	2	3	4	5
Расходы на энергию по извлечению нефти, тыс. руб	446206	271,22	445752,4	-453,62
Расходы по искусственному воздействию на пласт, тыс. руб	557152	338,65	558806,8	1654,779
Основная зарплата производственных рабочих, тыс. руб	20605,3	12,52	20605,3	-
Отчисления на социальные нужды, тыс.руб	34181	20,77	34181	-
Амортизация скважин, тыс. руб	309788	188,29	309778	-
Расходы по технологической подготовке нефти, тыс. руб	413031	251,05	414257,7	1226,73
Расходы по эксплуатации оборудования, тыс. руб	950507	577,74	950637,58	130,581
Цеховые расходы, тыс. руб	148224	90,09	148224	-
Общепроизводные расходы, тыс. руб	522531	317,6	522531	-
Итого затрат, тыс. руб	3791525	2304,6	3795229,88	3714,59
Добыча нефти, тыс. т	1645,199	-	1650,085	4,886
Себестоимость	2304,6	-	2300,02	-4,58

добычи 1 тонны нефти, руб.				
----------------------------	--	--	--	--

После проведения мероприятия себестоимость 1 тонны нефти определим по формуле:

$$C = \frac{(3791525 + 3714,59)}{(1645,199 + 4,886)} = 2300,02$$

4.3.3 Расчет годового экономического эффекта

Экономический эффект определяется по формуле (40):

$$\mathcal{E} = P_T - Z_T \quad (40)$$

где P_T - стоимостная оценка результат, тыс.руб;

Z_T - стоимостная оценка затрат, тыс.руб.

Определяется стоимостную оценку результата по формуле (41):

$$P_T = \Delta A \cdot C_T \quad (41)$$

$$P_T = 4886 \cdot 5020 = 24527,7$$

где C_T - оптовая цена реализации 1 тонны нефти, руб.

$$Z_T = Z_{\text{мер}}$$

где I - годовые текущие издержки при использовании продукции, руб.;

K - единовременные затраты при использовании продукции, руб.

Поскольку смена насоса производится при проведении планового подземного ремонта, следовательно единовременные затраты равны $K=0$.

$$Z_T = 3699,7 \text{ тыс. руб.}$$

$$\mathcal{E} = 24527,7 - 3714,59 = 20813 \text{ тыс. руб.}$$

Оставшаяся прибыль в распоряжении предприятия, рассчитывается по формуле (42):

$$P_T = \mathcal{E} - \left(\frac{H \cdot \mathcal{E}}{100} \right) \quad (42)$$

где H - процентная ставка налога на дополнительную прибыль, %. тыс.руб.

$$P_T = 20813 - \left(\frac{20 \cdot 20813}{100} \right) = 16650,4 \text{ тыс. руб.}$$

В результате проведения оптимизации определяем изменение производительности труда по формуле (43):

$$П_T = \left(\frac{\frac{A_2}{P_2}}{\frac{A_1}{P_1}} \right) \cdot 100 - 100, \% \quad (43)$$

где P_1, P_2 - среднесписочная численность до и после внедрения мероприятия
 A_1, A_2 - объем продукции до и после внедрения мероприятия.

$$П_T = \left(\frac{\frac{1650085}{468}}{\frac{1645199}{468}} \right) \cdot 100 - 100 = 0,296\%$$

За счет проведения мероприятия, снижение себестоимости продукции (C_{cp}) рассчитывается по формуле (44):

$$C_{cp} = \frac{(C_1 - C_2)}{C_1} \cdot 100 \quad (44)$$

$$C_{cp} = \frac{(2304,6 - 2300,02)}{2304,6} \cdot 100 = 0,1\%,$$

где C_1, C_2 - себестоимость добычи нефти до и после внедрения мероприятия, руб.

Результаты расчетов объединены в таблицу 22.

Таблица 22 — Экономическая эффективность оптимизации работы скважин, оборудованных УЭЦН [25]

Показатели	До проведения мероприятия	После проведения мероприятия	Абсолютное отклонение +,-
Объем добычи нефти, тыс.т	1645,199	1650,085	4,886
Себестоимость 1 тонны нефти, руб/т	2304,6	2300,01	-4,59
Стоимостная оценка результатов, тыс. руб	-	23527,7	24527,7
Стоимостная оценка затрат, тыс. руб	-	3699,7	3699,7
Экономический эффект, тыс.руб	-	20813	20813
Прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, тыс. руб	-	16650,4	16650,4
Производительность труда, т/чел	3515,38	3525,78	10,4

4.4 Выводы по финансовому разделу

Исходя из выше проведенных расчетах, проведение оптимизации в предлагаемых скважинах рационально и подтверждается экономической эффективностью. В итоге проведения мероприятия увеличится прибыль, остающаяся в распоряжении предприятия, а также увеличится производительность труда и снизится себестоимость добываемой продукции. В результате оптимизации режима работы скважины получена дополнительная добыча нефти равная 4886,4 т/год, экономический эффект 20813 тыс. руб.

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа 2Б94		ФИО Фефелов Богдан Олегович	
Школа	ИШПР	Отделение (НОЦ)	ОНД
Уровень образования	Бакалавриат	Направление/специальность	21.03.01 Нефтегазовое дело / Разработка и эксплуатация нефтегазовых месторождений

Тема ВКР:

Разработка эффективных алгоритмов управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти	
Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:	
<p>Введение</p> <ul style="list-style-type: none"> – Характеристика объекта исследования (установка, насос, прибор, алгоритм, методика) и области его применения. – Описание рабочей зоны (рабочего места) при разработке проектного решения/при эксплуатации 	<p><i>Объект исследования:</i> установка электроцентробежного насоса <i>Область применения:</i> нефтяные месторождения с механизированным способом добычи <i>Рабочая зона:</i> полевые условия, производственные помещения <i>Климатическая зона:</i> резко-континентальный и континентальный климат <i>Количество и наименование оборудования рабочей зоны:</i> компоновка УЭЦН, фонтанная арматура кустовых площадок, ТМПН, станции управления (СУ), блоки местной автоматики (БМА) <i>Рабочие процессы, связанные с объектом исследования, осуществляющиеся в рабочей зоне:</i> контроль за параметрами работы УЭЦН, регулирование режимов работы насоса, эксплуатация и ремонт компоновки электроцентробежного насоса</p>
Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:	
<p>1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – специальные (характерные при эксплуатации объекта исследования, проектируемой рабочей зоны) правовые нормы трудового законодательства; – организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны. 	<p>Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н "Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением" (с изм. и доп., вступ. в силу с 20.02.2014 для зимнего и летнего времени года).</p> <p>ТК РФ Статья 372. Порядок учета мнения выборного органа первичной профсоюзной организации при принятии локальных нормативных актов.</p> <p>ГОСТ 12.0.003-2015. Система стандартов по безопасности труда Опасные и вредные производственные факторы. Классификация. ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ. Шум. Общие требования безопасности. ГОСТ Р 12.4.296.2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие требования. Методы испытания. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. ГОСТ 12.1.019-2017. ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. ГОСТ 17.0.0.01-76. Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения. СанПиН 2.2.3.548-96. Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное</p>

	<p>освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. ППБО-85. Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности.</p>
<p>2. Производственная безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации:</p> <ul style="list-style-type: none"> – Анализ потенциальных вредных и опасных производственных факторов – Обоснование мероприятий по снижению воздействия 	<p>Опасные и вредные производственные факторы:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1) Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего; 2) Повышенный уровень шума; 3) Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны; 4) Повреждения в результате контакта с насекомыми; 5) Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования, 6) Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги; 7) Пожаровзрывоопасность; 8) Падение работающего с высоты; 9) Оборудование, ёмкости, работающие под избыточным давлением. <p>Мероприятия для снижения уровня воздействия опасных и вредных факторов на работающего: Сокращение длительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий, предоставление персоналу перерывов для обогрева в специальных помещениях, наличие зон в жаркое время года с нормальным микроклиматом, балансировка и ограждение вращающихся частей механизмов, смазка трущихся деталей механизмов, своевременный ремонт и обслуживание оборудования, правильная проектировка искусственного освещения согласно нормам, проведение своевременных инструктажей по технике безопасности, при ремонте необходимо вывешивать знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ, проведение плановых и внеплановых проверок пусковых и тормозных устройств, наладка электрооборудования в соответствии с требованиями, оснащение всех производственных, подсобных и жилых помещений подземными путями, не допускать их расположение вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов, очистка территории от мусора, не допускать замасливания территории, объекты нефтедобычи обеспечить средствами пожаротушения, использование предохранителей в электромеханизмах, выделения специальных мест для курения и разведения огня.</p>
<p>3. Экологическая безопасность при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации</p>	<p>Воздействие на атмосферу: загрязнение происходит при выбросах углеводородов Воздействие на литосферу и гидросферу: загрязнение</p>

	подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками, порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых комплексов, уничтожение и повреждение почвенного слоя сельхозугодий и других земель, загрязнение почвы нефтепродуктами, химреагентами и другими веществами, засорение почвы производственными отходами и мусором
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях при разработке проектного решения и его дальнейшей эксплуатации	Возможные ЧС: Природные катастрофы (наводнения, землетрясения, оползни, снежные бури, ураганы, лесные пожары, наводнение) Техногенные катастрофы (возгорание ГСМ, ГНВП, разрушение трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, разливы нефтепродуктов) Наиболее типичная ЧС: нефтегазоводопроявления
Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	10.03.2023

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ООД ШБИП	Гуляев Милий Всеволодович			10.03.2023

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
2Б94	Фефелов Богдан Олегович		10.03.2023

5 СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ

Под социальной ответственностью понимают ответственность перед людьми и данными им обещаниями со стороны организации. Необходимо уделять внимание производственной и экологической безопасности, позволяющей минимизировать вредное воздействие на персонал и окружающую среду.

В разделе «Социальная ответственность» производится анализ опасных и вредных факторов, которым подвержены рабочие при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН, разработка способов защиты от них, а также правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности.

5.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

К самостоятельному выполнению работ по добыче нефти и газа допускаются лица старше 18 лет, получившие допуск медицинской комиссии к выполнению данного вида работ, имеющие соответствующую квалификацию и допущенные к самостоятельной работе в установленном порядке. Перед допуском к самостоятельной работе рабочий проходит стажировку на рабочем месте под руководством специально назначенного лица.

Рабочий должен пройти инструктажи по безопасности труда в следующем порядке:

- при приеме на работу – вводный и первичный на рабочем месте;
- в процессе работы минимум один раз в 6 месяцев – повторный;
- внеплановый, в случае перерыва в работе более 60 календарных дней, при изменении правил, инструкций по охране труда, замене или модернизации оборудования, а также при нарушении требований безопасности труда.

Рабочий, выполняющий работу при помощи электроинструмента, должен иметь группу по электробезопасности не ниже II. [26]

Для защиты от вредных и опасных факторов рабочему выдаются СИЗ согласно приказу Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) для зимнего и летнего времени года. [27]

Продолжительность вахты не должна превышать одного месяца, в случае необходимости увеличения продолжительности, вахта может быть увеличена до трех месяцев с учетом мнения выборного органа первичной профсоюзной организации в порядке, установленном статьей 372 ТК РФ.

Режимы труда и отдыха регламентируются графиком работы на вахте, утвержденным работодателем с учетом мнения профсоюзной организации. Дни нахождения в пути к месту работы в рабочее время не включаются.

Работникам положены надбавки за вахтовый метод работы, при работе в районах Крайнего Севера или приравненных к ним местностям устанавливаются районные коэффициенты и выплачиваются процентные надбавки. Ежегодный отпуск для лиц работающих в районах Крайнего Севера составляет 24 календарных дня, в местностях, приравненных к районам Крайнего Севера 16 календарных дней. [28]

Организация рабочего места рабочих в службе добычи нефти и газа должна обеспечивать безопасность выполнения работ.

Площадка для добычи нефти и газа должна быть тщательно спланирована, очищена от посторонних предметов.

Рабочие места должны быть достаточно освещены.

Средства аварийной сигнализации и контроля состояния воздушной среды должны находиться в исправном состоянии.

Оборудование, которое может оказаться под напряжением должны быть заземлено. Во взрывоопасных зонах должно быть установлено оборудование во взрывозащищенном исполнении. [26]

5.2 Производственная безопасность

Проанализируем вредные и опасные факторы, которые могут возникнуть в процессе добычи нефти. Перечень опасных и вредных факторов при добыче нефти и газа представлен в таблице 23.

Таблица 23 — Опасные и вредные факторы при добыче нефти и газа

Факторы (ГОСТ 12.0.003-2015)		Нормативные документы
Вредные	Опасные	
<p>1. Производственные факторы, связанные с микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего;</p> <p>2. Повышенный уровень шума;</p> <p>3. Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения;</p> <p>4. Повышенная запыленность и загазованность;</p> <p>5. Повреждения в результате контакта с насекомыми;</p>	<p>6. Повреждения в результате падения;</p> <p>7. Резкое изменение барометрического давления воздуха среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления;</p> <p>8. Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования;</p> <p>10. Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги</p> <p>11. Пожаровзрывоопасность</p>	<p>Требования к температуре воздуха рабочей зоны устанавливаются в СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [29]</p> <p>Требования к безопасности связанные с повышенным уровнем шума устанавливаются в ГОСТ 12.1.003-2014 ССБТ Шум. Общие требования безопасности. [38]</p> <p>Требования к освещению устанавливаются СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. [40]</p> <p>Требования к запыленности и загазованности приведены в ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [31]</p> <p>Требования к защите от повреждения в результате контакта с насекомыми представлены в ГОСТ Р 12.4.296-2013 ССБТ Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов. Общие технические требования. Методы испытания. [44]</p> <p>Требования к резкому изменению барометрического давления воздуха среды на рабочем месте или с его существенным отличием от нормального атмосферного давления представлены в ГОСТ 12.0.003-2015.</p> <p>Требования к движущимся машинам и механизмам [32]</p> <p>Устанавливаются в ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ Оборудование производственное. Общие требования безопасности.</p> <p>Требования к электробезопасности устанавливаются в ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [33]</p> <p>Требования к пожаробезопасности представлены в ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности. [34]</p>

5.2.1 Анализ опасных и вредных производственных факторов

Производственные факторы, связанные с аномальными микроклиматическими параметрами воздушной среды на местонахождении работающего

Температура воздуха рабочей зоны оказывает непосредственное влияние на тепловое самочувствие человека и его работоспособность.

В летний период времени при проведении полевых работ и длительном пребывании человека на открытом воздухе большая вероятность получения солнечного удара, в результате получения повышенной дозы ультрафиолетового излучения. Последствиями солнечного удара являются потеря сознания и пребывание в шоковом состоянии. Допустимая интенсивность ультрафиолетового облучения работающих при незащищенных участках поверхности кожи не более $0,2 \text{ м}^2$, при продолжительности излучения 50% рабочей смены не должна превышать 10 Вт/м^2 . [35]

Средствами защиты от перегрева головы солнечными лучами могут выступать различные головные уборы.

В зимнее время происходит значительное снижение температуры окружающего воздуха, что может повлечь обморожение незащищенных частей тела при проведении работ. Результатом переохлаждения организма являются различные заболевания (ангина, пневмония и тд.), снижающие иммунологическую сопротивляемость организма.

Для защиты от переохлаждения при проведении полевых работ в зимнее время работников обеспечивают тёплой спецодеждой. [36]

В комплект средств индивидуальной защиты от холода включены: все предметы, надетые на человека: комнатная одежда, спецодежда, головной убор, рукавицы, обувь. Основной материал спецодежды обладает защитными свойствами, соответствующими условиям трудовой деятельности, характеризуется стойкостью к механическим воздействиям, атмосферным

осадкам, воздействию света, различного рода загрязнителям и легко очищается от них.[37]

Повышенный уровень шума

В процессе добычи нефти и газа используются различные приводы и механизмы, издающие различные шумы различной частоты и интенсивности. Производственный шум вызывает у работающих неприятные ощущения.

Шум на рабочем месте не должен превышать 85 дБА и соответствовать требованиям ГОСТ 12.1.003-2014 «Шум. Общие требования безопасности». Для уменьшения шума на объектах необходимо использовать различные средства защиты. [38]

Индивидуальные: наушники, закрывающие ушную раковину снаружи; противозумные вкладыши, противозумные шлемы и каски. К коллективным средствам защиты относятся: демпфирование, звукоизоляция и звукопоглощение, а также предусматривается установка кожухов и глушителей . [39]

Отсутствие или недостаток необходимого искусственного освещения

Освещение – получение, распределение и использование световой энергии для обеспечения благоприятных условий видения предметов и объектов. Оно влияет на настроение и самочувствие, определяет эффективность труда, поскольку недостаточное освещение может исказить информацию и вызывать утомление.

Освещение рабочих мест должно отвечать требованиям, изложенным в СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95 [40]. Освещение должно равномерно распределять яркость, быть постоянным во времени, без пульсации, иметь спектр близкий к естественному. При добыче нефти используется естественное и искусственное освещение, а также

предусмотрено и аварийное.

Производственные помещения должны обладать освещенностью проходов и лестниц не менее 100лк. Для рабочей зоны объекта добычи нефти норма средней горизонтальной освещенности составляет не менее 50 лк.

Повышенная запыленность и загазованность рабочей зоны

В процессе добычи нефти могут происходить выбросы нефти или газа, что может привести к отравлению рабочих. Поэтому необходимо проверять загазованность посредством газоанализатора, а утечки газа – обмыливанием. Запрещается проверка загазованность с помощью огня

При обнаружении газа, необходимо принять меры по его устранению. Нужно соблюдать все требования по охране труда для газоопасных работ. При невозможности самостоятельного устранения действовать в соответствии с планом ликвидации аварий

Содержание вредных веществ в воздухе рабочей зоны не должно превышать предельно допустимых концентраций (ПДК). ПДК транспортируемых газов, вредных примесей и некоторых применяемых веществ [41]:

- метан по санитарным нормам относится к 4-му классу опасности (малоопасные вредные вещества со значением ПДК в пересчете на углерод) – 300 мг/м^3 ;
- нефть по санитарным нормам относится к 3-му классу опасности - 10 мг/м^3
- ПДК сероводорода в присутствии углеродов ($\text{C}_1\text{-C}_5$) – 3 мг/м^3 (2-ой класс опасности);
- ПДК сернистого газа (SO_2) в воздухе рабочей зоны 10 мг/м^3 (3 класс – умеренно опасные вредные вещества);
- ПДК метанола (CH_3OH) в воздухе рабочей зоны (по санитарным нормам) – 5 мг/м^3 .

При работе в местах, где концентрация вредных веществ в воздухе может превышать ПДК, работников должны обеспечивать соответствующими противогазами.

Работающие в условиях пылеобразования должны быть в противопыльных респираторах.

Повреждения в результате контакта с насекомыми

При проведении полевых работ на нефтегазовом месторождении обитают гнус и клещевые инфекции.

К гнусу относят комплекс летающих кровососущих насекомых (комары, мошки, мокрецы, слепни, москиты), к клещевым инфекциям относят инфекционные природно-очаговые заболевания, возбудителей которых передают клещи при кровососании. Существует два способа защиты от насекомых: механический (конструктивные элементы одежды) и химический (инсектицидные, акарицидные и репеллентные средства, для обработки материалов, используемых для изготовления спецодежды).

В случае защиты от клещевых инфекций можно использовать противовирусные прививки, которые создают у человека устойчивый иммунитет к вирусу. [44]

Движущиеся машины и механизмы, подвижные части производственного оборудования могут привести к механическим травмам.

Механическая травма представляет собой повреждение тканей, частей тела, органов и других анатомических образований в результате воздействия внешней механической силы. В процессе добычи нефти возможно использование движущихся машин таких как ППУ, АДПМ и тд., в следствии неисправности оборудования возможны его срывы и падения. Общие требования безопасности представлены в ГОСТ 12.2.003-91 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Оборудование производственное. [32]

Для устранения причин возникновения механических травм

необходимо все работы проводить согласно правилам безопасности, на производственном объекте.

В качестве средств индивидуальной защиты от движущихся машин работники обеспечиваются [26]:

- 1) рукавицы брезентовые;
- 2) сапоги резиновые и кожаные;
- 3) каска защитная;
- 4) подшлемник под каску;
- 5) очки защитные.

Электрический ток, вызываемый разницей электрических потенциалов, под действие которого попадает работающий, включая действие молнии и высоковольтного разряда в виде дуги

Основными условиями возникновения поражения электрическим током на объектах добычи нефти и газа является прикосновение к металлическим частям электроустановок, находящимся под напряжением (электродвигатели, трансформаторные узлы, щиты распределители, кабели ПЭД).

Поражение электрическим током возможно из-за доступности прикосновения к токоведущим частям, отсутствия защитного заземления, не применения защитных средств, при обслуживании электроустановок. Опасность прикосновения человека к источнику тока оценивается значением силы тока, проходящего через тело человека. При эксплуатации скважин с УЭЦН, подача энергии к погружному электродвигателю осуществляется через силовой кабель, проходящий по поверхности

На месторождении для питания оборудования применяется ток с напряжением 1000, 380, 220 В частотой 50 Гц, являющейся наиболее опасным.

Для обеспечения защиты от прямого прикосновения, по ГОСТ 12.1.019-2017, необходимо применять следующие технические способы и средства (основная защита):

- основная изоляция;

- защитные оболочки;
- защитные ограждения (временные или стационарные);
- защитные барьеры;
- безопасное расположение токоведущих частей, размещение их вне зоны досягаемости частями тела, конечностями;
- выравнивание потенциалов;
- защитное отключение;
- предупредительная световая, звуковая сигнализации, блокировки безопасности, знаки безопасности;
- электрозащитные средства и другие средства индивидуальной защиты.

На месторождениях по добыче нефти и газа, для каждого оборудования работающего от электрического тока, в соответствии с ГОСТ Р 58367-2019, предусматривают устройства системы рабочего, защитного заземления, уравнивания потенциалов, мероприятий по защите электрических сетей и электроустановок от атмосферных и коммутационных перенапряжений, обеспечивающих безопасность от поражения электрическим током. Для зданий и сооружений на объектах обустройства нефтяных и газовых месторождений должна быть предусмотрена молниезащита.

Для выполнения работ в охранной зоне линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций организация обязана подать заявку предприятию, эксплуатирующему эти сооружения, с указанием вида, характера, места, времени начала и окончания работ, а также список ответственных руководителей, ответственных исполнителей работ и лиц, имеющих право выдачи нарядов-допусков, с указанием фамилий, инициалов, должностей и групп по электробезопасности и получить письменное разрешение на право производства работ.

Допускается выдавать один наряд-допуск для поочередного проведения однотипной работы на нескольких электроустановках,

предназначенных для преобразования и распределения электрической энергии (далее – подстанциях) или нескольких присоединениях одной подстанции.

Наряд-допуск на производство работ в охранной зоне воздушной линии электропередачи, связи, других инженерных коммуникаций должен быть утвержден руководителем (главным инженером, техническим директором) организации и подписан лицом, ответственным за эксплуатацию линии со стороны владельца

К таким работам относятся: протирка изоляторов; подтяжка контактных соединений, отбор проб и доливка масла; переключение ответвлений обмоток трансформаторов; проверка устройств релейной защиты, электроавтоматики, измерительных приборов; испытание повышенным напряжением от постороннего источника; проверка изоляторов измерительной штангой; отыскание места повреждения КЛ. Срок действия такого наряда – 1 сутки [33].

Пожаровзрывоопасность

Пожары возникают вследствие взаимодействия открытого огня с огнеопасными веществами (нефть, газ и т.д.). К возникновению пожара может привести нарушение порядка хранения пожароопасных материалов, нарушение правил эксплуатации электрического оборудования, применение неисправных осветительных приборов, электропроводки и устройств, дающих замыкание, курение в неустановленных местах.

Для предупреждения пожаровзрывоопасности не допускается замазучивание производственной территории и помещений, загрязнение легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, мусор и сухая трава, должны убираться и засыпаться сухим песком или грунтом. Дороги, подъезды, проезды к сооружениям, водоёмам, пожарным гидратам и средствам пожаротушения нельзя загромождать и использовать для складирования материалов и деталей. У пожарных гидратов необходимо устанавливать надписи указатели, позволяющие быстро определить место

их расположения. Отогревать замёрзшую арматуру, трубопроводы, задвижки разрешается только паром или горячей водой. Применение для этих целей открытого огня запрещается. Хранение смазочных материалов в производственном помещении разрешается в количестве не более суточного расхода в негоряемых шкафах, герметичной таре или в ящиках с плотно закрывающимися крышками. Въезд на территорию пожаро- и взрывоопасных предприятий и установок допускается только по специальному пропуску. Автотранспорт должен быть оборудован глушителями с искрогасителем. Возникновение пожара на газокompрессорной станции, как уже отмечалось, является одним из опасных факторов производства. Опасными факторами пожара, воздействующими на людей и материальные ценности, помимо открытого пламени, повышенной температуры, являются также токсические продукты горения и термического разложения и их вторичные проявления:

- электрический ток;
- подвижные части разрушившихся аппаратов;
- взрыв;
- осколки.

Пожарная профилактика. Для непосредственного надзора за противопожарным состоянием должна быть создана пожарная дружина. Оборудование должно соответствовать ГОСТ 12.2.003-91 ССБТ «Оборудование производственное. Общие требования безопасности» .

Предусмотрено обучение персонала обязанностям и действиям при пожаре правилам вызова пожарной охраны, порядку аварийной остановки технологического оборудования, отключения вентиляции и электрооборудования, правилам применения первичных средств пожаротушения, порядку осмотра и приведения в пожаробезопасное состояние всех закрепленных помещений и установок. По данным мероприятиям периодически проводятся практические тренировки.

Первичными средствами гашения огня применяются порошковых

огнетушителей ОП-50, ОП-10, ОП-5 в зависимости от мест установки. В местах связанных с присутствием электроустановок применяются углекислотные огнетушители ОУ-3, ОУ-5, ОУ-10, а также кошма и песок. Снаружи здания находится пожарный извещатель и кнопка аварийной остановки оборудования.

На видных местах необходимо размещать схемы эвакуации людей в случае пожара, инструкции, определяющие действия персонала по обеспечению безопасной и быстрой эвакуации, устройства систем оповещения о пожаре, таблички с указанием телефона пожарной части 01 или 112. [32]

5.2.2 Обоснование мероприятий по снижению уровней воздействия опасных и вредных факторов на работающего

Для снижения влияния воздействия температуры рабочей зоны возможно сокращение продолжительности рабочей смены, прекращение работ в зависимости от погодных условий. В холодное время года работникам, работающим на открытом воздухе или в закрытых необогреваемых помещениях, необходимо предоставить перерывы для обогрева в специальных помещениях, которые обязан обеспечить работодатель. Перерывы включаются в рабочее время. В жаркое время года вводят перерывы для отдыха в зонах с нормальным микроклиматом. [36]

Для снижения воздействия шума на работающего необходимо поглощать его источник. Снижению шума способствует смазка трущихся деталей механизма, балансировка вращающихся частей, ремонт и обслуживание оборудования. [39]

Для снижения уровня воздействия недостаточной освещенности рабочего места необходимо правильно проектировать искусственное освещение согласно требуемым нормам. Светильники аварийного и эвакуационного освещения должны питаться от независимого источника.

[40]

Для снижения вероятности травматизма при работе движущихся машин и механизмов необходимо [32]:

- оградить вращающиеся части механизмов;
- проводить своевременно инструктажи по технике безопасности.
- при ремонте должны вывешиваться знаки, оповещающие о проведении ремонтных работ;
- проведение проверки состояния ремней, цепей, тросов и их натяжения;
- проведение плановых и внеплановых пусковых и тормозных устройств.

Снижение вероятности поражения электрическим током достигается с помощью следующих мероприятий:

- проектирование, монтаж, наладка, испытание и эксплуатация электрооборудования должны проводиться в соответствии с требованиями

«Правил устройства электроустановок», «Правил по охране труда при эксплуатации электроустановок (с изменениями на 19 февраля 2016 года)».

Для снижения пожароопасности все производственные, подсобные и жилые помещения должны иметь подъездные пути и не должны располагаться вблизи емкостей с горючими материалами и складов лесоматериалов.

Территория должна быть очищена от мусора и не следует допускать замазучивания территории. В целях предотвращения пожара запрещается располагать электропроводку в местах ее возможного повреждения подвижными механизмами;

Объекты нефтедобычи должны быть обеспечены средствами пожаротушения.

Для исключения возгорания по причине короткого замыкания в

электромеханизмах должны использоваться предохранители.

В электросетях необходимо использовать провода с достаточно большим сечением, чтобы исключить возможность возгорания от перегрева.

Для курения и разведения огня отводятся специальные места. [34]

5.3 Экологическая безопасность

Нефтяная промышленность в силу своей специфики является отраслью загрязнителем, где все технологические процессы могут вызывать нарушение экологической обстановки, необходимо уделять большое внимание охране окружающей среды.

Атмосфера

Загрязнение атмосферы при добыче нефти и газа происходит при выбросах углеводородов. Главным источником выбросов являются дыхательные клапаны резервуаров, отсутствие герметичности фланцевых соединений, сальниковых уплотнений, а также автотранспорт.

Для защиты атмосферы следует не допускать выбросы флюида, а в случае их возникновения в ближайшее время ликвидировать. Для предотвращения выбросов необходимо проводить своевременный контроль сварных швов, герметичности элементов системы сбора нефти, использовать компрессоры с электроприводом. [45]

Гидросфера и литосфера

В процессе добычи нефти и газа происходит загрязнение подземных водоносных горизонтов производственными водами, бытовыми стоками.

Отрицательное воздействие на литосферу осуществляется при следующих воздействиях:

- порубка древесная при сооружении площадок, коммуникаций, жилых поселков;
- уничтожение и повреждения почвенного слоя сельхозугодий и других земель;

- загрязнение почвы нефтепродуктами, химреакентами и другими веществами;
- засорение почвы производственными отходами и мусором.

Защитные мероприятия гидросферы и литосферы:

- устья скважин и прискважинные участки должны обеспечивать требуемую герметичность;
- хранение запасов ГСМ и нефтепродуктов должно осуществляться только в металлических емкостях;
- транспортировку неупакованных сыпучих материалов осуществлять специальным транспортом (цементовозы, смесительные машины);
- транспортировку жидких веществ (нефть, химреакенты, ГСМ существует возможность создать по всей длине обсадной колонны прочное цементное кольцо с целью исключения перетоков пластовых вод из одного пласта в другой). [42]

Рекультивация нарушенных земель в процессе добычи скважины подразумевает следующие мероприятия:

- разбить все фундаментные основания, очистить всю территорию от металлолома и другого мусора;
- засыпать все амбары, траншеи, разровнять обваловку и спланировать площадку;
- произвести восстановление плодородного слоя земли. [46]

Все работы по охране окружающей среды и рекультивации земель проводятся в соответствии с нормативными документами стандарта системы охраны природы ГОСТ 17.0.0.01-76.[43]

5.4 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

Под источником чрезвычайной ситуации понимают опасное природное явление, аварию или опасное техногенное происшествие, в

результате чего произошла или может возникнуть чрезвычайная ситуация.

Возможные чрезвычайные ситуации при добыче нефти и газа: наводнения, землетрясения, снежные бури, ураганы, лесные пожары, ГНВП, возгорание ГСМ, разрушение трубопроводных систем, аппаратов системы подготовки, разливы нефтепродуктов .

Наиболее распространенным видом чрезвычайных ситуаций при добыче нефти и газа с помощью УЭЦН являются нефтегазоводопроявления на скважине.

Основными причинами возникновения данной ЧС являются:

- нарушение требований безопасности при проведении работ;
- отклонения от технологического регламента;
- недостаточная обученность персонала;
- неисправность технологического оборудования.

При возникновении ЧС принимаются меры согласно плану ликвидации аварий, по ограничению развития аварийной ситуации и ее ликвидации. Повышение устойчивости предприятия к ЧС при эксплуатации УЭЦН осуществляется за счет выполнения следующих мероприятий:

- Оборудование, специальные приспособления и материалы, необходимые для ликвидации аварийных ситуаций, всегда должны находиться на складах аварийного запаса;

- Покрытие огнезащитной краской конструкций, оснащение средствами пожаротушения рабочего места оператора;

Обучение работников действиям по безопасной остановке оборудования, а также регулярный инструктаж по пожарной безопасности.

[26]

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В процессе выполнения данной выпускной квалификационной работы произведён анализ эффективных алгоритмов управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в процессе добычи нефти.

Описана система «пласт-скважина» в процессе эксплуатации УЭЦН, а также формирование условий эксплуатации установки с учетом пластовых осложнений и осложнений глубинного насосного оборудования.

Произведен анализ показателей работы установки электроцентробежного насоса, формирующих режим эксплуатации, с рассмотрением механизма изменения этих показателей в зависимости от изменения вида осложнений. Произведено обоснование режимов эксплуатации скважин в зависимости от интенсивности проявления осложнений и приведена методология предупреждения и борьбы с осложненными условиями. Произведен подбор УЭЦН к скважине.

Рассмотрено формирование алгоритмов управления режимами эксплуатации электроцентробежного насоса при осложненных условиях, и составлены блок-схемы, описывающие влияние осложненных факторов с указанием методологии борьбы и предупреждения.

Выполнен расчет экономической эффективности оптимизации технологического режима работы при смене типоразмера насоса на более производительный УЭЦН в скважинах Илькинского месторождения, а также произведен расчет годового экономического эффекта оптимизации работы скважин за счет смены типоразмера насоса.

По итогам проделанной работы, с точки зрения комплексного подхода сделаны заключительные выводы и даны рекомендации по использованию эффективных алгоритмов управления режимами эксплуатации электроцентробежных насосов в процессе нефтедобычи.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Ишмурзин А.А., Матвеев Ю.Г. Машины и оборудование для добычи и подготовки нефти и газа: учебник. – Уфа: Изд-во «Нефтегазовое дело». – 2014. – 532 с.
2. Корабельников Михаил Иванович Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти // Вестник ЮУрГУ. Серия: Энергетика. 2017. №1. URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/optimizatsiya-rezhimov-raboty-skvazhin-ustanovkami-elektrotsentrobezhnyh-nasosov-na-sovremennom-etape-dobychi-nefti> (дата обращения: 19.04.2023).
3. Снарев А.И. Выбор и расчет оборудования для добычи нефти : учебное пособие / А.И.Снарев – Москва ; Волгоград : Инфра-Инженерия, 2019. – 216с.
4. Ибрагимов Н.Г. Осложнения в нефтедобыче.– Уфа:ООО «Издательство научно- технической литературы «Монотомь»», 2003.- 302с.
5. Пяльченков Дмитрий Владимирович, Пяльченкова Наталья Олеговна Исследование влияния параметров добывающих скважин на отказы электроцентробежных насосов // Вестник евразийской науки. 2016. №5 (36). URL: <https://cyberleninka.ru/article/n/issledovanie-vliyaniya-parametrov-dobuvayuschih-skvazhin-na-otkazy-elektrotsentrobezhnyh-nasosov> (дата обращения: 20.04.2023).
6. Корабельников М.И. Об основных причинах отказа УЭЦН и методах увеличения наработки на отказ на месторождениях Западной Сибири / Корабельников М.И., Корабельников А.М. // В сборнике: Опыт, актуальные проблемы и перспективы развития нефтегазового комплекса, материалы V региональной научно-практической конференции обучающихся ВО, аспирантов и ученых. - 2015.- С. 241-249.
7. Насыров В.А., Шляпников Ю.В., Насыров А.М. Обводненность продукции скважин и влияние ее на осложняющие факторы в добыче нефти // Экспозиция Нефть Газ. 2011. №2. URL:

<https://cyberleninka.ru/article/n/obvodnennost-produktsii-skvazhin-i-vliyanie-ee-na-oslozhnyayuschie-factory-v-dobyche-nefti> (дата обращения: 03.06.2023).

8. Руководство по эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях / Метод. указания компании / ООО «Роснефть». — М., 2017. - С. 13-114.

9. Методический документ. Методические указания и требования к проведению работ при запуске, выводе на режим и эксплуатации скважины. М-01.02.01.02.01-04 версия 2.0.

10. Стандарт ОАО «Томскнефть» ВНК. Порядок расследования причин отказов установок электроцентробежного насосного оборудования (УЭЦН) на механизированном фонде скважин. № П1–01.05 С–0031 ЮЛ–098. Версия 2.00.

11. Информационный ресурс «Нефтегазовое дело» (www.ogbus.ru) // Раздел: Установка электро центробежного насоса.

12. Ялалов А.А. Методы борьбы с механическими примесями / Ялалов А.А. // В сборнике: Наука и современность -2017 сборник материалов ЛПМеждународной научно-практической конференции.- 2017.- С. 139-144.

13. Станции управления ИНМ–3–ЧР. Руководство по эксплуатации. САЛН.420146 РЭ–ЛУ. ОАО «Ижнефтемаш», г. Ижевск, 2017г.

14. Инженерная практика. Анализ причин отказов УЭЦН при эксплуатации в осложнённых условиях: производственно-технический нефтяной журнал. [Электронный ресурс]. URL:<http://glavteh.ru/разрушение-вала-уэцнпричины/> (дата обращения: 27.05.2023).

15. Владимир Ивановский. «Новые перспективные ступени ЭЦН». Нефтегазовая вертикаль, № 11, 2010 г., стр. 30-35.

16. Производственно - технический нефтегазовый журнал «Инженерная практика», №1/2012г.

17. Кузьмичев Н.П. «Кратковременная эксплуатация малоприемистых нагнетательных скважин систем ППД». Доклад на 6-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2009», Москва 3
Кузьмичев Н.П. «Новые возможности кратковременной эксплуатации

скважин». Доклад на 5-й международной практической конференции «Механизированная добыча 2008», Москва, 2 - 4 апреля 2008 года.

18. Мищенко И.Т. Скиажинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. — М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. — 816 с. ISBN 5- 7246-0234-2.

19. Ивановский В.Н., Дарищев В.И., Сабиров А.А., Каштанов В.С., Пекин С.С. Оборудование для добычи нефти и газа: В 2 ч. — М: ГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им И. М. Губкина, 2002. - Ч. 1. — 768 с.: ил \ISBN 5- 7246-0180-X.

20. Ивановский В.И. Домашнее задание по машинам и оборудованию для добычи нефти часть 2 / В.И. Ивановский, Н.Н. Соколов – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2005.

21. Ляпков, П.Д. Подбор установки погружного центробежного насоса к скважине / П.Д. Ляпков Н.Н. – М.: МИНГ.

22. Агеев Ш.Р. Программные продукты «NovometSel-Pro», «Калькулятор ЭЦН», «Программа расчета энергоэффективности»/ А.М. Агеев Джалаев, И.В. Золотарев, А.С. Ермакова, Е.В. Пошвин//Бурение и нефть. – М, 2013 № 10. – С. 36–40.

23. Классификатор ОАО «Томскнефть» ВНК Категория нефтяных скважин по степени влияния осложняющих факторов. № П1–01.05 К–0001 ЮЛ–098, версия 1.01.

24. Проект разработки Илькинского нефтяного месторождения, БашНИПИнефть, Уфа, 1987. - 130с.

25. Годовые отчеты ООО «НГДУ Туймазанефть» за 2018, 2019г.

26. Инструкция по охране труда для оператора по добыче нефти и газа. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://vunivere.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

27. Приказ Минздравсоцразвития России от 09.12.2009 N 970н (ред. от 20.02.2014) «Об утверждении Типовых норм бесплатной выдачи специальной одежды, специальной обуви и других средств индивидуальной защиты

работникам нефтяной промышленности, занятым на работах с вредными и (или) опасными условиями труда, а также на работах, выполняемых в особых температурных условиях или связанных с загрязнением» [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

28. Трудовой кодекс Российской Федерации от 30.12.2001 N 197-ФЗ (ред. от 01.04.2019) – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

29. СанПиН 2.2.4.548–96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

30. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

31. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

32. ГОСТ 12.2.003-91. ССБТ. Оборудование производственное. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

33. ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

34. ППБО-85 Правила пожарной безопасности в нефтяной промышленности [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

35. СанПиН 2.2.4.3359-16 Санитарно-эпидемиологические требования к физическим факторам на рабочих местах. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

36. Трудовой кодекс Российской Федерации. Статья 109 [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.consultant.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

37. МР 2.2.8.2127-06 Гигиенические требования к теплоизоляции комплекта средств индивидуальной защиты от холода в различных климатических регионах и методы ее оценки. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.gosthelp.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

38. ГОСТ 12.1.003-2014 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Шум. Общие требования безопасности. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

39. ГОСТ 12.1.029-80. ССБТ. Средства и методы защиты от шума. Классификация. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

40. СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

41. ГН 2.2.5.3532-18 Предельно допустимые концентрации (ПДК) вредных веществ в воздухе рабочей зоны. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

42. РД 39-133-94 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на нефть и газ на суше. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://www.internet-law.ru> (дата обращения 30.05.2023 г.).

43. ОСТ 17.0.0.01-76 Система стандартов в области охраны природы и улучшения использования природных ресурсов. Основные положения (с Изменениями N 1, 2). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

44. ГОСТ Р 12.4.296-2013 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Одежда специальная для защиты от вредных биологических факторов (насекомых и паукообразных). [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

45. ГОСТ Р 14.13-2007 Экологический менеджмент. Оценка интегрального воздействия объектов хозяйственной деятельности на окружающую среду в процессе производственного экологического контроля. [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document> (дата обращения 30.05.2023 г.).

46. Безопасность жизнедеятельности. Безопасность технологических процессов и производств. Охрана труда : учебное пособие для вузов / П. П. Кукин.