

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

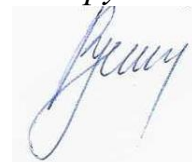
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего
образования

«Нижневартовский государственный университет»

На правах рукописи



РУКИН МИХАИЛ ВАЛЕРЬЕВИЧ

**ОБОСНОВАНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ПРИ
ПЕРИОДИЧЕСКОЙ КРАТКОВРЕМЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
УСТАНОВКИ СКВАЖИННОГО ЭЛЕКТРОПРИВОДНОГО ЛОПАСТНОГО
НАСОСА**

Специальность 2.5.21. Машины, агрегаты и технологические процессы
(Технические науки)

ДИССЕРТАЦИЯ

на соискание ученой степени
кандидата технических наук

Научный руководитель
доктор технических наук
Тимашев Эдуард Олегович

Уфа 2026

ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	4
ГЛАВА 1 ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ УЭЛН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ	12
1.1 Оборудование для непрерывной эксплуатации малодебитных скважин	12
1.2 Особенности работы УЭЛН при периодическом режиме работы	14
1.3 Анализ причин отказов УЭЛН в периодическом режиме	22
1.4 Анализ превалирующих по влиянию параметров скважин и УЭЛН на динамику отказов	30
1.5 Методы защиты насосного оборудования от осложняющих факторов.	35
1.6 Выводы по главе 1	43
ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОГРУЖНОМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЛН.....	45
2.1 Математическая модель тепломассопереноса в системе «ПЭД-скважинный флюид»	48
2.1.1 Постановка задачи	48
2.1.2 Численная схема решения.....	54
2.1.3 Верификация алгоритма численного решения	58
2.2 Моделирование теплового режима ПЭД при периодическом режиме работы УЭЛН.....	62
2.3 Исследование чувствительности параметров режима откачки на температуру ПЭД.....	65
2.4 Математическая модель теплового режима погружного двигателя УЭЛН при периодическом режиме эксплуатации в условиях трехфазного потока	69
2.5 Анализ результатов расчетов.....	73
2.6 Выводы по главе 2	78
ГЛАВА 3 ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЭЛН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ.....	81

3.1 Моделирование работы потокоотклоняющего устройства в компоновке УЭЛН.....	81
3.2 Исследование теплового режима погружного двигателя с потокоотклоняющим устройством.....	84
3.3 Модифицированная конструкция потокоотклоняющего устройства	89
3.4 Влияние конструктивных параметров потокоотклоняющего устройства на тепловой режим погружного двигателя.....	94
3.5 Выводы по главе 3.....	105
ГЛАВА 4 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ УЭЛН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ КРАТКОВРЕМЕННОМ РЕЖИМЕ	107
4.1 Опытно-промысловые испытания потокоотклоняющего устройства для интенсификации охлаждения ПЭД в режиме ПКР	107
4.2 Подход к управлению УЭЛН в периодическом кратковременном режиме с контролем температуры	111
4.3 Верификация математической модели и результаты опытно-промысловых испытаний	114
4.4 Выводы по главе 4.....	120
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	122
СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....	124
ПРИЛОЖЕНИЕ А (справочное) Патент на изобретение №2830533	137
ПРИЛОЖЕНИЕ Б (справочное) Патент на изобретение №2814706.....	138
ПРИЛОЖЕНИЕ В (справочное) Стандарт организации АО «Негуснефть»	140
ПРИЛОЖЕНИЕ Г (справочное) Справка о внедрении АО «ГПН-ННГ».....	142
ПРИЛОЖЕНИЕ Д (справочное) Справка о внедрении АО «ГПН-ННГ»	144
ПРИЛОЖЕНИЕ Е (справочное) Справка о внедрении ФГБОУ ВО НВГУ ..	145
ПРИЛОЖЕНИЕ Ж (справочное) Листинг программирования.....	145

ВВЕДЕНИЕ

Актуальность работы

На сегодняшний день установки (скважинных) электроприводных лопастных насосов (УЭЛН) занимают лидирующую позицию среди всех видов механизированной эксплуатации по суммарному объему добываемой в Российской Федерации нефти. Вместе с тем, одной из значимых тенденций развития нефтегазового сектора в РФ является снижение темпов разработки нефтяных месторождений и объемов добычи углеводородных ресурсов. Это предопределило активный рост числа скважин, эксплуатируемых УЭЛН в периодическом режиме, в частности, в периодическом кратковременном режиме (ПКР). Данный метод подразумевает циклическое чередование периодов откачки (насос включен) и периодов накопления жидкости (насос выключен), что позволяет эффективно использовать стандартное насосное оборудование в условиях недостаточного притока пластовой жидкости.

Наряду с преимуществами, периодический режим эксплуатации УЭЛН сопряжен с рядом недостатков, таких как частые пуски и остановки оборудования, приводящие к повышенным пусковым токам, увеличению нагрузки на механические и электрические узлы. Остановки насоса также способствуют отложению механических примесей и образованию отложений АСПО, что может снижать эффективность работы и наработку до отказа (НДО) УЭЛН. Несмотря на указанные недостатки, применение периодического режима остается экономически целесообразным, особенно для скважин с низким дебитом, где поддержание непрерывной работы УЭЛН неэффективно или невозможно.

Одним из значимых осложняющих факторов при эксплуатации УЭЛН в ПКР является низкая скорость потока в обсадной колонне, омывающего погружной электродвигатель (ПЭД). Это приводит к недостаточному отводу тепла и, как следствие, к перегреву ПЭД и других узлов УЭЛН. В этой связи актуальным является решение вопросов, связанных с обеспечением надежности и

эффективности работы УЭЛН в периодическом кратковременном режиме работы с учетом оптимизации теплового режима ПЭД.

Степень разработанности темы исследования

Вопросы эксплуатации УЭЛН в периодическом режиме рассматривались в работах Ведерникова Ю.А., Виденеева А.С., Гука В.Ю., Дроздова А.Н., Ивановского В.Н., Конопки Д.В., Кузьмичева Н.П., Листрицкого В.М., Лихачёвой Е.А., Мальцева Н.В., Мищенко И.Т., Островского В.Г., Сильнова Д.В., Топольникова А.С., Юдина Е.В. и других исследователей. Авторами обоснованы критерии перевода скважин в периодический режим, рассмотрены различные типы периодической эксплуатации УЭЛН, а также затронуты вопросы подбора насосного оборудования и режима работы скважин с учетом осложняющих факторов. Отмечается, что эффективность и надежность УЭЛН во многом определяется тепловым режимом ПЭД и ЭЛН.

Вопросам расчета и прогнозирования теплового режима ПЭД, применению численного моделирования для расчета тепловых процессов в скважине при работе УЭЛН посвящены работы Гизатуллина Р. Р., Москвиной Е.Ю., Мельниченко В.Е., Пивня В.В., Купцова С.М., Нугаева И.Ф., Байгускарова И.С., Стыскина А.В., Уразбахтиной Н.Г., Конюхова В.М., Конюхова И.В., Чекалина А.Н., Валиуллина Р.А., Рамазанова А.Ш., Волкова М.Г., Зейгмана Ю.В., Язькова А.В. В существующих работах детально изучены тепловые процессы в ПЭД применительно к стационарным режимам работы УЭЛН, что позволяет прогнозировать и предупреждать возможный перегрев ПЭД в процессе вывода скважины на режим и при дальнейшей непрерывной эксплуатации. Однако для периодических режимов работы УЭЛН, особенно в ПКР, вопросы нестационарных тепловых процессов остаются практически нерешенными. Особенностью данного режима является циклический характер работы ПЭД и ЭЛН, что требует разработки новых подходов к моделированию и оптимизации теплового режима для обеспечения надежной и эффективной работы УЭЛН.

Соответствие паспорту заявленной специальности

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют паспорту специальности 2.5.21. Машины, агрегаты и технологические процессы (технические науки). В частности, разработка и исследование теплового режима ПЭД для УЭЛН с потокоотклоняющим устройством направлены на расширение функциональности УЭЛН, позволяя эффективно эксплуатировать их в сложных условиях периодического режима, что соответствует п.2: «Разработка и исследование технологических процессов механизации производства в соответствии с современными и перспективными требованиями, технологиями, показателями качества и надежности, промышленной и экологической безопасности». Тепловой режим ПЭД напрямую влияет на надежность и эффективность работы УЭЛН в конкретных условиях периодического режима. Исследование направлено на оптимизацию работы агрегата в этих условиях, что соответствует п.7 паспорта специальности: «Исследование с учетом эксплуатационных условий технологических процессов, динамики машин, агрегатов, узлов и их взаимодействия с окружающей средой». Разработка эмпирических зависимостей для предиктивной оценки наработки до отказа (НдО) УЭЛН напрямую соответствует п.8: «Разработка и повышение эффективности методов предиктивного анализа, технического обслуживания, диагностики, ремонтпригодности и технологии ремонта машин и агрегатов в целях обеспечения надежной и безопасной эксплуатации». Разработанные модели позволяют прогнозировать ресурс оборудования и оптимизировать графики технического обслуживания.

Цель работы

Разработка и обоснование применения потокоотклоняющего устройства для интенсификации охлаждения погружного электродвигателя установки скважинного электроприводного лопастного насоса и повышения надежности оборудования при работе в периодическом кратковременном режиме.

Задачи исследования

1 Комплексный анализ данных об эксплуатации УЭЛН в ПКР на месторождениях Западной Сибири с целью выявления, количественной оценки и ранжирования влияния различных факторов на наработку до отказа (НдО) и разработки методов предиктивной оценки ресурса оборудования.

2 Разработка потокоотклоняющего устройства для интенсифицированного охлаждения ПЭД при работе в ПКР.

3 Разработка и верификация математической модели для расчета температуры в системе «погружной электродвигатель - скважинный флюид» при эксплуатации скважины УЭЛН в ПКР, учитывающей нестационарный циклический характер работы УЭЛН и влияние потокоотклоняющего устройства на теплоотвод от ПЭД.

4 Моделирование и исследование влияния конструктивных параметров потокоотклоняющего устройства (диаметр корпуса, исполнение внутренней поверхности) на тепловой режим погружного двигателя, обоснование эффективности устройства с точки зрения снижения температуры ПЭД.

Научная новизна

1 Установлена закономерность формирования теплового режима ПЭД в ПКР, заключающаяся в асимметрии скоростей нагрева и охлаждения двигателя: скорость роста температуры в полуцикле откачки превышает скорость ее снижения в полуцикле накопления, что приводит к росту температуры ПЭД при увеличении длительности цикла (нагрев возрастает до 30% при увеличении периода откачки с 5 до 10 минут).

2 Установлено, что применение потокоотклоняющего устройства интенсифицирует теплообмен с ПЭД при работе в ПКР за счет принудительного перенаправления потока из затрубного пространства, что выражается в росте чисел Рейнольдса и Нуссельта в 3-5 раз и обеспечивает снижение нагрева двигателя в 2-3 раза (на 20-40 °С). Выявлено, что использование пластин оребрения на внутренней поверхности потокоотклоняющего устройства за счет снижения проходного сечения, увеличения площади теплового контакта и интенсификации

турбулентности потока позволяет снизить температуру ПЭД еще на 20%. В результате снижаются риски преждевременных отказов ПЭД, связанных с перегревом, что позволяет увеличить его ресурс.

3 Для условий периодического кратковременного режима (ПКР) на основе статистического анализа промысловых данных впервые выявлены, количественно оценены и проранжированы по степени влияния ключевые факторы, определяющие наработку до отказа (НдО), что позволило установить их комплексное влияние: доминирующее отрицательное (газовый фактор и концентрация мехпримесей с коэффициентом корреляции 0,6-0,8), значительное положительное (плотность нефти и давление насыщения с коэффициентом корреляции 0,4-0,6) и умеренное положительное (длительность периода откачки и дебит скважины с коэффициентом корреляции ~0,3).

Теоретическая и практическая значимость работы

Теоретическая значимость работы заключается в развитии научных представлений о тепловых процессах и надежности УЭЛН в условиях ПКР. Установленные закономерности, в частности асимметрия скоростей нагрева и охлаждения ПЭД в зависимости от длительности циклов, углубляют понимание нестационарного теплообмена и обосновывают необходимость применения динамических моделей для анализа теплового состояния оборудования. Установлены закономерности влияния потокоотклоняющего устройства и его конструктивных параметров (внутреннего диаметра корпуса, площади поперечного сечения пластин оребрения), параметров рабочего режима УЭЛН (длительности периодов откачки и накопления, мощности тепловыделения в ПЭД), свойств перекачиваемой жидкости (газового фактора, обводненности) на тепловое поле ПЭД и омывающей его жидкости при эксплуатации УЭЛН в ПКР. Теоретически обоснована эффективность применения потокоотклоняющего устройства для интенсификации теплоотвода и снижения температуры ПЭД, что подтверждено как результатами численного моделирования, так и результатами опытно-промысловых исследований.

Практическая значимость работы заключается в следующем:

1 Эффективность разработанного потокоотклоняющего устройства для интенсификации теплоотвода от ПЭД УЭЛН при работе в ПКР (патент РФ на изобретение № 2830533) подтверждена результатами опытно-промышленных исследований (ОПИ) на добывающей скважине АО «Газпромнефть - ННГ», работающей в ПКР. ОПИ показали снижение максимальной температуры ПЭД УЭЛН на величину около 13 °С по сравнению с эксплуатацией без устройства (Приложение А, Г).

2 Разработан и внедрен в производственный процесс АО «НЕГУСНЕФТЬ» Стандарт «Методика расчета теплового режима погружного электродвигателя установки электроприводного центробежного насоса в периодическом режиме эксплуатации». Стандарт используется при расчете и подборе к условиям эксплуатации УЭЛН в ПКР (Приложение В).

3 Результаты исследований внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «Нижевартовский государственный университет» при подготовке магистров, обучающихся по направлению 21.04.01 Нефтегазовое дело профиля «Управление технологическими процессами эксплуатации и ремонта скважин» (Приложение Е).

Методология и методы исследования

При выполнении диссертационного исследования использовались: статистические методы анализа данных, известные положения теоретической механики, термо- и гидродинамики, методы математического моделирования физических процессов, основанные на фундаментальных законах сохранения массы, импульса, уравнении теплового баланса, методы математического анализа, численные методы решения нелинейных уравнений.

Положения, выносимые на защиту

1 Результаты статистического анализа промышленных данных, позволившие выявить и количественно оценить ключевые факторы, определяющие наработку до отказа (НдО) УЭЛН в ПКР (газовый фактор, концентрация мехпримесей, плотность нефти, давление насыщения, длительность периода откачки, дебит скважины по жидкости), и получить эмпирические

зависимости для предиктивной оценки НдО с множественным коэффициентом корреляции более 0,8, учитывающие влияние этих факторов.

2 Математическая модель нестационарного теплообмена в системе «ПЭД - скважинный флюид» при работе УЭЛН в ПКР и установленные с использованием модели закономерности влияния параметров рабочего режима УЭЛН и свойств перекачиваемой жидкости на тепловое поле ПЭД, позволяющие прогнозировать тепловой режим ПЭД и оптимизировать режимы работы УЭЛН.

3 Результаты численного моделирования и обоснования применения потокоотклоняющего устройства (патент РФ на изобретение № 2830533) при эксплуатации УЭЛН в ПКР с точки зрения оптимизации теплового режима ПЭД, включая закономерности влияния конструктивных параметров потокоотклоняющего устройства (внутреннего диаметра корпуса, площади поперечного сечения пластин оребрения) на температуру ПЭД.

Степень достоверности и апробация результатов

Достоверность полученных результатов подтверждается корректностью разработанной математической модели, её адекватностью, использованием известных положений фундаментальных наук, согласованностью полученных теоретических результатов с известными положениями теории насосов, а также с промысловыми данными.

Основные положения диссертации докладывались на следующих конференциях: Международной научно-практической конференции «Цифровые технологии в образовании и практической деятельности» (Уфа, 2022), VIII Международной научно-практической конференции «Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли» (Альметьевск, 2023), Международной научно-технической конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле» (Уфа, 2024), XI Международной научно-практической конференции «Культура, наука, образование: проблемы и перспективы» (Нижневартовск, 2024), Международной научно-технической конференции, посвященная памяти профессора В.Х. Хамаева «Актуальные проблемы технических, естественных и гуманитарных наук» (Уфа, 2024).

Публикации

По теме диссертации опубликовано 14 печатных работ, в том числе 3 статьи в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ, 2 статьи в журналах, включенных в ядро РИНЦ. Получено 2 патента РФ на изобретение.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов и списка источников из 104 наименований. Работа содержит 149 страниц, 41 рисунок, 2 таблицы, 7 приложений.

ГЛАВА 1 ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ И АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ УЭЛН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

1.1 Оборудование для непрерывной эксплуатации малодебитных скважин

Фонд добывающих скважин, относящихся к категории мало- и низкодебитных, закономерно увеличивается. Связано это с тем, что месторождения поздней и заключительной стадии разработки вследствие обводнения высокопродуктивных пластов дорабатываются разбуриванием низкопродуктивных залежей. В работе под низкодебитными скважинами понимаются скважины с дебитом по жидкости менее 40 кубометров в сутки, в соответствии с классификацией [1]:

- малодебитные скважины - до 5 м³/сут;
- низкодебитные скважины 5-40 м³/сут;
- среднедебитные скважины 40-100 м³/сут.

Низкодебитный фонд скважин эксплуатируется в периодическом режиме из-за недостаточного количества насосного оборудования низкой производительности. Первоначально это были лишь установки, состоящие из скважинных штанговых насосов (УСШН). До перевода на периодический режим следует поэтапное уменьшение теоретической производительности насоса в непрерывном режиме благодаря снижению диаметра насоса, длины хода плунжера и числа качаний. Эти действия осуществляют при снижении дебита скважины. Перевод на периодический режим работы обычно протекает при сохранении достигнутой предельно низкой производительности насоса, когда мероприятия не могут создать условия для надежной работы оборудования. Объём продукции, добываемой из скважины за единицу времени, сильно снижается из-за данного подхода при выборе параметров насосного оборудования. При работе в периодическом режиме положение уровня жидкости в затрубном пространстве сильно влияет на дебит скважины [2,3].

Кроме УСШН, перспективным направлением в добыче нефти из малодебитного фонда скважин являются установки плунжерные с линейным двигателем (УПЛД), например, производства «Ойл Автоматика» [4]. Плунжерный насос с погружным линейным приводом (Рисунок 1.1) используется для эксплуатации малодебитного фонда скважин, область применения которого - малодебитные скважины (до 5 м³/сут), скважины с глубиной спуска насоса 1500-3000 м, скважины со сложной конструкцией эксплуатационной колонны, скважины периодического фонда [5, 6].

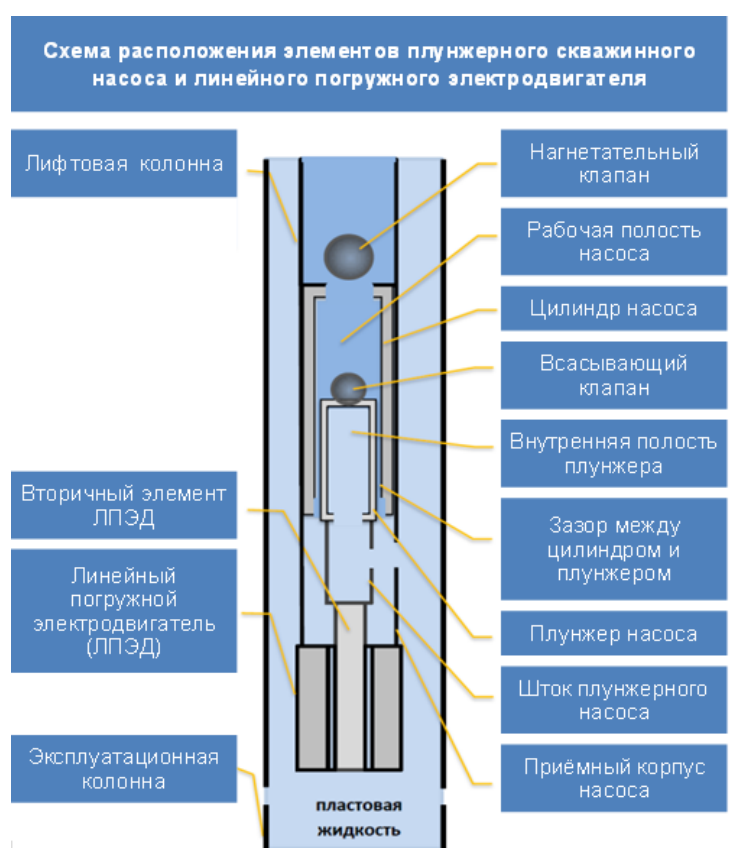


Рисунок 1.1 – Расположение элементов плунжерного насоса и линейного погружного электродвигателя

Как указывалось, выше, перевод скважины в режим периодической эксплуатации сопряжен со значительным снижением ее дебита и ставит под вопрос возможности оборудования для добычи. Для решения этих задач возможным вариантом является эксплуатация добывающих скважин в периодическом режиме установками электроприводных лопастных насосов (УЭЛН). Производственные

реалии сегодняшнего дня таковы, что УЭЛН, слабым местом которых является тепловой перегрев кабеля в режиме периодической эксплуатации, сегодня позволяют осуществлять добычу в периодическом режиме и кратковременном периодическом режиме. Однако, процесс добычи нефти УЭЛН в периодическом режиме связан с рядом особенностей.

1.2 Особенности работы УЭЛН при периодическом режиме работы

Периодический режим эксплуатации (ПРЭ) погружного насосного оборудования, в частности установок скважинных электроприводных лопастных насосов, характеризуется последовательным чередованием рабочих циклов. Каждый цикл включает полуцикл откачки пластового флюида (насос работает) и полуцикл накопления флюида в стволе скважины (насос остановлен). Данный режим является основным способом эксплуатации малодебитных скважин, позволяя использовать стандартное, зачастую более производительное оборудование УЭЛН там, где непрерывная работа невозможна или неэффективна из-за низкого притока.

Особенностью ПРЭ является нестационарный тепловой режим УЭЛН. Из-за относительно короткой длительности полуциклов работы и накопления система «УЭЛН - скважинный флюид» не успевает достичь установившегося теплового состояния (теплового равновесия), характерного для длительной непрерывной эксплуатации [7].

Предполагается, что в период накопления жидкости происходит частичная дегазация жидкости в затрубном пространстве. Это может приводить к тому, что на начальном этапе полуцикла откачки насос работает с продукцией, содержащей меньший объем свободного газа по сравнению с условиями непрерывной работы при эквивалентном дебите и газосодержании пластового флюида. По некоторым данным [8], применение ПРЭ может приводить к снижению удельных энергозатрат на добычу единицы продукции по сравнению с попытками непрерывной эксплуатации в тех же условиях. Также отмечается [8], что ПРЭ может изменять

характер влияния таких осложняющих факторов, как наличие механических примесей и свободного газа, хотя частые остановки могут способствовать осаждению твердых частиц.

Технология периодической эксплуатации УЭЛН нашла широкое применение на месторождениях ведущих нефтедобывающих компаний России, таких как ПАО «Газпром нефть» и ПАО «НК «Роснефть». Правильное применение циклической эксплуатации скважин с помощью УЭЛН (корректный подбор оборудования и параметров эксплуатации) позволяет увеличить технико-экономическую эффективность мало- и среднедебитных скважин за счёт уменьшения энергопотребления, увеличения наработок до отказа, увеличения добычи нефти [9]. В то же время, для высокодебитных скважин наиболее эффективной и рентабельной остается непрерывная эксплуатация УЭЛН.

Для решения проблем, связанных с водонефтяными эмульсиями (ВНЭ) и выносом песка при добыче высоковязкой нефти (ВВН) с помощью УЭЛН, в работе [10] предлагается использование кратковременной эксплуатации скважин (КЭС), являющейся разновидностью периодического режима работы. КЭС характеризуется короткими циклами откачки (3-10 мин) и относительно длительными циклами накопления (10-60 мин). Такой режим работы позволяет:

- 1 Снизить интенсивность образования стойких водонефтяных эмульсий. В период накопления происходит гравитационное разделение фаз в стволе скважины. В начале цикла откачки на прием насоса поступает преимущественно вода, а затем – нефть с низкой обводненностью, что предотвращает образование эмульсий в критическом диапазоне обводненности (40-80%).

- 2 Увеличить НдО оборудования. Насос работает и изнашивается только часть времени. Кроме того, КЭС позволяет управлять выносом песка, регулируя интенсивность отбора жидкости изменением соотношения времени откачки и накопления (коэффициента циклической продолжительности включения), поддерживая концентрацию взвешенных частиц (КВЧ) на оптимальном уровне (например, 100-300 мг/л). Опыт применения КЭС на Тананыкском месторождении показал увеличение МРП с 45 до 832 суток при КВЧ 400-600 мг/л.

3 Обеспечить гибкость регулирования дебита: производительность УЭЛН можно изменять в широком диапазоне (в 4-5 раз) без смены оборудования, только за счет настройки режима работы.

4 Потенциально снизить удельное энергопотребление по сравнению с непрерывной работой в осложненных условиях.

Схема КЭС показана на Рисунке 1.2

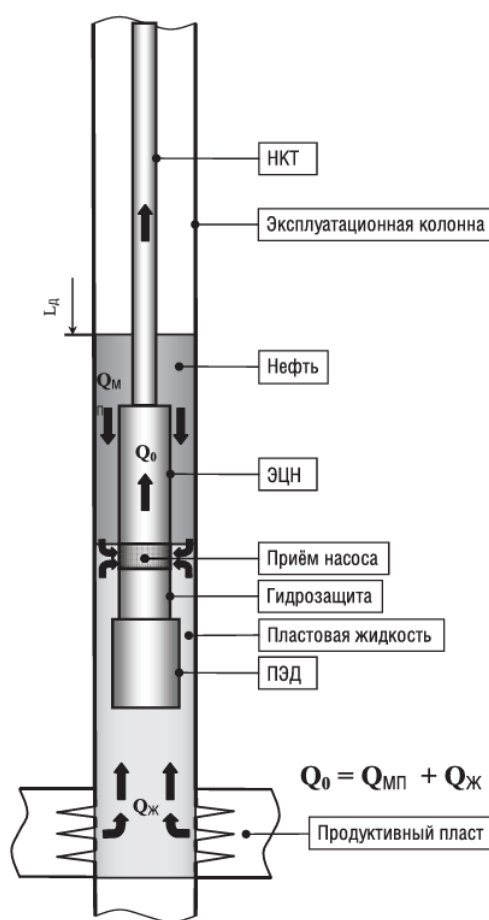


Рисунок 1.2 – Схема КЭС (откачка жидкости ЭЛН) [10]

Автор [10] делает вывод, что КЭС представляет собой перспективную технологию для экономически эффективной разработки месторождений высоковязкой нефти (ВВН) с использованием УЭЛН в условиях Волго-Уральского региона и других схожих бассейнов. Отмечается, что КЭС наиболее применима для скважин с дебитом до $80 \text{ м}^3/\text{сут}$, в то время как при более высоких дебитах может быть эффективна оптимизированная непрерывная эксплуатация.

В работе [11] рассматривается проблема снижения рентабельности нефтедобычи, обусловленная ухудшением структуры запасов и усложнением условий эксплуатации, что ведет к сокращению межремонтного периода (МРП) и росту затрат. В качестве комплексного решения предлагается метод кратковременной эксплуатации скважин (КЭС) с использованием установок электроприводных лопастных насосов (УЭЛН), который сочетает принципы периодической работы (циклы откачки/накопления) и эксплуатации с регулируемым приводом (применение преобразователя частоты – ПЧ), при этом используются УЭЛН заведомо большей производительности. Ключевой особенностью метода автор называет возможность отдельного глубокого регулирования напора насоса (через скорость вращения) и среднесуточной производительности (через соотношение времени работы и простоя). Утверждается, что такой подход позволяет устранить недостатки традиционных методов: снижение добычи и пусковые нагрузки, характерные для обычной периодики, минимизируются за счет очень коротких циклов и «мягкого» пуска от ПЧ; высокая стоимость оборудования с ПЧ компенсируется несильной зависимостью цены погружного комплекта от номинальной подачи в среднедебитном диапазоне и возможностью использовать насосы и двигатели меньших габаритов на повышенной частоте. Проблема ускоренного износа при работе на повышенной скорости нивелируется малым коэффициентом загрузки оборудования при КЭС, что, по расчетам, позволяет увеличить МРП по износу в 1,5-2 раза даже при использовании насосов стандартного исполнения в осложненных условиях. Кроме того, подчеркиваются значительные преимущества КЭС: экономия электроэнергии в 2-3 раза за счет более высокого КПД производительных насосов и оптимизации режима работы ПЧ; возможность увеличения добычи нефти на 10-15% путем согласования работы системы «пласт-скважина-насос»; высокая эффективность при борьбе с различными осложнениями, включая уникальную возможность применения ПЭД стандартного термоисполнения при температурах пласта, превышающих номинальные для двигателя [12]. Отмечается перспективность широкого внедрения КЭС на фонде

средне- и малодебитных скважин с использованием серийного оборудования, что сулит существенное увеличение добычи, рост МРП и снижение энергозатрат для нефтяных компаний.

В дополнение к описанным выше преимуществам, в работе [12] акцентируется внимание на экономической неэффективности большинства традиционных методов борьбы с осложняющими факторами при эксплуатации УЭЛН, которые зачастую увеличивают МРП, но не снижают, а иногда и повышают себестоимость добычи нефти. В качестве экономически эффективной альтернативы автор [12] позиционирует кратковременную эксплуатацию скважин (КЭС), подчеркивая ее уникальную способность эффективно противодействовать практически всем известным осложняющим факторам одновременно (включая мехпримеси, соли, газ, температуру, эмульсии, нестабильный приток), причем без применения дорогостоящего оборудования специального исполнения или химических реагентов. Отмечается, что именно эта комплексность позволяет достигать значительного увеличения МРП (в опытно-промысловых условиях до 18,5 раз) и обеспечивать реальное снижение себестоимости добычи за счет одновременного положительного влияния на все ее составляющие: рост объемов добычи, увеличение МРП и сокращение энергозатрат.

Продолжая анализ кратковременной эксплуатации, работа [13] вновь подтверждает ее экономическую целесообразность для мало- и среднедебитных скважин, акцентируя внимание на комплексном улучшении показателей: увеличении добычи, росте МРП и снижении энергозатрат. Подчеркивается, что для реализации КЭС (в данной статье используется аббревиатура КПР – кратковременная периодическая работа) применяется стандартное оборудование УЭЛН, но большей производительности ($Q \geq 60 \text{ м}^3/\text{сут}$), как правило, в комплекте со станцией управления с ПЧ и системой погружной телеметрии (ТМС) для оптимизации режима. В [13] уточняются механизмы увеличения МРП: помимо меньшего времени работы и отсутствия пусковых перегрузок, отмечается снижение вибраций и тепловой нагрузки на кабель и ПЭД. Особое внимание уделяется улучшенной стойкости насосов большей производительности к

засорению мехпримесями и солеотложениями за счет более широких проточных каналов (6-8 мм против 3-4 мм у малодебитных насосов), а также возможности «расклинивания» насоса с помощью ПЧ. Отмечается, что при КЭС откачка идет преимущественно из затрубного пространства, что снижает вынос мехпримесей из пласта. Дополнительно указывается на потенциальный стимулирующий эффект на пласт из-за циклического изменения депрессии и повышение эффективности дозирования химических реагентов в затрубное пространство.

В работе [14] представлен критический анализ влияния периодического режима эксплуатации (ПРЭ) на надежность компонентов УЭЛН, основанный на эксплуатационных данных более 700 УЭЛН с месторождений Западной Сибири, работавших как в постоянном, так и в ПРЭ (преимущественно с полной остановкой). Признавая распространенность ПРЭ и его декларируемые достоинства, такие как экономия электроэнергии и гибкость регулирования отбора, авторы фокусируются на недостатках и негативном влиянии режима на ресурс оборудования. К ним относят высокие пусковые нагрузки [15], ухудшение охлаждения ПЭД, оседание мехпримесей при остановках и другие осложнения [16, 17]. Анализ эксплуатационных данных показал, что среднее время безотказной работы гидрозащит в ПРЭ примерно в 3 раза ниже, чем в постоянном режиме. Основной причиной этого считается вибрация, возникающая при прохождении через резонансные частоты установки во время частых пусков и остановок. Указывается, что вибрация может увеличивать утечки через торцовые уплотнения в 5-10 раз, что при циклическом характере ПРЭ приводит к ускоренному расходу масла и преждевременному отказу гидрозащиты [18]. Для подтверждения этой гипотезы были проведены стендовые испытания типовой гидрозащиты, которые показали, что при работе на резонансной частоте (2000об/мин) уровень утечек масла вырос в 5 раз по сравнению с дорезонансным (1800об/мин) и рабочим (2910 об/мин) режимами; при кратковременном прохождении резонанса (разгон до 2200 об/мин) утечки были в 1,5 раза выше, чем в дорезонансном режиме [14]. Это доказывает прямую связь между вибрацией в переходных режимах ПРЭ и снижением ресурса гидрозащит.

Исследование надежности насосов также выявило, что их наработка (средняя и максимальная) при ПРЭ значительно ниже, примерно в 2 раза, чем при постоянной работе. Стендовые испытания по методике моделирования гидроабразивного износа [19] на насосе ЭЛН 3-80 продемонстрировали увеличение интенсивности изнашивания осевых подшипников ступеней, защитных втулок и радиальных подшипников в периодическом режиме. Кроме того, было установлено, что снижение напора насоса в ПРЭ происходит в 2 раза быстрее по сравнению с постоянным режимом работы.

На основании полученных данных в работе [14] делается вывод о существенном снижении надежности УЭЛН, эксплуатируемых в периодическом режиме, с уменьшением ресурса отдельных модулей в 2-3 раза. Для достижения требуемой наработки в ПРЭ рекомендуется пересмотр конструкций УЭЛН, применение специальных исполнений модулей с увеличенным ресурсом (тандемных гидрозащит, насосов компрессионного/пакетного типа), тщательный анализ вибрационного поведения установок при разгоне и разработка мер по снижению вибрации. Также отмечается необходимость дальнейшего изучения влияния ПРЭ с понижением частоты без полных остановок на надежность УЭЛН.

В работе [20] проведен анализ влияния различных эксплуатационных режимов на надежность УЭЛН на основе десятилетних данных (2014-2023 гг.) с одного из месторождений Западной Сибири. Авторы отмечают широкое распространение нестационарных режимов, таких как периодическое кратковременное включение (ПКВ), автоматическое повторное включение (АПВ) и режим чередования частот (ЧЧ), вызванное часто неустойчивым притоком из пласта. Подчеркивается актуальность изучения влияния именно конкретных периодических режимов на надежность ГНО, поскольку выводы о снижении надежности в ПРЭ в 2-3 раза, сделанные, например, в [14], требуют уточнения, к какому именно режиму они относятся.

Исследование [20] классифицирует периодические режимы: ПКВ характеризуется короткими циклами (<1 ч), работой в оптимальной зоне напорно-расходным характеристик (НРХ) и малыми колебаниями забойного давления (0,2-

0,5 МПа), применяется в низкодебитных скважинах ($<50\text{--}60\text{ м}^3/\text{сут}$) с насосами, производительность которых в 3–7 раз превышает дебит; АПВ имеет длительные циклы (> 1 ч), часто является вынужденным режимом для скважин со сниженной продуктивностью и характеризуется работой УЭЛН вне оптимальной зоны НРХ; ЧЧ подразумевает работу на пониженной частоте в период накопления для предотвращения слива жидкости при неисправном обратном клапане [21].

На исследуемом месторождении за 10 лет произошел значительный сдвиг: доля постоянно действующего фонда (ПДФ) снизилась с 50% до 13%, тогда как доля скважин в режиме ПКВ выросла с 40% до 87%, а доля АПВ сократилась с 10% до менее 0,1% [10]. Режим ЧЧ оставался незначительным ($<1\%$). Одновременно наблюдалось существенное сокращение средней длительности цикла и времени работы как для АПВ (с ~ 350 до ~ 100 мин к 2019 г.), так и для ПКВ (с ~ 65 до ~ 40 мин к 2023 г.), что связывается с развитием и внедрением систем плавного пуска и частотно-регулируемых приводов (ЧРП), позволивших уменьшить циклы без ущерба для надежности от пусковых нагрузок и поддерживать более высокую среднюю депрессию на пласт в режиме ПКВ по сравнению с АПВ.

Анализ средней наработки на отказ (СНО) показал, что режим ПДФ демонстрирует стабильно высокие показатели (до 860 сут). В начале периода (2015–2017 гг.) режимы ПКВ и АПВ имели схожие низкие значения СНО (500–550 сут). Однако в последующие годы надежность УЭЛН в режиме ПКВ значительно возросла, приблизившись к показателям ПДФ в 2022–2023 гг., что авторы связывают с накоплением опыта эксплуатации, совершенствованием систем телеметрии, повсеместным внедрением плавного пуска и ПЧ, а также цифровизацией управления добычей. В то же время СНО для режимов АПВ и ЧЧ оставалась на низком уровне (не выше 440 и 540 сут соответственно), подтверждая их статус менее предпочтительных, вынужденных режимов. Анализ кривых вероятности безотказной работы подтвердил эту динамику: за период 2019–2023 гг. надежность в режиме ПКВ существенно выросла, даже превышая надежность ПДФ на ранних сроках эксплуатации (< 500 сут), что может быть связано с ранними отказами в новых скважинах ПДФ после гидроразрыва пласта (ГРП).

Интересные результаты получены при анализе влияния смены режимов эксплуатации (данные за 2022-2023 гг.). Скважины, работавшие исключительно в ПДФ (СНО ~770 сут), исключительно в ПКВ (СНО ~670 сут) или переведенные из ПДФ в ПКВ (СНО ~705 сут), показали схожие высокие уровни надежности. Однако минимальная СНО (425 сут) наблюдалась у скважин, переведенных из режима ПКВ в режим ПДФ, причем 44% отказов в этой группе произошли в течение 10 суток после смены режима. Это часто связано с попыткой перевода новых или стимулированных скважин на постоянный режим после начального периода работы в ПКВ, что указывает на потенциальные проблемы со стабильностью работы УЭЛН в таких переходных условиях.

Таким образом, работа [20] показывает, что при современном уровне технологий (ПЧ, плавный пуск, телеметрия) и накопленном опыте режим ПКВ может обеспечивать уровень надежности УЭЛН, сопоставимый с режимом ПДФ, в отличие от других периодических режимов (АПВ, ЧЧ), которые остаются менее надежными. Однако переходные процессы, особенно перевод скважины из ПКВ в ПДФ, могут быть сопряжены со значительным риском раннего отказа оборудования.

1.3 Анализ причин отказов УЭЛН в периодическом режиме

С целью выявления причин и факторов, влияющих на надежность УЭЛН в периодическом режиме, в диссертационной работе проведен статистический анализ данных на примере месторождений Западной Сибири. Предложена методика, отличная от известных тем, что учитывает в том числе одновременное влияние нескольких параметров на наработку на отказ, и основанная на регрессионном анализе, что позволяет представить в виде функции зависимость наработки на отказ УЭЛН от параметров скважин (методика описана в [22]).

Известная методика расчета наработки на отказ УЭЛН, представленная в работе [23], заключается в анализе распределений Вейбулла и экспоненциальных распределений. Сущность методики заключается во временном распределении

отказов и выявлении осредненных значений наработки. Таким образом, наработка на отказ, согласно указанной методике, представлена как функция от времени. Однако, такой подход дает лишь приближенное определение в какой именно момент времени наиболее вероятно появление отказа. При этом не представляется возможно установить, чем вызваны эти отказы, проанализировать их причины.

В работе [24] по результатам анализа 856 преждевременных отказов оборудования на добывающих скважинах в 2013-2017 гг. выявлены осложняющие факторы, оказывающие влияние на работу оборудования на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», в том числе высокое содержание механических примесей в скважинной продукции, высокое содержание свободного газа, влияние коррозионно-активных сред, высокая вязкость добываемой продукции, солеотложение и асфальтосмолопарафиновые отложения. В целях прогнозирования возможной наработки на отказ построены кривые безотказной работы оборудования. По итогам полученные значения наработок УЭЛН, соответствующие значению вероятности 0,5, значительно отличаются (от 980 до 2000 суток) по разным цехам добычи нефти и газа, что является следствием различных условий эксплуатации. Таким образом, представленная методика несет ряд допущений – в частности, не представлены влияния нескольких независимых параметров на зависимый параметр.

Известны следующие варианты периодического режима работы УЭЛН: с полной остановкой вращения УЭЛН и с понижением частоты. На текущий момент более распространен вариант с полной остановкой УЭЛН, поскольку он появился раньше и является более простым в технической реализации [25, 26]. К достоинствам периодической эксплуатации относятся следующие: экономия электроэнергии за счет высокодебитного оборудования с более высоким КПД и оперативное изменение отбора скважинной жидкости при изменении параметров скважины без замены оборудования. Также этот способ используется при добыче нефти с высоким газовым фактором, с остановками для пропускания газовой фазы и накопления жидкости [27, 28]. При этом известны и недостатки способа, к примеру, при каждом повторном запуске электродвигателя происходит

значительное увеличение пусковых токов и возникновение пиковых силовых нагрузок, действующих на вал и опоры насоса. Как результат, разрушение изоляции обмоток электродвигателя, смятие шпонок и шпоночных пазов рабочих колес, а также накопление остаточных деформаций валов и опор [29].

Для анализа использована выборка данных о работе порядка 500 добывающих скважин, оборудованных УЭЛН и эксплуатируемых в периодическом кратковременном режиме (ПКР), в период с 2015 по 2024 гг. Исходная выборка включила 581 скважину, оборудованную УЭЛН. В рассматриваемых скважинах имеются данные по различным отказам, включая их причину и наработку, выраженную в сутках. Предварительно при проведении статистического анализа исключены скважины, находящиеся в простое по причине консервации, а также скважины, на которых производятся геолого-технические мероприятия (ГТМ), и прочие остановленные скважины, не характеризующие качественно или количественно отказы УЭЛН. Предварительная выборка, с учетом сказанного выше, составила 468 скважин. На Рисунке 1.3 представлено распределение диапазонов суммарных наработок УЭЛН в зависимости от количества скважин [22].

На основе полученной статистики видно, что распределение наработок приближенно характеризуется распределением Вейбулла. Максимальное количество наработок на отказ УЭЛН включено в диапазон от 0-200 суток при количестве скважин около 145 шт.

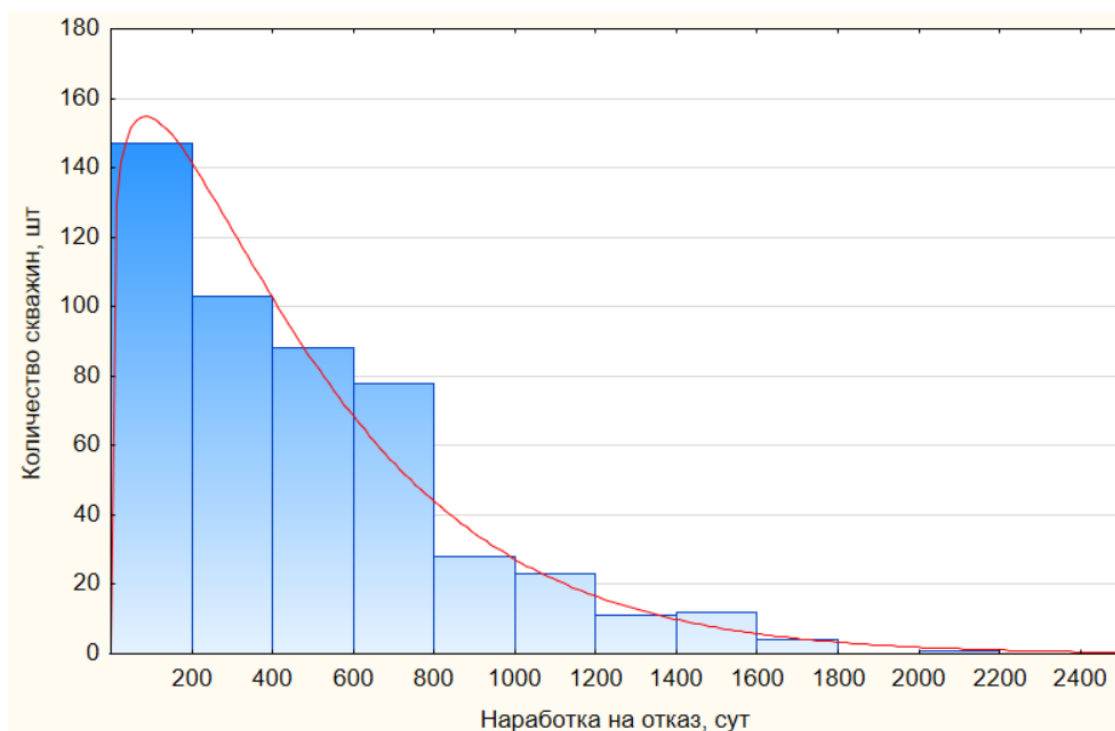


Рисунок 1.3 – Распределение скважин в зависимости от наработки до отказа

Указанное распределение характеризуется уравнением вида (получено путем аппроксимации исходных данных показательной функцией):

$$K = 355e^{-0,0022N-0,35} + 3, \quad (1.1)$$

Прикладной смысл уравнения (1.1) заключается в следующем. При известной наработке на отказ (методика определения которой будет рассмотрена далее) возможно оценить количество скважин при указанном значении наработки. Например, при наработке на отказ равной 500 сут, количество скважин с такой наработкой указанного периодического фонда составит около 90 шт. Таким образом, возможно спрогнозировать, какое количество скважин будет нуждаться в ремонте по истечению 500 сут. Выражая из (1.1) количество скважин N , можно получить оценку выборки скважин, наработка на отказ которых не превысит K [30-32].

На Рисунке 1.4 представлена динамика отказов УЭЛН.

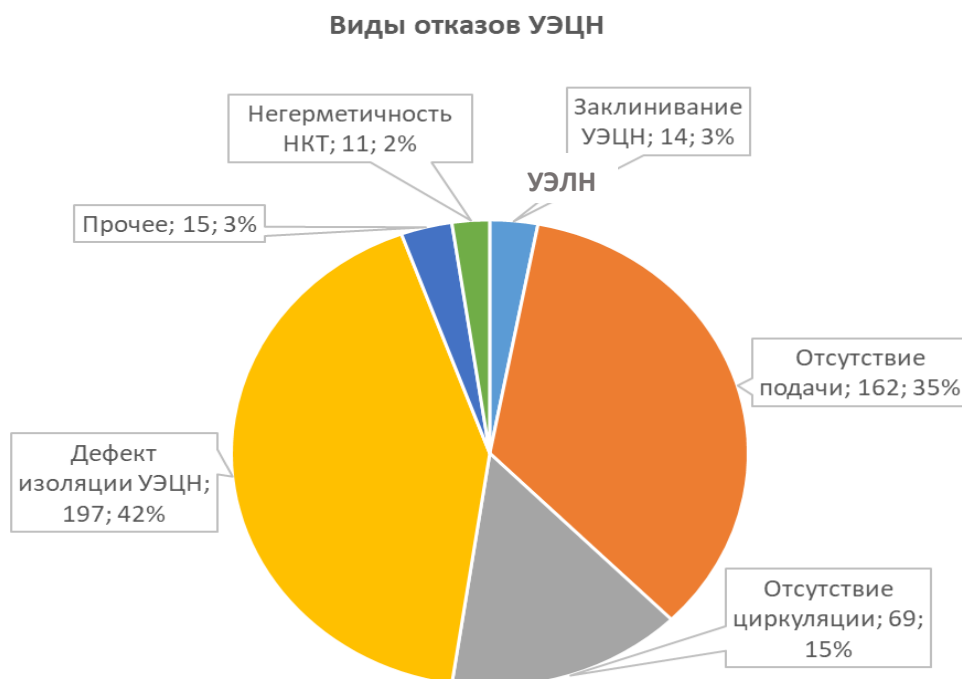


Рисунок 1.4 – Виды отказов УЭЛН, их количество, процентное соотношение

Более подробное описание наиболее распространенных (в рассматриваемом фонде скважин) отказов, а именно – дефект изоляции УЭЛН, отсутствие подачи и циркуляции, представлено на рисунках ниже.

На Рисунке 1.5 представлено более детальное изучение отказа по причине снижения изоляции УЭЛН.

Снижение изоляции происходит, в основном, в период переходного процесса, т.е. в динамике. В виду наличия периодического режима откачки – это явление наиболее характерно для рассматриваемого фонда, в связи с чем наблюдается значительная доля отказов по снижению изоляции. Механизм возникновения следующий. При запуске УЭЛН в работу происходит резкое повышение силы тока электродвигателя (в 3-6 раз), особенно при больших глубинах подъема нефти.

Отказы по причине дефекта изоляции УЭЦН

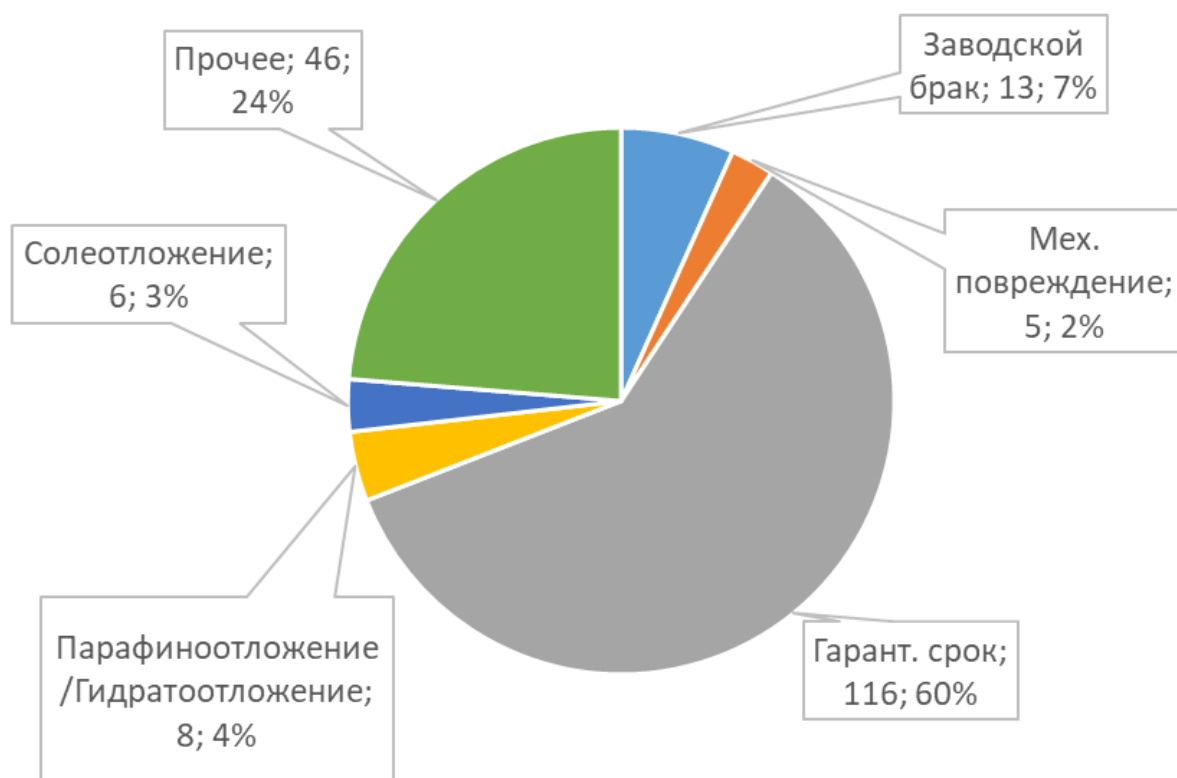


Рисунок 1.5 – Детальное описание отказов по причине снижения изоляции УЭЛН

Сокращение периода откачки приводит к частым запускам УЭЛН, соответственно увеличению нагрузок на ПЭД и изоляцию, в связи с чем целесообразнее увеличивать период откачки и сокращать количество пусков и остановок УЭЛН. Косвенно указывают на связь между снижением изоляции и периодом откачки – появление АСПО. Снижение периода откачки свидетельствует об более скором образовании АСПО в виду более быстрого остывания в верхней части скважины потока при остановке УЭЛН, чем если бы при тех же условиях УЭЛН находился в постоянном периоде перекачки, что свидетельствует о периодичности температурных колебаний и создает благоприятные условия для образования АСПО. Также в виду наличия механических повреждений кабеля возможно изменение сопротивления кабельной линии, вследствие чего происходят перегрузки ПЭД [32-35].

К прочим причинам отказов отнесены – отсутствие данных, засорение мех. примесями, обрыв УЭЛН.

На Рисунке 1.6 представлены факторы, связанные с отсутствием подачи УЭЛН.

Отказы по причине отсутствия подачи

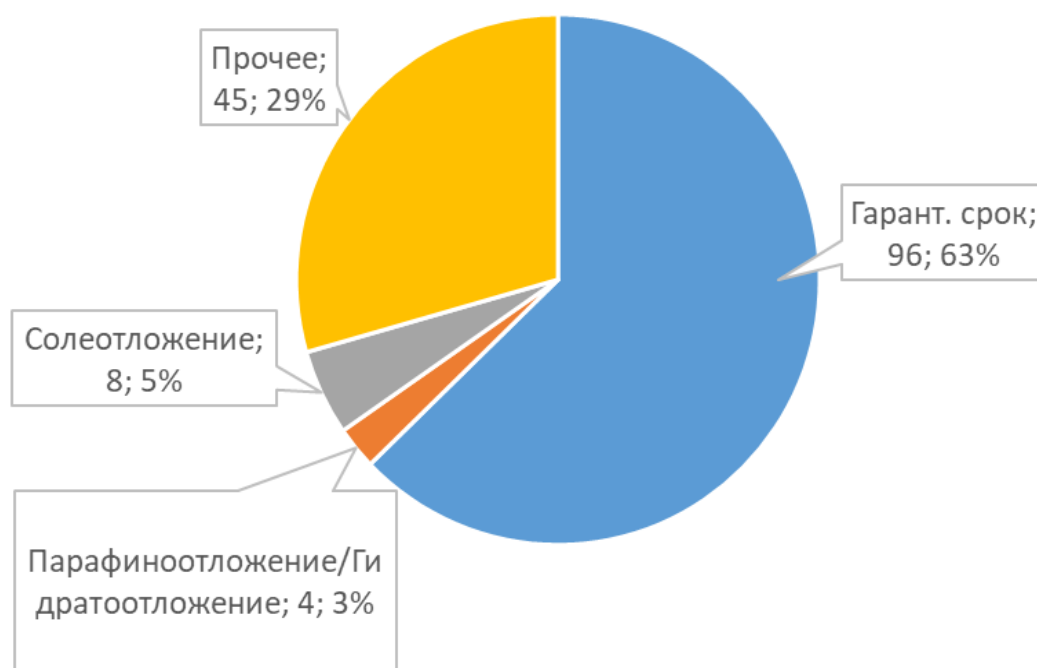


Рисунок 1.6 – Детальное описание отказов по причине отсутствия подачи

Здесь к прочим причинам отказам отнесено – отсутствие данных (не установлена причина), организационные причины цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), негерметичность подвески НКТ, засорение мех. примесями, а также брак в узлах УЭЛН. Аналогично более детально рассмотрены отказы по отсутствию циркуляции (Рисунок 1.7).

К прочим причинам относится – организационные причины ЦДНГ при определении и выявлению отказавшего узла оборудования.

На основе проведенного анализа отказов установлено, что основные отказы УЭЛН в рассмотренном фонде связаны со снижением изоляции, отсутствием циркуляции и подачи. При этом для указанных причин наблюдается явления

отложения АСПО и гидратообразования. На Рисунке 1.8 схематично представлена взаимосвязь между отказами УЭЛН.

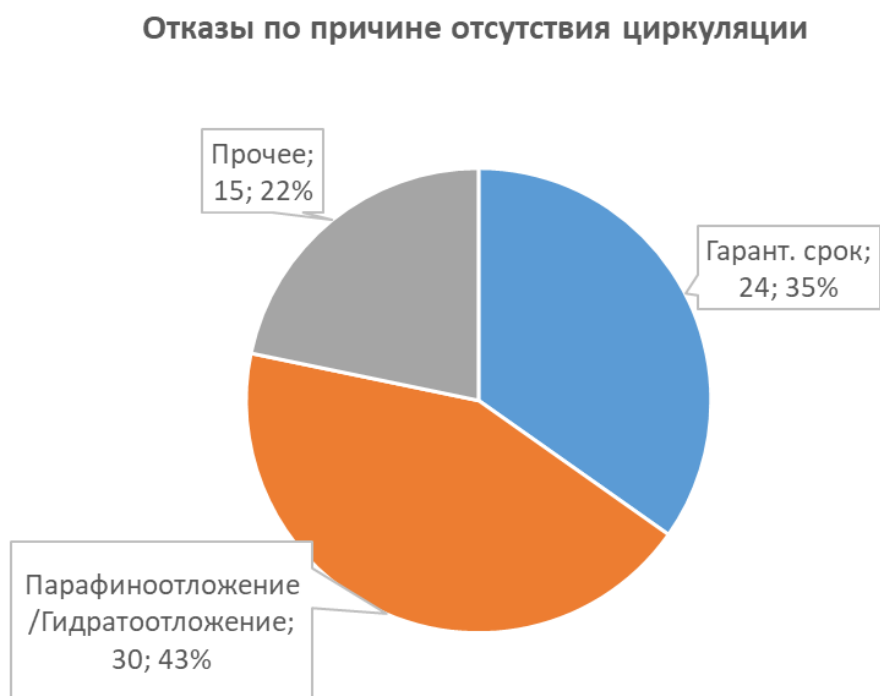


Рисунок 1.7 – Детальное описание отказов по причине отсутствия циркуляции

Полученная структура данных (детально описана в [22]) отличается от данных, представленных в статье и других источниках. Это связано с тем, что структура отказов зависит от множества факторов, включая геологические особенности месторождения, условия эксплуатации и тип используемого оборудования. В частности, высокая доля отказов из-за снижения изоляции в данной работе может быть связана с реализацией не просто периодического, а периодического кратковременного режима, сопряженного с максимально частыми пусками и остановками, что создает повышенные нагрузки на электрические компоненты (ПЭД и кабель). Таким образом, полученные результаты дополняют существующие исследования, выявляя особенности отказов УЭЛН при эксплуатации в режиме ПКР.

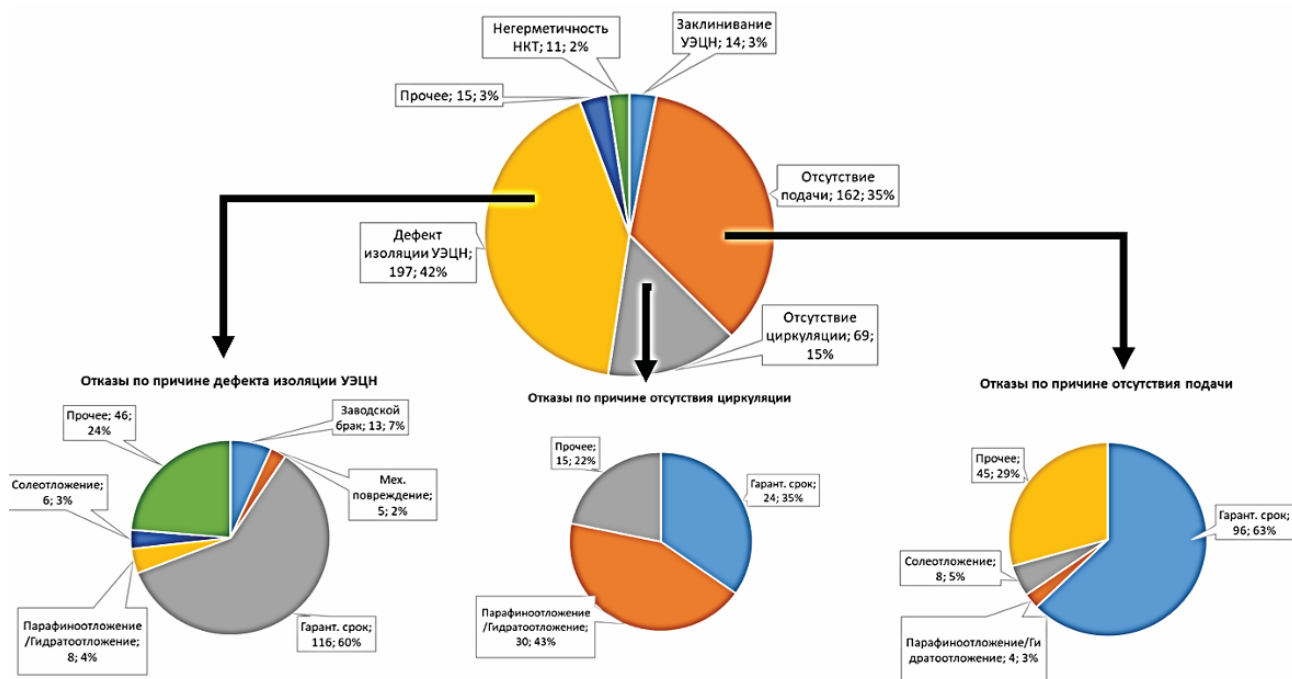


Рисунок 1.8 – Взаимосвязь отказов УЭЛН

1.4 Анализ превалирующих по влиянию параметров скважин и УЭЛН на динамику отказов

Методика определения наработки на отказ УЭЛН представлена в виде следующих этапов:

- 1 Предварительная отбраковка выборки – исключение элементов выборки, которые не связаны напрямую или косвенно с наработкой на отказ, например, скважина, находящаяся в простое или консервации, либо проводятся геолого-технические мероприятия и т.п.;
- 2 анализ превалирующих по влиянию параметров на наработку УЭЛН – корреляционный анализ, который базируется на известных принципах статистики;
- 3 при отсутствии удовлетворительной корреляции – корректировка выборки на основе известных физических зависимостей или подбор исключений иных причин (отказ по причине гарантийного срока);
- 4 применение регрессионного анализа для выявления функциональной зависимости наработки на отказ от параметров скважины после корректировки выборки [36-40].

Для корректного анализа зависимости наработки на отказ УЭЛН от параметров скважины и собственных параметров необходимо преобразовать выборку. Во-первых, исключены (на основе анализа отказов, проведенного выше) скважины с наработкой на отказ свыше 500 суток, где наступил гарантийный срок эксплуатации узлов УЭЛН, во-вторых, также исключены прочие элементы выборки, где причины отказов не связаны напрямую с параметрами скважин, влияющими на отказы УЭЛН (исключены также наработки, связанные с организационными моментами цеха добычи нефти и газа (ЦДНГ), заводские браки и др.). В-третьих, в виду широкого разброса значений каждого отдельного параметра УЭЛН, исходная выборка была преобразована с целью выявления корреляционных зависимостей, то есть исключены значения с широким разбросом относительно средней величины. После преобразования выборка составила 110 скважин. Коэффициент корреляции определялся по критерию Спирмена [41-42] (в связи с отсутствием нормальных распределений параметров скважины в представленном технологическом режиме):

$$p = 1 - 6 \frac{\sum d^2}{n^3 - n}, \quad (1.2)$$

где $d = d_x - d_y$ – разность рангов первого и второго параметров (каждому значению X и Y присваивается номер ранга;

N – количество значений параметров, участвовавших в ранжировании.

При этом оценка коррелируемости параметров основана на шкале Чеддока [43]:

- 1 менее 0,2 – слабая зависимость;
- 2 от 0,2-0,3 до 0,5 – умеренная зависимость;
- 3 0,5 - 0,7 – заметная зависимость;
- 4 0,7 - 0,9 – высокая зависимость;
- 5 0,9 - 0,99 – весьма высокая зависимость.

На основе полученных результатов проведенного корреляционного исследования определены наиболее превалирующие по влиянию на наработку на отказ параметры с умеренной, заметной и высокой зависимостью согласно шкале Чеддока, с коэффициентами корреляции r от 0,2 до 0,9, причем положительное значение r указывает на увеличение наработки до отказа (НдО) с ростом параметра, а отрицательное значение свидетельствует об уменьшении НдО при увеличении значения параметра. Сводная матрица корреляций «наработка на отказ – параметры УЭЛН и скважин» представлена в Таблице 1.1.

Установлены параметры с высоким и заметным влиянием: газовый фактор пластовой нефти ($r = - 0,79$), концентрация механических примесей ($r = - 0,61$), плотность нефти в пластовых условиях ($r = 0,56$); параметры с умеренным влиянием: дебит скважины по жидкости ($r = 0,30$), длительность периода откачки ($r = 0,29$), внутренний диаметр обсадной колонны ($r = - 0,21$). Описан механизм влияния указанных параметров на величину НдО. Увеличение газового фактора и давления насыщения способствуют сокращению НдО вследствие увеличения содержания газа в скважинной продукции, что приводит к интенсификации кавитационных процессов в ЭЛН, ухудшению теплоотвода от ПЭД и ЭЛН вследствие низкой теплопроводности и теплоемкости газонасыщенной жидкости [44]. Снижение плотности нефти приводит к снижению НдО, поскольку уменьшение плотности сопровождается снижением вязкости и увеличением газового фактора, что в совокупности ухудшает смазывающие свойства и увеличивает газонасыщенность скважинной продукции, негативно влияя на работу УЭЛН. Увеличение концентрации механических примесей снижает НдО из-за абразивного износа рабочих органов насоса; увеличение дебита скважин по жидкости, снижение диаметра обсадной колонны способствуют увеличению НдО благодаря увеличению скорости потока и улучшению теплоотвода от ПЭД; увеличение длительности периода откачки способствует росту НдО вследствие снижения частоты пусков-остановок скважины.

Таблица 1.1 – Матрица сводных корреляций для параметров УЭЛН и наработки на отказ

Наименование параметра	Коэффициент корреляции наработки на отказ и параметров, r	Умеренная, заметная, высокая коррелируемость
Режим работы УЭЛН (периодический)	-	-
Номинальная мощность ПЭД, кВт	0,011886	нет
Потребляемая мощность, кВт	- 0,051526	нет
Внешний диаметр ПЭД, мм	- 0,041464	нет
Частота УЭЛН в режиме откачки, Гц	0,024712	нет
Длительность периода откачки, мин	0,285036	да
Длительность периода накопления, мин	0,045836	нет
Внутренний диаметр обсадной колонны, мм	- 0,212227	да
Дебит жидкости, м ³ /сут	0,297550	да
Обводненность продукции, %	0,098201	нет
Газовый фактор пластовой нефти, м ³ /м ³	- 0,788807	да
Давление насыщения, атм.	- 0,431255	да
Концентрация механических примесей в продукции, г/л	- 0,614310	да
Динамическая вязкость нефти в пластовых условиях, мПа*с	0,131260	нет
Плотность нефти в пластовых условиях, кг/м ³	0,562433	да
Плотность воды, кг/м ³	0,018892	нет
Температура пластовой жидкости, градусы	0,063367	нет
Глубина спуска насоса по стволу, м	- 0,151164	нет
Глубина спуска насоса по вертикали, м	0,088739	нет
Глубина кровли пласта по вертикали, м	- 0,066868	нет
Динамический уровень, м	- 0,158773	нет
Затрубное давление, атм	0,172442	нет
Давление на приеме УЭЛН, атм	0,022591	нет
Забойное давление, атм	- 0,024864	нет

Также наработка на отказ растет по мере увеличения скорости омывающего потока (с повышением дебита жидкости) и длительности периода откачки, так как в этом случае создаются более благоприятные условия для отвода тепла от ПЭД. В случае увеличения внутреннего диаметра обсадной колонны наработка на отказ падает (что свидетельствует об отрицательном коэффициенте корреляции) ввиду

снижения скорости потока при увеличении проходного сечения потока, омывающего ПЭД.

Из представленных коэффициентов корреляций отобраны параметры со значениями коэффициентов корреляции $r > 0,2$, а также $r > 0,4$ (с умеренной, заметной и высокой степени корреляции). Получены оригинальные уравнения регрессии наработки на отказ вида (в зависимости от конкретных параметров):

$$r > 0,4: N = 1,56\rho_n - 0,22ГФ + 0,3P_{\text{нас}} - 0,29n_{\text{мех.пр}} - 1012,8. \quad (1.3)$$

Или с учетом периода откачки, дебита жидкости и диаметра обсадной колонны:

$$r > 0,2: N = 1,41\rho_n - 0,22ГФ + 0,28P_{\text{нас}} - 0,27n_{\text{мех.пр}} + 0,35Q_{\text{ж}} - 0,29t_{\text{от}} - 0,34D_{\text{об}} - 844,8, \quad (1.4)$$

где $ГФ$ – газовый фактор пластовой нефти, $\text{м}^3/\text{м}^3$;

$P_{\text{нас}}$ – давление насыщения, атм;

$n_{\text{мех.пр}}$ – концентрация механических примесей, г/л;

ρ_n – плотность нефти в пластовых условиях, $\text{кг}/\text{м}^3$;

$Q_{\text{ж}}$ – дебит жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$;

$t_{\text{от}}$ – период откачки, мин;

$D_{\text{об}}$ – внутренний диаметр обсадной колонны, м.

Множественный коэффициент корреляции предложенных уравнений (1.3) и (1.4) для определения наработки на отказ УЭЛН составляет порядка $r = 0,8$.

Указанные функции для рассматриваемого фонда при текущем значении параметров технологического режима позволяют произвести оценку динамики отказов, определить количество скважин, при которых будет наблюдаться определенная наработка, что позволит более точно запланировать ремонтные операции на скважинах.

1.5 Методы защиты насосного оборудования от осложняющих факторов

Существует большое количество осложняющих факторов, оказывающих влияние на работу УЭЛН в непрерывном и периодическом режимах эксплуатации. Например, авторы [45] классифицируют факторы, влияющие на работу УЭЛН, на геологические (газ, вода, отложение солей и парафина, мехпримеси) и технологические (конструкция скважины и оборудования). Отмечается важность комплексного учета всех факторов для предотвращения снижения технико-экономических показателей и необходимости разработки методов борьбы с осложнениями [46].

К числу распространенных проблем при эксплуатации УЭЛН относятся [45]:

- трудности вывода скважины на режим после ремонта из-за падения продуктивности [47];
- нарушение работы из-за повышенного содержания мехпримесей, продуктов коррозии, АСПО, солеотложений;
- проблемы, связанные с высокой обводненностью и агрессивностью пластовой воды, приводящие к коррозии;
- высокое газосодержание на приеме насоса.

Помимо этого, к отказам могут приводить заводской брак, некачественная комплектация и нарушения правил эксплуатации (несвоевременная депарафинизация, отсутствие контроля выноса мехпримесей, неправильный подбор оборудования) [48].

В качестве примера методов борьбы с осложнениями авторы [45] рассматривают асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО). АСПО увеличивают износ оборудования, энергопотребление и снижают КПД установки. Основные группы методов борьбы с АСПО:

- Химические: применение ПАВ для ингибирования отложений, использование специальных покрытий (стекло, лак) и присадок для снижения адгезии парафина к поверхностям.

- Тепловые (термические): использование теплоносителей (нагретая нефть, вода, пар) или источников тепла (электроды) для плавления отложений.
- Физические: воздействие механических и ультразвуковых колебаний, электрических, магнитных и электромагнитных полей на поток жидкости.

При этом универсального метода борьбы с АСПО не существует, и часто требуется комбинированный подход [49].

Выбор конкретного метода или комплекса мер по борьбе с осложнениями зависит от множества факторов (условия эксплуатации, комплектация оборудования, экономические предпосылки и др.), и для максимальной эффективности необходим своевременный анализ доминирующего осложняющего фактора и подбор наиболее результативного способа его устранения [50]. При этом важен своевременный и комплексный подход к управлению осложнениями на скважинах, оборудованных УЭЛН.

К прочим осложнениям относятся также засорение и абразивный износ оборудования механическими примесями, выносимыми из пласта, особенно при низких забойных давлениях и глубоких депрессиях. Негативное влияние оказывает свободный газ, который затрудняет контроль режима работы, может приводить к срыву подачи и дополнительным нагрузкам. Вибрации, возникающие из-за неравномерного износа опор или кавитации, могут привести к разрушению вала. Распространены проблемы отложения парафина в НКТ при охлаждении продукции и отложения солей из-за изменения термобарических условий или смешения вод разного состава. Для борьбы с этими осложнениями применяются различные методы: для мехпримесей – песочные якоря, крепление призабойной зоны, фильтры; для газа – сепараторы, диспергаторы, оптимизация режимов; для АСПО и солей – комплекс химических, тепловых, физических и механических методов [51, 52].

Особое внимание в контексте надежности УЭЛН, особенно при работе в режимах с возможным ухудшением охлаждения (например, периодическом), заслуживает проблема перегрева и нарушения изоляции. Превышение допустимой температуры (например, размягчение изоляции кабеля, нарушение работы ПЭД и

ЭЛН) часто связано с глубиной спуска или недостаточным потоком охлаждающей жидкости, в том числе при срывах подачи из-за газа или отложений [53]. Последствия вибрации также могут включать пробой изоляции ПЭД из-за утечек пластовой жидкости через торцовые уплотнения гидрозащиты. Эти факторы напрямую влияют на ресурс УЭЛН, определяя необходимость контроля и оптимизации теплового режима работы установки.

Помимо рассмотренных общих методов борьбы с осложнениями, для решения специфических задач и повышения надежности работы УЭЛН применяются различные технические устройства, устанавливаемые в составе компоновки или в интервале работы оборудования. К таким устройствам относятся сепараторы газа, фильтры для механических примесей, устройства для защиты от отложений, а также различные конструкции кожухов и направляющих аппаратов, предназначенные, в том числе, для управления потоком скважинной жидкости и оптимизации условий эксплуатации погружного оборудования.

В изобретении [54] предлагается погружная электроцентробежная насосная установка, особенностью которой является размещение всей компоновки (центробежный насос 1 с приемной сеткой 2, электродвигатель 3) внутри внешнего кожуха 5 с образованием кольцевого зазора между корпусом установки и кожухом (см. Рисунок 1.9).

Кожух 5 сверху прикреплен к колонне насосно-компрессорных труб 10 через переводник 11 (поз. 9 – узел крепления). К нижней части кожуха 5 последовательно присоединены клапанный узел 6 (соединенный с кожухом переводником 12), каркасно-проволочный фильтр 7 и накопитель для мехпримесей 8. Принцип работы заключается в следующем: пластовая жидкость поступает сначала в каркасно-проволочный фильтр 7, где происходит ее очистка от механических примесей. Фильтр имеет специальную конструкцию с проволокой треугольного профиля, образующей щели, расширяющиеся внутрь, что минимизирует гидравлические потери.

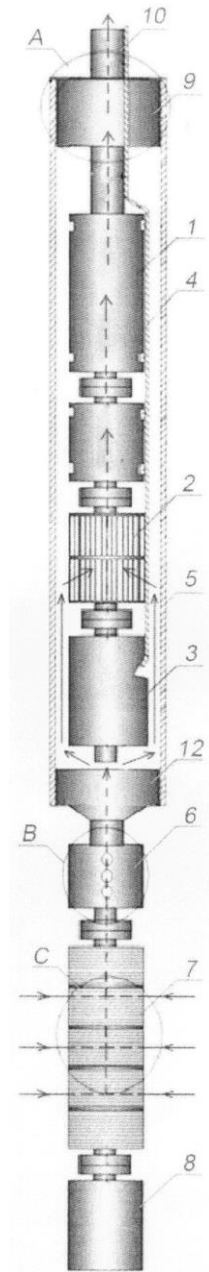


Рисунок 1.9 – Схема погружной электроцентробежной насосной установки по патенту [54]

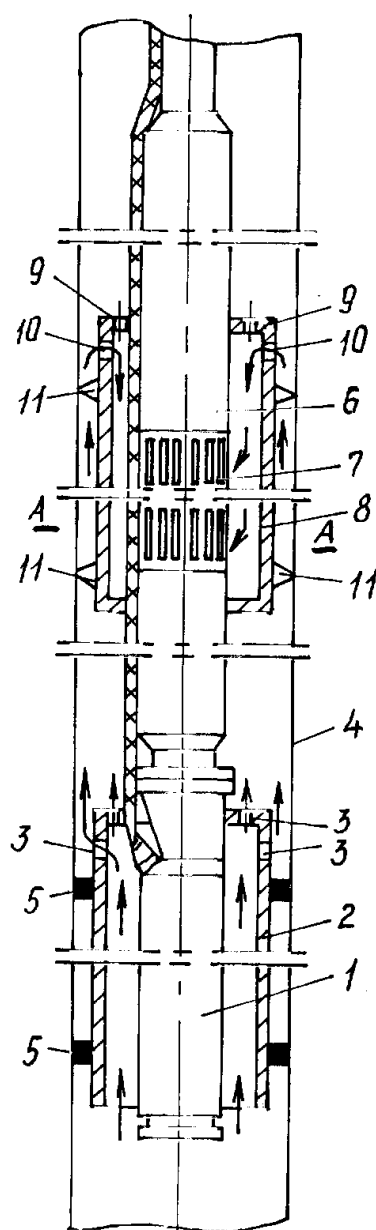
Очищенная жидкость далее поступает через клапанный узел 6 в кольцевое пространство между кожухом 5 и корпусом УЭЛН (включая электродвигатель 3) и движется вверх, охлаждение нагреваемых частей установки, после чего поступает на прием насоса 1 через сетку 2. Мелкие частицы, прошедшие через фильтр, могут оседать в накопителе 8. Клапанный узел 6 предназначен для байпасирования потока жидкости в случае засорения фильтра 7, обеспечивая продолжение работы насоса, хотя и без фильтрации. Заявленным техническим

результатом является повышение межремонтного периода работы оборудования за счет защиты насоса от мехпримесей и более эффективного охлаждения всех нагреваемых частей УЭЛН (включая ПЭД) восходящим потоком предварительно очищенной жидкости, что улучшает теплопередачу.

В устройстве [55] электродвигатель 1 размещен внутри специальной охлаждающей емкости 2, которая открыта снизу и имеет отверстия 3 в верхней части для выхода потока жидкости (см. Рисунок 1.10). Насос 6 с приемной сеткой 7 установлен выше, внутри отдельной цилиндрической емкости 8. Эта емкость имеет входные отверстия 10 в верхней боковой части для поступления жидкости из межтрубного пространства и верхние отверстия 9 для отвода свободного газа. Приемная сетка насоса 7 расположена выше нижнего торца емкости 8. Обе емкости (2 и 8) снабжены центрирующими кольцами (5 и 11 соответственно), которые предотвращают контакт установки с эксплуатационной колонной 4; при этом кольца 11 на емкости насоса имеют пазы 12 для прохода жидкости.

Принцип работы следующий: откачиваемая жидкость поступает в открытую нижнюю часть охлаждающей емкости 2, поднимается вверх, омывая и охлаждая электродвигатель 1, и выходит через отверстия 3. Далее жидкость движется по межтрубному пространству, проходит через пазы 12 колец 11 и поступает через боковые отверстия 10 в цилиндрическую емкость 8. Внутри этой емкости происходит гравитационная сепарация: механические примеси оседают на дно (ниже уровня приемной сетки 7), а свободный газ поднимается и отводится через верхние отверстия 9. Очищенная от газа и твердых частиц жидкость поступает в приемную сетку 7 насоса 6.

Заявленным техническим результатом является повышение надежности электронасоса за счет улучшения охлаждения электродвигателя и предотвращения попадания свободного газа и механических примесей на прием насоса, что снижает износ и вероятность срыва подачи.



1 – электродвигатель; 2 – охлаждающая емкость; 3 – отверстия в охлаждающей емкости; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – кольца охлаждающей емкости; 6 – насос; 7 – приемная сетка; 8 – цилиндрическая емкость; 9 – отверстия для выхода газа; 10 – отверстия для входа жидкости; 11 – кольца цилиндрической емкости; 12 – пазы в кольцах цилиндрической емкости

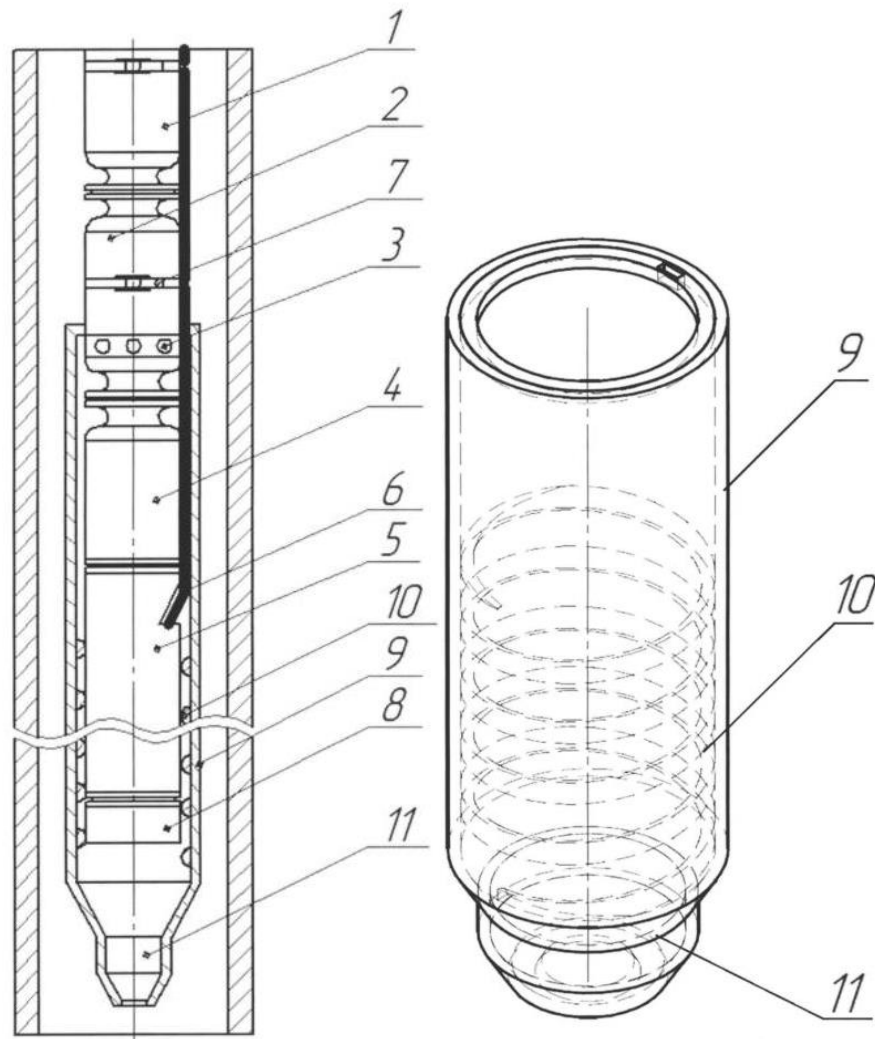
Рисунок 1.10 – Схема погружного электронасоса по патенту [55]

Техническое решение, представленное в патенте [56], направлено на улучшение охлаждения ПЭД, в том числе при периодической эксплуатации или недостаточном притоке жидкости из пласта. В данном изобретении предлагается погружная установка УЭЛН, оснащенная защитным устройством 9, которое

размещается снаружи погружного электродвигателя 5 и гидрозащиты 4 с образованием кольцевого зазора (см. Рисунок 1.11). Особенности конструкции являются: выполнение нижней части корпуса защитного устройства 9 в виде усеченного конуса 11; герметичное крепление верхней части корпуса к входному модулю 2 насоса 1 (при этом приемные отверстия 3 модуля оказываются внутри устройства); наличие спиралевидных ребер жесткости 10 на внутренней поверхности корпуса защитного устройства. Внутри устройства также размещаются кабель 6 с клемсами 7 и термоманометрическая система 8.

Принцип работы заключается в том, что весь поток жидкости, поступающий в насос, принудительно направляется через нижнее коническое отверстие 11 защитного устройства. Далее поток движется вверх по спирали, направляемый ребрами 10, интенсивно омывая и охлаждая ПЭД 5 и гидрозащиту 4, после чего поступает в приемные отверстия 3 входного модуля 2. Коническая форма нижней части 11 предотвращает забор отложений со стенок колонны при спуске установки. Спиралевидные ребра 10 обеспечивают центровку устройства и, по заявлению авторов, повышают эффективность охлаждения за счет создания вихревого потока.

Заявленным техническим результатом является повышение надежности УЭЛН за счет обеспечения гарантированного охлаждения ПЭД потоком жидкости, равным производительности насоса, независимо от притока из пласта, а также защита от попадания механических примесей при СПО. Устройство позиционируется как эффективное решение для предотвращения перегрева ПЭД при выводе скважины на режим, при периодической эксплуатации, при расположении УЭЛН ниже интервала перфорации или в колонне большого диаметра.



1 – электроприводный центробежный насос; 2 – входной модуль; 3 – отверстия входного модуля; 4 – гидрозащита; 5 – погружной электродвигатель; 6 – погружной кабель; 7 – клямсы; 8 – термоманометрическая система; 9 – защитное устройство; 10 – спиралевидные ребра жесткости; 11 – усеченный конус

Рисунок 1.11 – Схема погружной установки по патенту [56]

Для повышения эффективности эксплуатации УЭЛН в осложненных условиях, в частности для улучшения охлаждения ПЭД при низких скоростях потока в скважине, характерных для малодебитных скважин или периодического режима работы, предложен ряд технических решений, использующих внешние кожухи. Общий принцип таких устройств заключается в создании направленного потока жидкости вдоль корпуса ПЭД для интенсификации теплообмена. В

различных конструкциях, предложенных, например, в патентах РФ № 2293217, 2774026, 2784193, 2822337 [57, 58, 59, 60], реализуются разные схемы: принудительная прокачка всей откачиваемой жидкости через кольцевой зазор между ПЭД и герметичным кожухом (при этом насос может располагаться как под ПЭД, так и над ним) или организация потока омывающей жидкости из затрубного пространства к расположенному выше приемному модулю насоса или газосепаратора через зазор, образованный кожухом и корпусом ПЭД. Целью данных решений является обеспечение надежного охлаждения ПЭД независимо от притока из пласта или режима работы установки.

1.6 Выводы по главе 1

1 Эксплуатация низкодебитного фонда скважин является актуальной задачей, для решения которой, наряду с традиционными УСШН и УПЛД, широкое распространение получила периодическая эксплуатация скважин с использованием УЭЛН, в частности, в режиме периодического кратковременного включения (ПКВ).

2 Периодический режим эксплуатации УЭЛН (КЭС/КПР/ПКВ) позволяет применять стандартное оборудование в низкодебитных скважинах, обеспечивает гибкость регулирования отбора, потенциально снижает энергозатраты и может способствовать борьбе с некоторыми осложнениями (эмульсии, мехпримеси). Однако данный режим сопряжен с рисками снижения надежности из-за частых пусков/остановок, вызывающих повышенные нагрузки, вибрации и износ компонентов (гидрозащиты, насоса).

3 Анализ многолетних промысловых данных показывает, что благодаря внедрению современных технологий (частотное регулирование, плавный пуск, телеметрия) и накоплению опыта эксплуатации, надежность УЭЛН в режиме ПКВ существенно возросла и может быть сопоставима с надежностью при непрерывной работе (ПДФ), в отличие от других, более длительных периодических режимов

(АПВ), которые остаются менее надежными. При этом переходы между режимами (особенно из ПКВ в ПДФ) могут провоцировать ранние отказы оборудования.

4 Статистический анализ отказов УЭЛН, работающих в режиме ПКР на месторождениях Западной Сибири, показал, что доминирующей причиной является снижение сопротивления изоляции (42%), связанное с циклическими электрическими и тепловыми нагрузками. Значимыми причинами также являются прекращение подачи (35%) и отсутствие циркуляции (15%).

5 Выявлены и количественно оценены ключевые эксплуатационные факторы, определяющие наработку на отказ (НдО) УЭЛН в режиме ПКР: наибольшее негативное влияние оказывают газовый фактор ($r = - 0,79$) и концентрация механических примесей ($r = - 0,61$); положительное влияние – плотность нефти ($r = 0,56$); умеренное влияние – дебит жидкости ($r = 0,30$), длительность периода откачки ($r = 0,29$) и внутренний диаметр обсадной колонны ($r = - 0,21$). Разработаны эмпирические зависимости для прогнозирования НдО с учетом этих факторов ($r \approx 0,8$).

6 Анализ осложнений и отказов УЭЛН в периодическом режиме показал, что недостаточный отвод тепла от погружного электродвигателя (ПЭД) и кабельной линии, приводящий к их перегреву и нарушению изоляции, является одним из критических факторов, ограничивающих надежность и ресурс оборудования.

7 Проведен анализ существующих технических решений для решения проблем охлаждения ПЭД и защиты УЭЛН от осложняющих факторов (мехпримеси, газ). Показано, что существующие решения предполагают использование различных конструкций кожухов для организации принудительного потока жидкости вдоль корпуса ПЭД, часто в сочетании с фильтрами или сепараторами.

ГЛАВА 2 МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ В ПОГРУЖНОМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕ ПРИ ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЛН

Снижение темпов разработки нефтяных месторождений и объемов добычи углеводородных ресурсов ввиду постепенной выработки запасов – одна из значимых тенденций развития нефтегазового сектора в РФ. Значительная доля скважин добывающего фонда оборудована установками электроприводного лопастного насоса (УЭЛН), которые наряду с штанговыми насосными установками (УСШН) получили наиболее широкое распространение и повсеместно используются при механизированной добыче нефти [61, 62]. УЭЛН эффективно работают в широком диапазоне изменения обводненности откачиваемой продукции, а также позволяют откачивать многофазные (газ-нефть-вода) газожидкостные смеси [63,64].

На сегодняшний день УЭЛН занимают лидирующую позицию среди всех видов механизированной эксплуатации по суммарному объему добываемой в РФ нефти, кроме того, УЭЛН обладают наибольшей эффективностью при добыче нефти из высокодебитных скважин (при дебите порядка $100 \text{ м}^3/\text{сут}$ и более) [65, 66].

Однако эксплуатация низкодебитных скважин (до $40 \text{ м}^3/\text{сут}$) УЭЛН сопряжена с рядом осложнений и ограничений. Одним из таких осложняющих факторов является низкая скорость потока в обсадной колонне, омывающего погружной электродвигатель (ПЭД). В условиях недостаточного отвода тепла от ПЭД и других узлов УЭЛН могут перегреваться погружной двигатель, кабельная линия, рабочие органы ЭЛН. Другими причинами отказов УЭЛН в низкодебитных скважинах являются большие депрессии на пласт, отложения солей вследствие неоднородности термобарических условий при движении пластового флюида в скважине [67, 68].

В последнее время наблюдается активный рост числа скважин, эксплуатируемых УЭЛН в периодическом режиме [69], в частности, в

периодическом кратковременном режиме (ПКР). При ПКР насос работает в нестационарном режиме, в котором рабочий полуцикл откачки (насос включен) чередуется с полуциклом накопления (насос выключен), причем длительность полуциклов откачки и накопления достаточно небольшая, порядка нескольких минут. Достоинством периодической кратковременной эксплуатации является возможность применения стандартных компоновок УЭЛН с средней и высокой подачей в низкодебитных скважинах. В полуцикле откачки подача насоса будет превышать приток пластовой жидкости в скважину, и часть жидкости будет откачиваться из затрубного пространства. В полуцикле накопления после остановки насоса уровень в затрубном пространстве будет восстанавливаться за счет притока из пласта. Ясно, что для восстановления исходной величины динамического уровня длительность периода накопления должна превышать длительность периода откачки. Небольшая длительность рабочего цикла периодической откачки позволяет ограничить степень изменения забойного давления и притока пластовой жидкости (колебания давления в скважине не превышают, как правило, 0,3-0,5 МПа), то есть пласт работает практически в установившемся режиме. В полуцикле откачки подача насоса не ограничена притоком пластовой жидкости, поэтому ЭЛН работает в оптимальном режиме с высоким КПД. Небольшая длительность периода откачки, превышение длительности периода накопления над длительностью периода откачки позволяют снизить риск перегрева ПЭД и кабельной линии. В конечном результате режим ПКР направлен на сохранение преимуществ УЭЛН при эксплуатации низкодебитных скважин [70, 71].

Ввиду широкой распространенности УЭЛН при механизированной добыче нефти особую актуальность на сегодняшний день приобретают вопросы повышения эффективности эксплуатации низкодебитных скважин УЭЛН. В работах [72-76] рассмотрены различные осложнения при эксплуатации УЭЛН в низкодебитных скважинах, обоснованы критерии перевода скважин с низкой производительностью в периодический режим, рассмотрены различные типы

периодической эксплуатации УЭЛН, а также затронуты вопросы подбора погружного насосного оборудования и технологического режима работы скважин.

В указанных работах отмечается, что эффективность и надежность работы УЭЛН во многом определяется тепловым режимом работы системы ПЭД – омывающий флюид. Для прогнозирования температуры ПЭД в процессе работы скважины широкое распространение получили методы математического моделирования. В работах [77, 78] представлены аналитические подходы к оценке температуры обмотки погружного электродвигателя, основанные на расчете теплового потока от ПЭД потоку жидкости, омывающего его. Однако следует отметить, что при периодической эксплуатации УЭЛН тепловой режим погружного электродвигателя является нестационарным, что ограничивает применимость простых инженерных методов расчета.

Статьи [79-82] посвящены применению численного моделирования для расчета нестационарных тепловых процессов в скважине при работе УЭЛН. Показано, что моделирование тепловых процессов позволяет прогнозировать и тем самым предупреждать возможный перегрев ПЭД в процессе вывода скважины на режим и работе в установившемся режиме, корректировать запланированный (без учета моделирования теплового поля) режим работы скважины для недопущения перегрева ПЭД (изменить частоту УЭЛН, выполнить монтаж защитного «кожуха» для увеличения скорости омывающего двигатель флюида). В работах [83, 84] представлены математические модели для расчета тепловых процессов в погружном электродвигателе насосной установки, расположенной в нефтескважине и обтекаемой трехфазным флюидом, содержащим нефть, газ, воду. Смоделированы переходные тепловые процессы при запуске скважины в работу, показаны возможные случаи перегрева двигателя при недостаточной скорости омывающего ПЭД потока, подчеркнута значимость математического моделирования при прогнозировании показателей теплового режима работы УЭЛН.

Следует отметить, что несмотря на наличие обширных исследований, касающихся теплового режима ПЭД, а также эксплуатации УЭЛН в периодическом

режиме, в имеющихся работах недостаточное внимание уделено нестационарным тепловым процессам при работе УЭЛН в режиме ПКР. Особенностью данного режима является циклический характер работы ПЭД и погружного ЭЛН. Несмотря на наличие современных программных комплексов для подбора оборудования, позволяющих в расчетных условиях минимизировать риски, в реальной промысловой практике проблема перегрева ПЭД в режиме ПКР сохраняет свою актуальность. Это связано как с неизбежным изменением скважинных характеристик в процессе эксплуатации, так и с эксплуатационными ограничениями, вынуждающими применять оборудование, работающее не в оптимальной зоне [85]. Существующие подходы не в полной мере учитывают специфику нестационарного теплообмена при циклической работе, когда основной объем откачиваемой из затрубного пространства жидкости не участвует в охлаждении двигателя.

Далее представлено описание математической модели и результатов расчета теплового режима погружного электродвигателя УЭЛН в периодическом кратковременном режиме работы.

2.1 Математическая модель тепломассопереноса в системе «ПЭД-скважинный флюид»

2.1.1 Постановка задачи

Принятые допущения:

- ПЭД (погружной электродвигатель) рассматривается как однородный цилиндр.
- Тепловыделение происходит равномерно по всему объему ПЭД.
- В периодическом кратковременном режиме мощность ПЭД и подача УЭЛН меняются скачком (на практике для снижения нагрузок на электрические узлы скважины оборудуются станциями управления с плавным пуском).

- Свойства жидкости полагаются постоянными при обтекании ПЭД, сжимаемостью флюида пренебрегаем.
- Рассматривается процесс откачки обводненной продукции с низким газовым фактором, влияние газа на процесс теплообмена не учитывается.
- Вертикальным кондуктивным теплопереносом в ПЭД и жидкости пренебрегаем.
- Одномерное движение жидкости в обсадной колонне, скважина вертикальная (Рисунок 2.1).

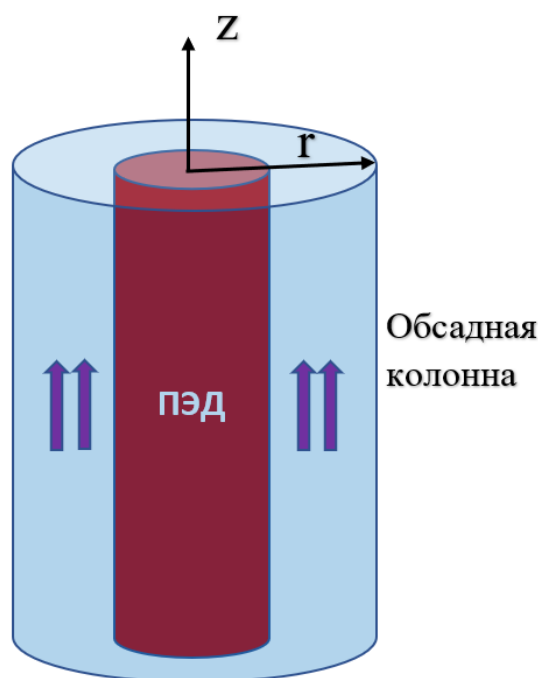


Рисунок 2.1 – Геометрия задачи (стрелками показано направление движения флюида в скважине)

Основные уравнения:

Уравнение теплопроводности в ПЭД с учетом теплового источника [86]:

$$\rho c \frac{\partial T}{\partial t} = \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) + q(t), \quad (2.1)$$

где T – температура ПЭД, К;

r – радиальная координата;

t – время, с;

ρ – эффективная плотность, кг/м³;

c – удельная теплоемкость ПЭД, Дж/(кг·К);

λ – теплопроводность, Вт/(м·К);

$q(t)$ – удельная мощность тепловыделения в ПЭД, которая в режиме ПКР рассчитывается по формуле

$$q(t) = \frac{P(t)(1-\eta)}{\pi R^2 L} \quad (2.2)$$

$$P(t) = \begin{cases} P_0, & 0 \leq t \leq t_1, \quad t_1 + t_2 \leq t \leq 2t_1 + t_2, \dots \\ 0, & t_1 \leq t \leq t_1 + t_2, \quad 2t_1 + t_2 \leq t \leq 2t_1 + 2t_2, \dots \end{cases},$$

где P_0 – мощность, Вт;

η – КПД ПЭД;

t_1, t_2 – длительность полуциклов откачки и накопления соответственно, с;

R – внешний радиус ПЭД, м.

Начальные и граничные условия: температура ПЭД в момент времени $t = 0$ равна температуре обтекающей жидкости T_0 ; на границе симметрии $r = 0$ записано условие отсутствия теплового потока, на внешней границе учтен тепловой поток между стенкой ПЭД и омывающей жидкостью

$$\begin{aligned} T|_{t=0} &= T_0 \\ \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=0} &= 0, \\ \lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R} &= \alpha (T_f - T_w) \end{aligned} \quad (2.3)$$

где $T_w = T|_{r=R}$.

Уравнение конвективного теплообмена для флюида, обтекающего ПЭД, записывается в виде [87]:

$$\rho_f c_f S_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + \rho_f c_f Q \frac{\partial T_f}{\partial z} = h(T_w - T_f) + h_c(T_g - T_f), \quad (2.4)$$

где T_f – температура флюида, К;

z – вертикальная координата;

T_g – геотермическая температура на глубине ПЭД, К;

ρ_f – эффективная плотность, кг/м³;

c_f – удельная теплоемкость флюида, Дж/(кг·К);

S_f – площадь поперечного сечения потока, м;

Q – объемный расход жидкости, обтекающей ПЭД, м³/с;

R_c – внутренний радиус обсадной колонны, м;

h – коэффициент теплообмена между флюидом и ПЭД;

h_c – коэффициент теплообмена между флюидом и окружающей внешней средой (колонной, цементным кольцом и горными породами).

Коэффициенты h и h_c вычисляются согласно зависимостям [86]

$$h = 2\pi\alpha R$$

$$h_c = \frac{2\pi}{\frac{1}{\alpha R} + \frac{1}{\lambda_c} \ln \frac{R_{c\ ex}}{R_{c\ in}} + \frac{1}{\lambda_{cem}} \ln \frac{R_{cem\ ex}}{R_{cem\ in}} + \frac{1}{\lambda_{res}} \ln \frac{R_{res}}{R_{cem\ ex}}}, \quad (2.5)$$

где λ_c λ_{cem} λ_{res} – теплопроводность обсадной колонны, цементного кольца и горных пород соответственно, Вт/(м·К);

R_{cin} , R_{cemin} – внутренний радиус обсадной колонны и цементного кольца соответственно, м;

R_{res} – радиус теплового возмущения в пласте, м;

α – коэффициент теплоотдачи, Вт/(м²·К).

На входе модели задается начальная температура T_0 жидкости, притекающей к области ПЭД

$$T_f \Big|_{z=0} = T_0. \quad (2.6)$$

Для расчета коэффициента теплоотдачи в работе используется следующая корреляция для числа Нуссельта при вынужденной конвекции в трубе [88]

$$\alpha = \frac{\lambda_f Nu}{d}; \quad (2.7)$$

$$Nu = \begin{cases} 4.36, Re \leq 2100; \\ Nu_{lam} + \frac{Nu_{turb} - Nu_{lam}}{Re_{turb} - Re_{lam}} (Re - Re_{lam}), 2100 < Re < 10000; \\ 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.3}, Re \geq 10000, \end{cases} \quad (2.8)$$

где d – гидравлический диаметр;

Nu, Re, Pr – числа Нуссельта, Рейнольдса и Прандтля соответственно;

$lam, turb$ – ламинарный и турбулентный режимы соответственно;

$Re_{lam} = 2100, Re_{turb} = 10000, Nu_{lam} = 4.36$;

$$\begin{aligned} Nu_{turb} &= 0.023 Re^{0.8} Pr^{0.3} \Big|_{Re=10000}; \\ Re &= \frac{\rho_f Q d}{A_1 \mu}; \\ Pr &= \frac{\mu_f c_f}{\lambda_f}, \end{aligned} \quad (2.9)$$

где μ_f, λ_f – вязкость, теплопроводность жидкости соответственно.

Теплофизические свойства жидкости (плотность ρ , удельная теплоемкость c , теплопроводность λ) принимаются равными средневзвешенным значениям с учетом обводненности продукции:

$$\begin{aligned}\rho_f &= \rho_w B + \rho_o (1 - B) \\ c_f &= c_w B + c_o (1 - B) \quad , \\ \lambda_f &= \lambda_w B + \lambda_o (1 - B)\end{aligned}\tag{2.10}$$

где индекс o соответствует нефти, w – воде;

B – обводненность продукции.

Вязкость жидкости рассчитывается согласно зависимости [89, 90]

$$\begin{aligned}\mu_f &= C_\mu \mu_1 + (1 - C_\mu) \mu_2 \\ \mu_1 &= \mu_w B^{-2.5} \quad , \\ \mu_2 &= \mu_w B + \mu_o (1 - B)\end{aligned}\tag{2.11}$$

где C_μ - коэффициент, задающий степень эмульсионности смеси;

μ_1 – вязкость водонефтяной эмульсии, Па·с;

μ_2 – неэмульсионная вязкость смеси, Па·с.

Система уравнений (2.1), (2.3), (2.4), (2.6) с учетом зависимостей (2.2), (2.5), (2.7)-(2.11) решается численно. Для дискретизации исходной системы уравнений используется метод контрольных объемов. Одномерные уравнения по r для расчета температуры ПЭД решаются методом прогонки, уравнение теплопереноса в жидкости решается маршевым алгоритмом, сопряжение системы ПЭД-флюид проводится итеративно.

Расчет расхода жидкости в обсадной колонне проводится на основе уравнения баланса объема жидкости в системе пласт-скважина-насосная установка, для малого промежутка времени dt оно записывается в виде [91]

$$Q_{res} dt = K_p (p_{res} - p_b) dt = dV_w + Q_p dt \quad ,\tag{2.12}$$

где Q_{res} – приток жидкости из пласта, м³/с;

K_p – коэффициент продуктивности пласта, Па·м³/с;

p_{res}, p_b – пластовое и забойное давление соответственно, Па;

dV_w – приращение объема флюида в скважине, м³;

Q_p – подача насоса, м³/с.

Приращение объема флюида в скважине ведет к изменению динамического уровня dH_{dyn} и забойного давления dp_b :

$$\begin{aligned} dV_w &= S_z dH_{dyn} \\ dp_b &= \rho_f g dH_{dyn} \end{aligned} \quad (2.13)$$

Дифференциальное уравнение для расчета динамики забойного давления с учетом (2.13) имеет вид

$$K_p (p_{res} - p_b) dt = \frac{S_z dp_b}{\rho_f g} + Q_p dt. \quad (14)$$

Интегрированием уравнения (2.14) с учетом начального условия

$$p_b|_{t=0} = p_{res}, \quad (2.15)$$

рассчитывается динамика забойного давления в скважине $p_b(t)$, а расход потока в обсадной колонне определяется по формуле

$$Q(t) = K_p (p_{res} - p_b(t)). \quad (2.16)$$

2.1.2 Численная схема решения

Дискретный аналог уравнений (2.1), (2.4), полученный в диссертационной работе, основан на применении метода контрольных объемов. Интегрирование уравнения теплопроводности для ПЭД в пределах i -того контрольного объема на n -том временном слое записывается в виде

$$\int_{t_n}^{t_{n+1}} \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \rho c \frac{\partial T}{\partial t} 2\pi r dr dt = \int_{t_n}^{t_{n+1}} \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \frac{\lambda}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) 2\pi r dr dt + \int_{t_n}^{t_{n+1}} \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} q \cdot 2\pi r dr dt. \quad (2.17)$$

Разделяя переменные r и t , в предположении постоянства свойств ρ, c, λ получим

$$\rho c \int_{t_n}^{t_{n+1}} \frac{\partial T}{\partial t} dt \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} r dr = \lambda \int_{t_n}^{t_{n+1}} dt \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) r dr + \int_{t_n}^{t_{n+1}} dt \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} q \cdot r dr. \quad (2.18)$$

Дискретизация нестационарного слагаемого (левой части) запишется в виде

$$\rho c \int_{t_n}^{t_{n+1}} \frac{\partial T}{\partial t} dt \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} r dr = \frac{1}{2} \rho c \left[\left(\frac{r_i + r_{i+1}}{2} \right)^2 - \left(\frac{r_{i-1} + r_i}{2} \right)^2 \right] (T_i^{n+1} - T_i^n). \quad (2.19)$$

Учитывая, что

$$\int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) r dr = \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \Big|_{r_{i+\frac{1}{2}}} - \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) \Big|_{r_{i-\frac{1}{2}}}, \quad (2.20)$$

дискретизация нестационарного слагаемого (правой части) примет вид

$$\lambda \int_{t_n}^{t_{n+1}} dt \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T}{\partial r} \right) r dr = \lambda \Delta t \left(\frac{r_i + r_{i+1}}{2} \frac{T_{i+1}^{n+1} - T_i^{n+1}}{r_{i+1} - r_i} - \frac{r_{i-1} + r_i}{2} \frac{T_i^{n+1} - T_{i-1}^{n+1}}{r_i - r_{i-1}} \right). \quad (2.21)$$

Так как тепловыделение в ПЭД происходит равномерно по всему его объему, источниковое слагаемое записывается в следующем виде:

$$\int_{t_n}^{t_{n+1}} dt \int_{r_{i-\frac{1}{2}}}^{r_{i+\frac{1}{2}}} q \cdot r dr = q \Delta t \left(\frac{(r_i + r_{i+1})^2}{8} - \frac{(r_{i-1} + r_i)^2}{8} \right). \quad (2.22)$$

Таким образом, дискретный аналог уравнения (2.1) примет вид

$$\begin{aligned} & \frac{1}{2} \rho c \left[\left(\frac{r_{i+1} + r_i}{2} \right)^2 - \left(\frac{r_i + r_{i-1}}{2} \right)^2 \right] (T_i^{n+1} - T_i^n) = \\ & = \lambda \Delta t \left(\frac{r_{i+1} + r_i}{2} \frac{T_{i+1}^{n+1} - T_i^{n+1}}{r_{i+1} - r_i} - \frac{r_i + r_{i-1}}{2} \frac{T_i^{n+1} - T_{i-1}^{n+1}}{r_i - r_{i-1}} \right) + q \Delta t \left(\frac{(r_{i+1} + r_i)^2}{8} - \frac{(r_{i-1} + r_i)^2}{8} \right). \end{aligned} \quad (2.23)$$

Полученное уравнение (2.23) приводится к стандартному виду

$$A_i T_{i-1}^{n+1} + B_i T_i^{n+1} + C_i T_{i+1}^{n+1} = F_i, \quad i \in (1; N-1)$$

$$A_i = a \Delta t \frac{r_i + r_{i-1}}{r_i - r_{i-1}}$$

$$C_i = a \Delta t \frac{r_{i+1} + r_i}{r_{i+1} - r_i}$$

$$B_i = -a \Delta t \frac{r_{i+1} + r_i}{r_{i+1} - r_i} - a \Delta t \frac{r_i + r_{i-1}}{r_i - r_{i-1}} - \left[\left(\frac{r_{i+1} + r_i}{2} \right)^2 - \left(\frac{r_i + r_{i-1}}{2} \right)^2 \right] = -C_i - A_i - W_i. \quad (2.24)$$

$$W_i = \left(\frac{r_{i+1} + r_i}{2} \right)^2 - \left(\frac{r_i + r_{i-1}}{2} \right)^2$$

$$F_i = -W_i \left(T_i^n + \frac{q \Delta t}{\rho c} \right)$$

Полученная система линейных уравнений (относительно температуры) решается методом прогонки.

Дискретизация уравнения теплопереноса в жидкости записывается в виде

$$\begin{aligned}
 & \int_{z_{i-\frac{1}{2}}}^{z_{i+\frac{1}{2}}} \int_{t_n}^{t_{n+1}} \rho_f c_f S_f \frac{\partial T_f}{\partial t} dt dz + \int_{z_{i-\frac{1}{2}}}^{z_{i+\frac{1}{2}}} \int_{t_n}^{t_{n+1}} \rho_f c_f Q \frac{\partial T_f}{\partial z} dt dz = \\
 & = \int_{z_{i-\frac{1}{2}}}^{z_{i+\frac{1}{2}}} \int_{t_n}^{t_{n+1}} h(T - T_f) dt dz + \int_{z_{i-\frac{1}{2}}}^{z_{i+\frac{1}{2}}} \int_{t_n}^{t_{n+1}} h_c(T_g - T_f) dt dz
 \end{aligned} \quad (2.25)$$

Выполняя интегрирование, получим дискретный аналог уравнения (2.4)

$$\begin{aligned}
 & \rho_f c_f S_f (T_{fi}^{n+1} - T_{fi}^n) \Delta z + \rho_f c_f Q (T_{fi}^{n+1} - T_{fi-1}^{n+1}) \Delta t = \\
 & = h(T_{wi}^{n+1} - T_{fi}^{n+1}) \Delta t \Delta z + h_c(T_{gi}^{n+1} - T_{fi}^{n+1}) \Delta t \Delta z
 \end{aligned} \quad (2.26)$$

Выражая из (2.20) температуру жидкости на i -том координатном слое и временном слое $n+1$, получим

$$T_{fi}^{n+1} = \frac{\rho_f c_f S_f T_{fi}^n \Delta z + \rho_f c_f Q T_{fi-1}^{n+1} \Delta t + h T_{wi}^{n+1} \Delta t \Delta z + h_c T_{gi}^{n+1} \Delta t \Delta z}{\rho_f c_f S_f \Delta z + \rho_f c_f Q \Delta t + h \Delta t \Delta z + h_c \Delta t \Delta z}. \quad (2.27)$$

С помощью (2.27) рассчитывается распределение температуры в жидкости маршевым алгоритмом. Описанный алгоритм был реализован в виде компьютерной программы на языке программирования Python с использованием стандартных научных библиотек NumPy для вычислений и Matplotlib для визуализации. Полный листинг программного кода, реализующего описанную модель, представлен в приложении Ж.

2.1.3 Верификация алгоритма численного решения

Достоверность результатов, полученных с помощью численного моделирования, требует обязательной проверки используемого вычислительного алгоритма. Для этого был проведен верификационный расчет, сравнивающий результаты численного моделирования с точным аналитическим решением для упрощенной, но показательной задачи.

В качестве такой тестовой задачи была рассмотрена работа погружного электродвигателя (ПЭД) в установившемся тепловом режиме. Это соответствует ситуации, когда насос работает непрерывно достаточно долгое время, и температуры во всех узлах двигателя перестают изменяться. Для этой задачи были приняты следующие инженерные допущения:

1 ПЭД работает в постоянном режиме, выделяя постоянную тепловую мощность.

2 Температура омывающей жидкости принимается постоянной (80°C). То есть, мы пренебрегаем разогревом самой жидкости при прохождении вдоль двигателя, что допустимо для верификации внутреннего теплового поля самого ПЭД.

Для такого упрощенного варианта существует точная аналитическая формула, позволяющая рассчитать распределение температуры по радиусу ПЭД [86]:

$$T(r) = T_f + \frac{qR^2}{2h} + \frac{q}{4\lambda} \left(1 - \left(\frac{r}{R} \right)^2 \right), \quad (2.28)$$

где T_f – температура окружающей жидкости, К;

q – объемная плотность тепловыделения, кВт/м³;

R – внешний радиус двигателя, м;

h – коэффициент теплоотдачи от поверхности ПЭД к жидкости, Вт/(м²·К);

λ – эффективная теплопроводность материала ПЭД, Вт/(м·К).

Для сравнения с этой формулой был проведен численный расчет нестационарной задачи нагрева двигателя. Ниже представлен перечень исходных параметров для обеспечения полной воспроизводимости результата.

Параметры численного эксперимента:

Внешний радиус ПЭД, R: 0,0585 м.

Длина ПЭД, L: 3,0 м.

Внутренний диаметр обсадной колонны: 0,130 м.

Теплофизические свойства ПЭД:

Эффективная теплопроводность, λ : 15,0 Вт/(м·К).

Плотность, ρ : 780 кг/м³.

Удельная теплоемкость, c: 500 Дж/(кг·К).

Параметры режима работы УЭЛН:

Номинальная мощность ПЭД, P: 63 кВт.

КПД, η : 0,90.

Объемная плотность тепловыделения, q: 195,3 кВт/м³ (рассчитана на основе мощности, КПД и геометрии ПЭД).

Дебит жидкости, Q_f: 30 м³/сутки ($3,472 \cdot 10^{-4}$ м³/с).

Теплофизические свойства скважинной жидкости:

Свойства воды: плотность 1000 кг/м³, теплоемкость 4200 Дж/(кг·К), теплопроводность 0,6 Вт/(м·К), вязкость 0,001 Па·с.

Свойства нефти: плотность 850 кг/м³, теплоемкость 2000 Дж/(кг·К), теплопроводность 0,2 Вт/(м·К), вязкость 0,005 Па·с.

Параметры смеси: обводненность 80%, температура на входе в зону ПЭД 80°C.

Эффективные (средневзвешенные) свойства смеси, используемые в расчете: плотность $\rho_f = 970$ кг/м³, теплоемкость $c_f = 3760$ Дж/(кг·К), теплопроводность $\lambda_f = 0,52$ Вт/(м·К), вязкость $\mu_f = 0,0018$ Па·с.

На основе вышеуказанных параметров потока и эффективных свойств жидкости, коэффициент теплоотдачи от поверхности ПЭД к жидкости, составил: 174,40 Вт/(м²·К).

Параметры численной схемы:

Количество узлов по радиусу, N_r: 200.

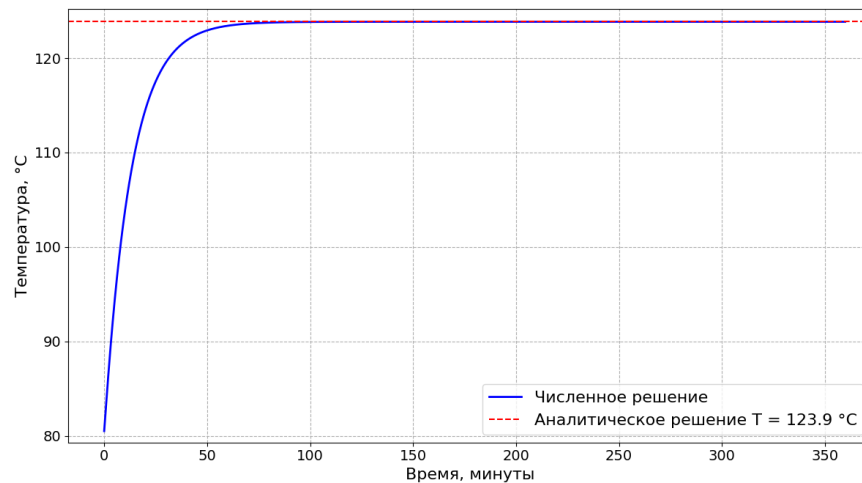
Шаг по времени, dt: 10 с.

Общее время моделирования: 6 часов.

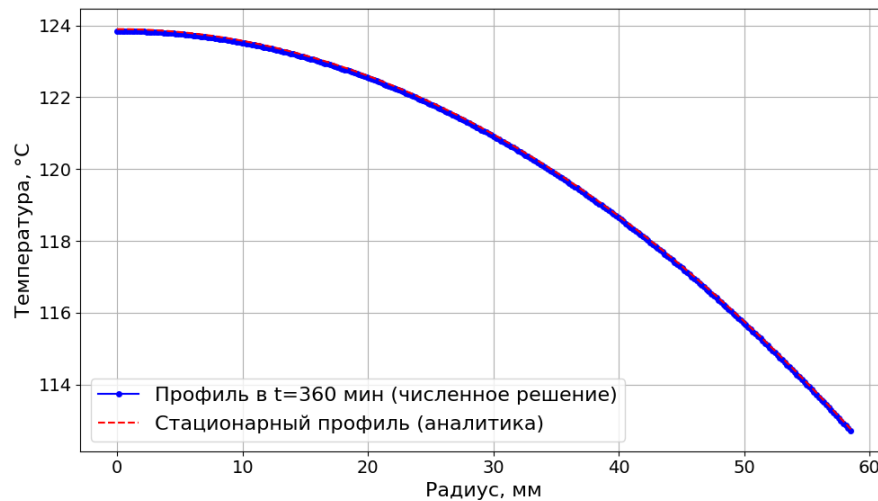
Результаты верификационного расчета представлены на Рисунке 2.2. На графике динамики нагрева (Рисунок 2.2 а) видно, что численное решение демонстрирует физически корректное поведение: скорость роста температуры максимальна в начальный момент времени и постепенно замедляется по мере увеличения теплоотода от нагретой поверхности ПЭД. Основной нагрев происходит в течение первого часа, после чего система асимптотически приближается к установившемуся режиму.

Сравнение конечных значений температуры показало хорошее согласование результатов. Максимальная температура в центре ПЭД ($r = 0$), полученная в ходе численного расчета, составила 123.8 °С, что практически идентично значению 123.9 °С, рассчитанному по точной аналитической формуле. Таким образом, относительное отклонение численного решения от аналитического в точке максимальной температуры не превысило 0,1%. Сравнение профилей температур по радиусу ПЭД, представленное на Рисунке 2.2 б, также демонстрирует практически полное совпадение численного и расчетного решений по всей области.

а)



б)



а) динамика нагрева центра ПЭД во времени;
 б) сравнение профилей температур по радиусу
 Рисунок 2.2 – Результаты верификации численного алгоритма

Проведенная верификация подтверждает, что разработанный численный алгоритм реализован корректно и обеспечивает высокую точность решения задачи. Это позволяет с уверенностью использовать данный инструмент для проведения дальнейших исследований в рамках полной нестационарной модели, учитывающей уже и разогрев жидкости, и периодический режим работы.

2.2 Моделирование теплового режима ПЭД при периодическом режиме работы УЭЛН

Моделирование теплового режима погружного электродвигателя в процессе периодического режима работы проводится при следующих значениях параметров: типоразмер ПЭД 1ВЭДБТ45-117, мощность ПЭД 45 кВт, КПД двигателя 90%, внешний диаметр ПЭД 117 мм, длина ПЭД 3 м, длительности периодов откачки и накопления 5 и 10 мин соответственно, подача насоса в установившемся режиме откачки $90 \text{ м}^3/\text{сут}$, дебит установившегося режима $30 \text{ м}^3/\text{сут}$, начальная температура пластовой жидкости, обтекающей ПЭД, 80°C , температура горных пород в интервале спуска ПЭД 75°C , обводненность жидкости 80%, теплопроводность воды, нефти, цементного кольца / горных пород 0,6, 0,2 и $1,2 \text{ Вт}/(\text{м} \cdot \text{К})$ соответственно, плотность воды и нефти 1000 и $850 \text{ кг}/\text{м}^3$ соответственно, удельная теплоемкость воды и нефти 4200 и $2000 \text{ Дж}/(\text{кг} \cdot \text{К})$ соответственно, внутренний и внешний диаметр обсадной колонны 130 и 146 мм соответственно, внешний диаметр НКТ 73 мм, пластовое давление 15 МПа, начальное забойное давление в скважине равно пластовому, коэффициент продуктивности пласта $10 \text{ м}^3/\text{сут}$ (МПа). До вывода на режим (достижения притока из пласта $30 \text{ м}^3/\text{сут}$) ПЭД работает в непрерывном режиме, после вывода на режим скважина работает в режиме ПКР. Динамика температуры ПЭД (рассчитана максимальная температура в центре ПЭД) и обтекающей жидкости (на выходе из области ПЭД в процессе периодической эксплуатации представлена на Рисунке 2.3. Соответствующая Рисунку 2.3 динамика мощности ПЭД и расхода обтекающего ПЭД флюида в обсадной колонне представлена на Рисунке 2.4 [92].

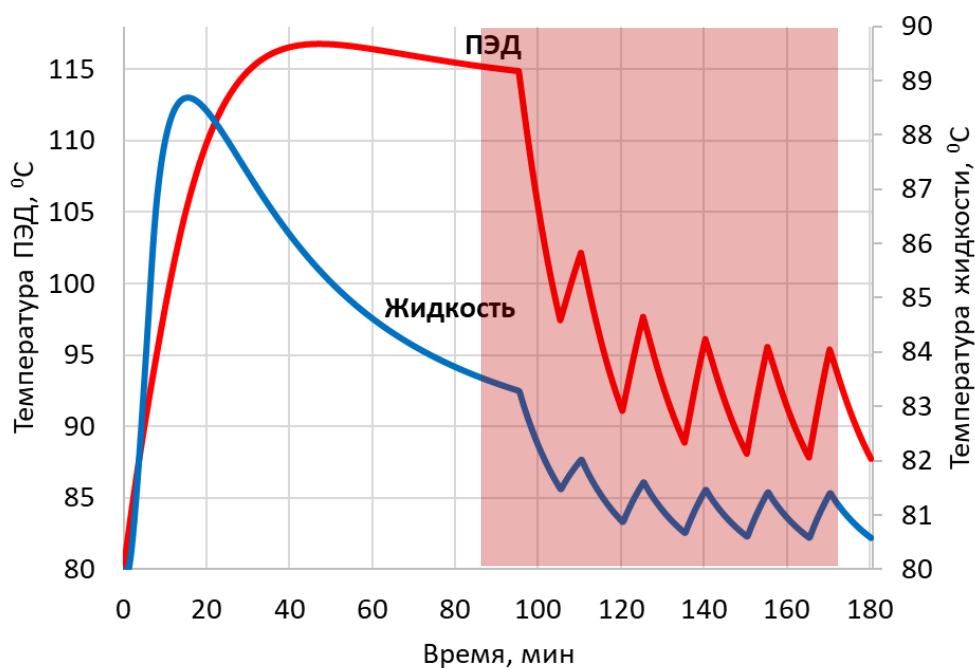


Рисунок 2.3 – Динамика температуры ПЭД и обтекающей жидкости (цветом выделена работа ПЭД в режиме ПКР)

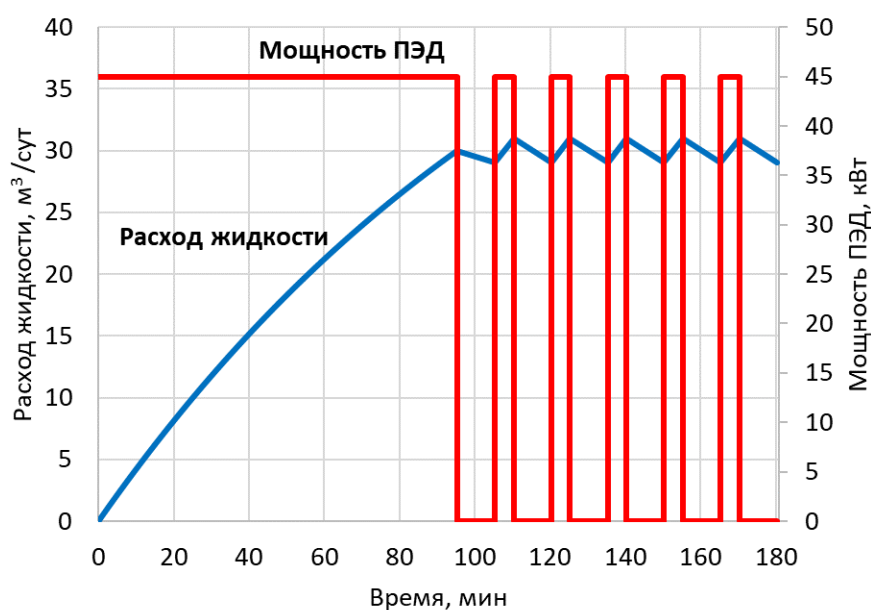


Рисунок 2.4 – Динамика мощности ПЭД и расхода обтекающего ПЭД флюида

В процессе вывода скважины на режим в условиях неустановившегося потока в обсадной колонне и непрерывной работе УЭЛН температура ПЭД и жидкости достигает максимальных значений (116,8 и 88,7 °C соответственно). При дальнейшей эксплуатации скважины в режиме ПКР температура ПЭД и

скважинного флюида существенно снижается, максимальная температура ПЭД в конце полуцикла откачки составляет около 95,1 °С, температура обтекающей ПЭД жидкости не превышает 81,4 °С. Нагрев ПЭД и жидкости (*под нагревом ΔT понимается повышение температуры относительно начальной*) при выводе на режим достигает 36,8 и 8,7 °С соответственно, в режиме ПКР составляет 15,1 и 1,4 °С соответственно. Тепловой режим ПЭД при ПКР устанавливается в течение 4-5 циклов периодической работы. Амплитуда изменения температуры ПЭД флюида в режиме ПКР составляет около 7,4 и 0,8 °С соответственно (Рисунок 2.3).

Распределение температуры в ПЭД через 180 минут работы скважины показано на Рисунке 2.5. С уменьшением радиальной координаты, то есть от границы ПЭД с жидкостью к центру, температура ПЭД возрастает по логарифмическому закону, также температура двигателя линейно растёт от нижней к верхней границе ПЭД. Например, в центре ПЭД температура вдоль двигателя увеличивается от 86,7 до 87,8 °С, на границе ПЭД с жидкостью температура увеличивается от 85,1 до 85,8 °С (Рисунок 2.5).

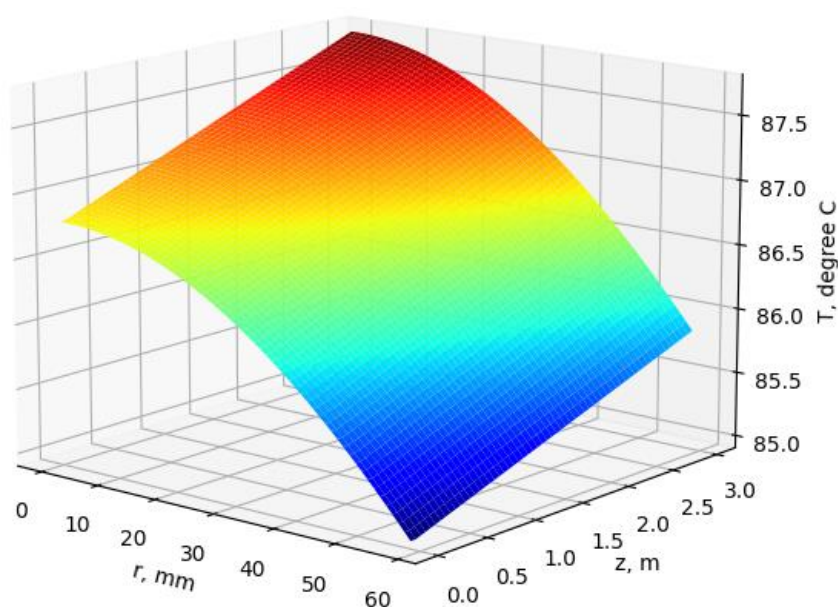


Рисунок 2.5 – Распределение температуры в ПЭД через 3 часа откачки

Динамика распределения температуры обтекающей ПЭД жидкости представлена на Рисунке 2.6. Через 5 минут после начала откачки нагрев жидкости

на выходе из области ПЭД составляет около $3,5^{\circ}\text{C}$, через 15 минут он возрастает до $8,7^{\circ}\text{C}$. В процессе установления режима работы скважины распределение температуры жидкости приближается к линейному: температура жидкости линейно возрастает по мере обтекания ПЭД за счет передачи тепла от нагретого двигателя, поэтому максимум температуры жидкости и ПЭД достигается в его верхней части.

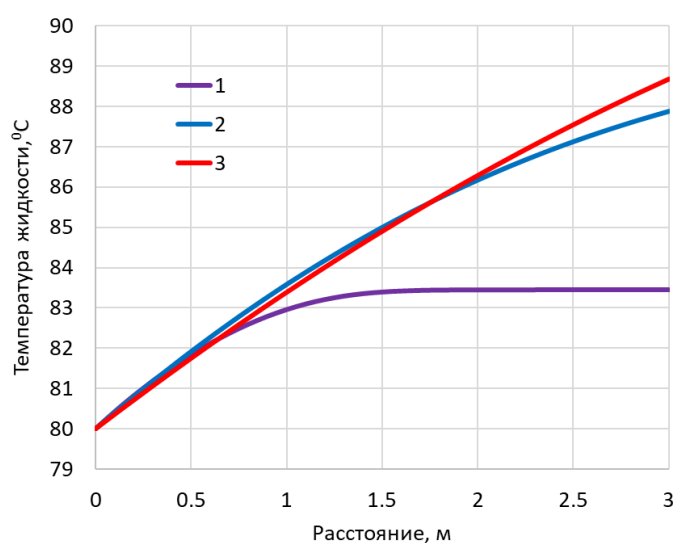


Рисунок 2.6 – Распределение температуры в жидкости вдоль ПЭД (1 – 5 мин после начала откачки, 2-10 мин, 3-15 мин)

2.3 Исследование чувствительности параметров режима откачки на температуру ПЭД

Температурный режим погружного электродвигателя в значительной степени зависит от параметров технологического режима работы УЭЛН: соотношения длительностей полциклов откачки и накопления, мощности ПЭД, расхода жидкости, обтекающей погружной электродвигатель и других факторов.

Далее исследуем влияние параметров технологического режима (мощности ПЭД, длительности периодов откачки и накопления) на тепловое поле погружного двигателя и обтекающей его жидкости. Влияние мощности ПЭД (после вывода

скважины на режим ПКР) на тепловое поле в двигателе и жидкости показано на Рисунке 2.7.

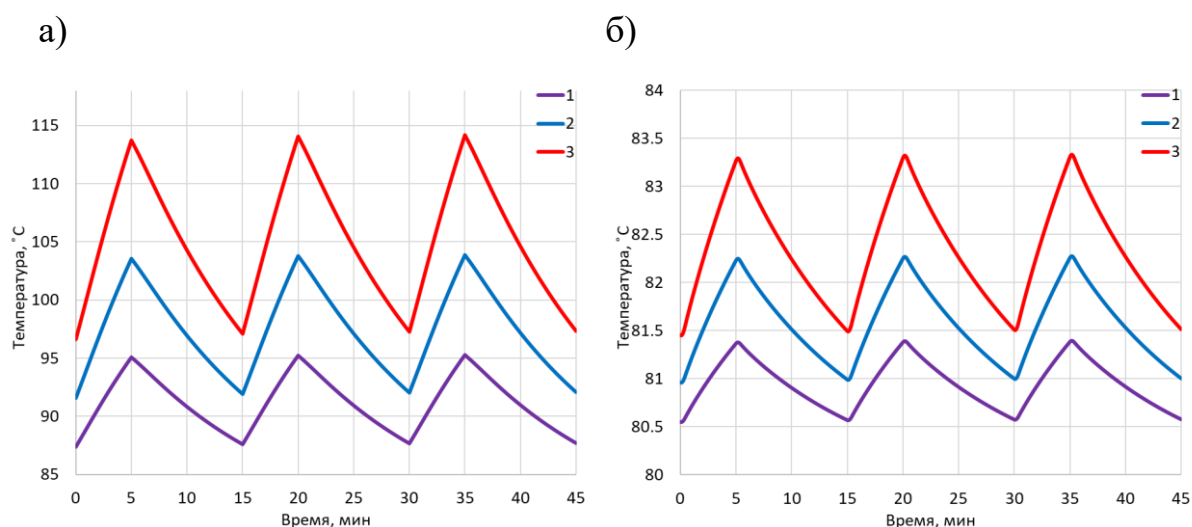


Рисунок 2.7 –Влияние мощности на температуру ПЭД (а) и обтекающей жидкости (б) (1 – мощность ПЭД 45 кВт, 2 – 70 кВт, 3 – 100 кВт) после вывода скважины на режим

При увеличении мощности от 45 до 100 кВт максимальная температура ПЭД возрастает с 95,1 до 114,0 °C, максимальная температура жидкости – с 81,4 до 83,3 °C; нагрев ΔT ПЭД увеличивается соответственно с 15,1 до 34 °C (в 2,2 раза), нагрев жидкости – с 1,4 до 3,3 °C (в 2,3 раза), т.е. пропорционально степени возрастания мощности. Амплитуда колебаний температуры ПЭД и жидкости также увеличивается по мере возрастания мощности двигателя. В частности, при мощности ПЭД 45 и 100 кВт составляет амплитуда колебаний температуры ПЭД составляет 7,9 и 17,6 °C соответственно, амплитуда колебаний температуры жидкости – 0,8 и 1,9 °C соответственно (Рисунок 2.7).

Влияние длительности периодов откачки и накопления на температуру ПЭД и жидкости (после вывода скважины на режим) показано на Рисунке 2.8. Рассмотрены длительности откачки 5, 10, 15 минут, при этом длительность периода накопления подбиралась исходя из условия обеспечения требуемого дебита скважины 30 м³/сут при подаче насоса в этом режиме 90 м³/сут.

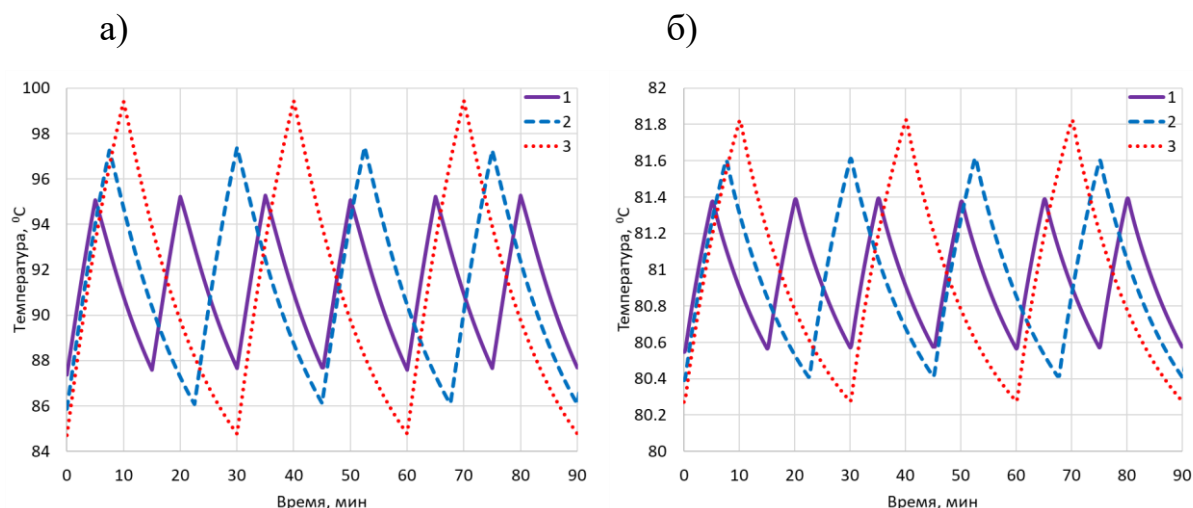


Рисунок 2.8 – Влияние длительности периода откачки и накопления на температуру ПЭД (а) и обтекающей жидкости (б) (1 – период откачки $t_1 = 5$ мин, накопления $t_2 = 10$ мин; 2 – $t_1 = 7.5$ мин, $t_2 = 15$ мин; 3 – $t_1 = 10$ мин, $t_2 = 20$ мин) после вывода скважины на режим

С увеличением длительности периода откачки, несмотря на пропорциональный рост длительности периода накопления, температура ПЭД и жидкости возрастает. Например, при длительности периода откачки $t_1 = 5$ мин максимальная температура ПЭД и жидкости составляет 95,1 и 81,4 °С соответственно, при $t_1 = 10$ мин она достигает 99,5 и 81,8 °С соответственно (нагрев ПЭД и жидкости увеличивается на 29%), Рисунок. 2.8. Таким образом, более короткие циклы снижают пиковую температуру ПЭД. С другой стороны, при пуске-остановке в электрических узлах УЭЛН развиваются повышенные токовые нагрузки, для их предупреждения требуется плавный пуск и остановка скважины. В результате длительность периодов откачки и накопления должна выбираться с совокупным учетом технических возможностей станции управления УЭЛН, геолого-технических и эксплуатационных характеристик скважины и продуктивных пластов.

На примере одной из скважин месторождения Западной Сибири, эксплуатируемой УЭЛН типоразмера 2ЭЦНДПЭКР5-50-2400-Н2 с ПЭД

типоразмера 62НЭДТ45-117М, выполнено сравнение результатов численных расчетов с экспериментальными данными (Рисунок 2.9).

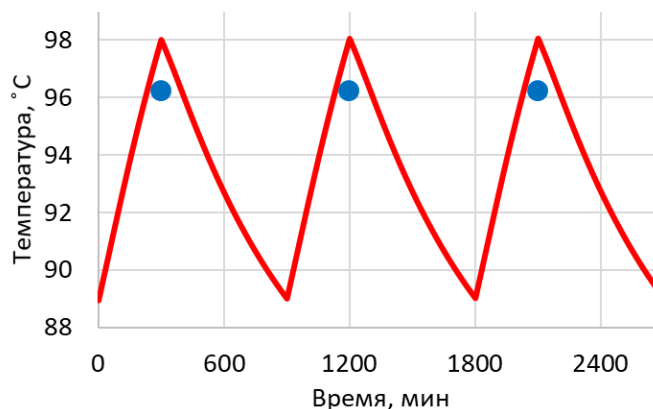


Рисунок 2.9 – Динамика температуры ПЭД в режиме ПКР (точки – экспериментальные результаты, сплошная линия – численный расчет)

Отклонение результатов численных расчетов и фактической температуры ПЭД (зарегистрированной максимальной температуры за цикл работы) при работе скважины в режиме ПКР не превышает 1,8 °C (15%). Детальная верификация разработанной математической модели на расширенной выборке из пяти скважин, на которых проводились опытно-промысловые исследования, представлена в Главе 4. Результаты верификации показали высокую точность модели: среднее отклонение расчетных и фактических пиковых температур ПЭД не превысило 3%. Это показывает, что предложенная модель может быть использована для расчета теплового режима погружного двигателя при работе УЭЛН в периодическом кратковременном режиме.

2.4 Математическая модель теплового режима погружного двигателя УЭЛН при периодическом режиме эксплуатации в условиях трехфазного потока

Рассмотренная в разделе 2.1 математическая модель теплового режима ПЭД получена в предположении отсутствия газа в откачиваемой продукции. В действительности УЭЛН может эффективно работать в процессе откачки газированной нефти, при объемной доле свободного газа в продукции до 0,25. Рассмотрим усовершенствованную математическую модель нестационарного теплообмена в системе «погружной электродвигатель (ПЭД) - скважинный флюид» при эксплуатации скважины УЭЛН в периодическом кратковременном режиме (ПКР) в условиях откачки многофазной продукции, содержащей газ, нефть и воду. Модель может быть использована для прогнозирования теплового режима погружного двигателя при работе УЭЛН, откачивающей трехфазную смесь газа, нефти и воды, в режиме ПКР.

Принятые допущения:

- Рассматривается откачка трехфазной газожидкостной смеси, причем жидкость (нефть и вода) моделируется как гомогенный поток с эффективными теплофизическими и реологическими свойствами, для газа учитывается эффект проскальзывания в предположении пузырькового режима течения.
- Свободный газ в пласте отсутствует, ненулевой расход газа в скважине связан с разгазированием пластовой нефти.
- Свойства газожидкостной смеси полагаются постоянными при обтекании ПЭД.

Основные уравнения дополняются уравнением конвективного теплообмена для многофазного флюида, омывающего ПЭД:

$$\left(\rho_l c_l \alpha_l + \rho_g c_g \alpha_g\right) \frac{\partial T_f}{\partial t} + \left(\rho_l c_l \alpha_l u_l + \rho_g c_g \alpha_g u_g\right) \frac{\partial T_f}{\partial z} = \frac{h(T_w - T_f)}{S} + \frac{h_c(T_g - T_f)}{S}, \quad (2.28)$$

где T_w – температура наружной стенки ПЭД, К;

T_f – температура флюида, К;

T_g – геотермическая температура на глубине ПЭД, °С;

ρ_l – плотность жидкости, кг/м³;

c_l – удельная теплоемкость жидкости, Дж/(кг·К);

ρ_g – плотность газа, кг/м³;

c_g – удельная теплоемкость газа, Дж/(кг·К);

α_l, α_g – объемная доля жидкости и газа соответственно;

S – площадь поперечного сечения потока, м²;

u_f, u_g – соответственно скорость жидкостной и газовой фаз, обтекающих ПЭД, м/с;

R_c – внутренний радиус обсадной колонны, м;

h – коэффициент теплообмена между флюидом и ПЭД, Вт/(м²·К);

h_c – коэффициент теплообмена между флюидом и окружающей внешней средой (колонной, цементным кольцом и горными породами), Вт/(м²·К);

индекс l соответствует жидкости, индекс g – газу.

Теплофизические свойства жидкости (плотность ρ_l , удельная теплоемкость c_l) рассчитываются как эффективные значения с учетом обводненности продукции B (объемного содержания воды в откачиваемой жидкости):

$$\begin{aligned} \rho_l &= \rho_w B + \rho_o (1 - B) \\ c_l &= c_w B + c_o (1 - B) \end{aligned}, \quad (2.29)$$

где индекс o соответствует нефти, индекс w – воде.

Теплофизические свойства и параметры потока в числах Рейнольдса и Нуссельта рассчитываются как осредненные по объему значения

$$\begin{aligned}
\rho &= \rho_l (1 - \alpha_g) + \rho_g \alpha_g \\
c &= c_l (1 - \alpha_g) + c_g \alpha_g, \\
\lambda &= \lambda_l (1 - \alpha_g) + \lambda_g \alpha_g
\end{aligned}
\tag{2.30}$$

где индекс g соответствует газу, l – жидкости

Вязкость газожидкостного потока рассчитывается с учетом вязкости жидкости согласно корреляции Вахолдера-Хетсрони [93]

$$\mu = \mu_f \left[1 + 2.2 \cdot \alpha_g \frac{1 - 1.36 \cdot \alpha_g^{7/3}}{(1 - \alpha_g)(1 - \alpha_g^{7/3})} \right].
\tag{2.31}$$

Объемная доля газа в потоке с учетом проскальзывания газовой фазы относительно жидкости рассчитывается согласно механистической модели Хасана-Кабира [94]

$$\alpha_g = \frac{v_{sg}}{C_0 v_m + v_s},
\tag{2.32}$$

где v_{sg} , v_m – приведенная скорость газа и газожидкостной смеси соответственно;

C_0 – коэффициент расхода;

v_s – скорость проскальзывания пузырьков газа.

Рассматривается пузырьковый режим течения газа, на практике он реализуется при небольших значениях объемной доли газа $\alpha_g \leq 0.25$. Коэффициенты зависимости (2.32) рассчитываются согласно следующим выражениям:

$$\begin{aligned}
v_{sg} &= \frac{Q_g}{S} \\
v_m &= \frac{Q_g + Q_l}{S} \\
v_s &= 1.53 \left(\frac{\sigma_{gl} g (\rho_l - \rho_g)}{\rho_l^2} \right)^{1/4}, \\
C_0 &= \begin{cases} 1.2, & \text{если } d < 0.12 \text{ м или } v_{sl} > 0.02 \text{ м/с} \\ 2, & \text{если } d > 0.12 \text{ м и } v_{sl} < 0.02 \text{ м/с} \end{cases}
\end{aligned} \tag{2.33}$$

где Q_g, Q_l – объемный расход газа и жидкости соответственно;

σ_{gl} – поверхностное натяжение на границе газ-жидкость;

v_{sl} – приведенная скорость жидкости.

Объемный расход газа, обусловленный разгазированием пластовой нефти в стволе скважины, рассчитывается согласно зависимости

$$Q_g = Q_l (1 - B) (R_{sb} - R_s(p, T)) B_g(p, T), \tag{2.34}$$

где R_{sb} – газовый фактор, м³/м³;

R_s – растворимость газа в нефти как функция давления p и температуры T ;

B_g – объемный коэффициент расширения газа.

Для расчета растворимости газа в нефти применяется корреляция Стэндинга [95]

$$R_s(p, T) = 0,145 \rho_{g0} \left(\left(\frac{\max(p, p_b)}{1,254 \cdot 10^5} + 1,4 \right) 10^{-1,1997 - 0,001638T + 1768,75/\rho_{o0}} \right)^{1,2048}, \tag{2.35}$$

где p_b – давление насыщения нефти газом, Па;

ρ_{o0}, ρ_{g0} – плотность нефти и газа соответственно в нормальных условиях, кг/м³.

Объемный коэффициент расширения газа рассчитывается по формуле

$$B_g(p, T) = \frac{\rho_{g0}}{\rho_g(p, T)}, \quad (2.36)$$

где плотность газа определяется из уравнения состояния реального газа с учетом сжимаемости:

$$\rho_g(p, T) = 2,86 \cdot 10^{-3} \frac{\rho_{g0} P}{zT}. \quad (2.37)$$

Коэффициент сверхсжимаемости z определяется согласно корреляции Дранчук-Абу-Кассем [96, 97].

Полученная система уравнений решается численно по тем же правилам, для дискретизации исходной системы уравнений используется метод контрольных объемов, одномерные уравнения по r для расчета температуры ПЭД решаются методом прогонки, уравнение теплопереноса для трехфазного флюида в скважине решается маршевым алгоритмом, сопряжение системы ПЭД-флюид проводится итеративно [98].

2.5 Анализ результатов расчетов

Моделирование теплового режима ПЭД в периодическом кратковременном режиме работы проводится при следующих значениях параметров: типоразмер ПЭД 1ВЭДБТ63-117/3М1В5, мощность ПЭД 63 кВт, эффективный КПД двигателя 90%, мощность тепловыделения в ПЭД 6,3 кВт, внешний диаметр ПЭД 117 мм, длина ПЭД 3,6 м, длительности периодов откачки и накопления 5 и 10 мин соответственно, подача насоса в установившемся режиме откачки 90 м³/сут, дебит (объемный расход) жидкости в установившемся режиме 30 м³/сут, начальное давление на глубине ПЭД давление на глубине ПЭД в установившемся режиме 3 МПа, начальная температура флюида, омывающего ПЭД, 80 °С, температура горных пород в интервале спуска ПЭД 75 °С, обводненность жидкости 80%, теплопроводность воды, нефти, газа, цементного кольца / горных пород 0,6, 0,2,

0,05 и 1,2 Вт/(м К) соответственно, плотность воды, нефти и газа (в нормальных условиях) 1000, 850 и 0,7 кг/м³ соответственно, поверхностное натяжение на границе газ-жидкость 5 мН/м, удельная теплоемкость воды и нефти 4200 и 2000 Дж/(кг К) соответственно, удельная теплоемкость нефтяного газа равна теплоемкости нефти, газовый фактор нефти 50 м³/м³, внутренний и внешний диаметры обсадной колонны 130 и 146 мм соответственно, внешний диаметр НКТ 73 мм, пластовое давление 15 МПа, начальное забойное давление в скважине равно пластовому, коэффициент продуктивности пласта 10 м³/(сут · МПа). До вывода на режим (достижения притока из пласта 30 м³/сут) ПЭД работает в непрерывном режиме, после вывода на режим скважина работает в режиме ПКР.

Динамика во времени температуры ПЭД (максимальной температуры в центре погружного двигателя) и омывающей жидкости (максимальной температуры на выходе из области ПЭД) показана на Рисунке 2.10. Динамика тепловыделения в ПЭД и расхода омывающего ПЭД флюида в обсадной колонне представлена на Рисунке 2.11.

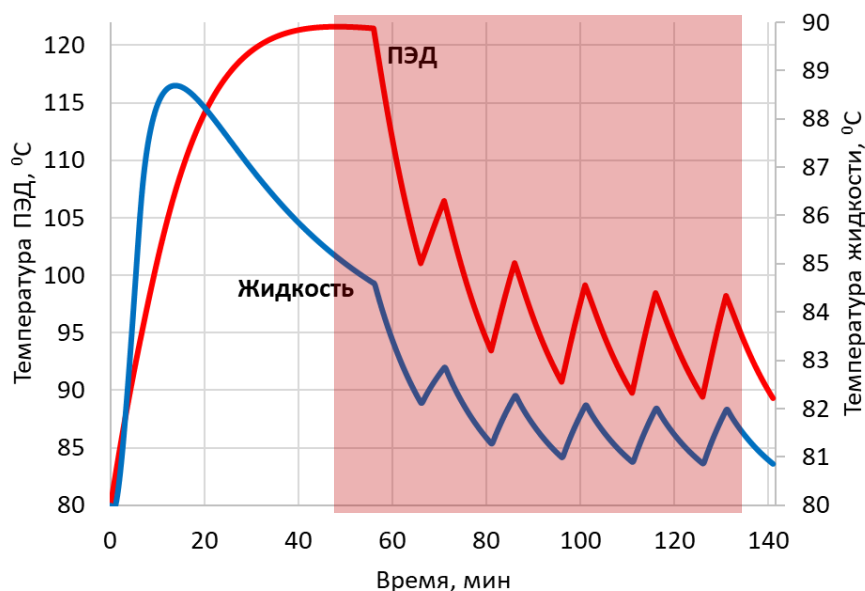


Рисунок 2.10 – Динамика температуры ПЭД и омывающего его флюида (цветом отмечена работа ПЭД в режиме ПКР)

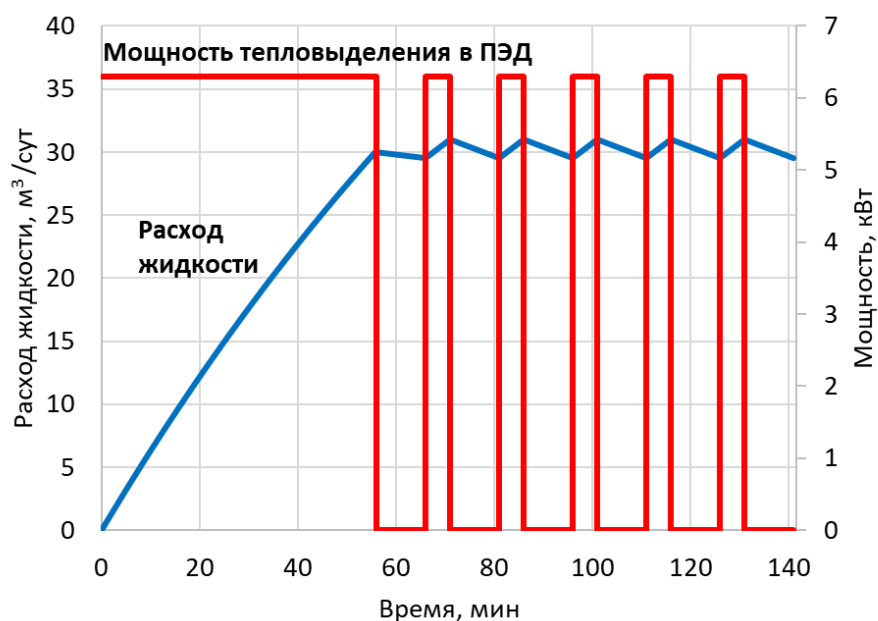
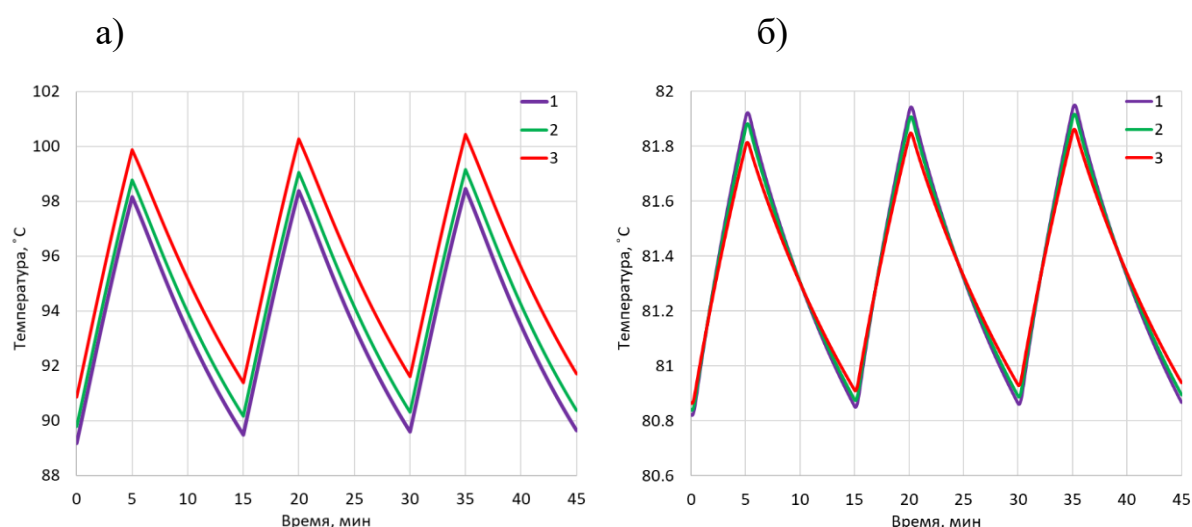


Рисунок 2.11 – Динамика мощности тепловыделения в ПЭД и расхода омывающего ПЭД флюида

Непосредственно после пуска скважины наблюдается интенсивный рост температуры ПЭД и жидкости, что связано с небольшим расходом потока в обсадной колонне и непрерывным тепловыделением в погружном двигателе, температура ПЭД и жидкости достигает 122,3 и 88,6 °С соответственно. В процессе дальнейшей эксплуатации скважины в режиме ПКР температура ПЭД и омывающего его флюида существенно снижается. Например, максимальная температура ПЭД в конце полуцикла откачки составляет около 99,1 °С, температура омывающей ПЭД жидкости не превышает 81,9 °С. Нагрев ПЭД и жидкости (*под нагревом ΔT понимается повышение температуры относительно начальной*) в режиме ПКР составляет 19,1 и 1,9 °С соответственно, при выводе на режим он достигает 42,3 и 8,6 °С соответственно (выше на 121 и 352% соответственно по сравнению с режимом ПКР). Амплитуда изменения температуры ПЭД и скважинного флюида в течение одного цикла периодической откачки составляет около 8,8 и 1,0 °С соответственно (46 и 53% соответственно от максимального нагрева).

Влияние газового фактора на особенности формирования температуры в погружном двигателе и омывающем его флюиде при установившейся работе скважины в режиме ПКР показано на Рисунке 2.12. При увеличении газового фактора от 25 до 100 м³/м³ вследствие увеличения количества растворенного в нефти газа объемная доля газа в потоке возрастает с 0,05 до 0,24. Вследствие низкой теплопроводности газа увеличение его объемной доли приводит к ухудшению условий теплообмена между ПЭД и омывающим его потоком, в результате температура ПЭД возрастает (Рисунок 2.12, а). При увеличении объемной доли газа от 0,05 до 0,24 максимальная температура ПЭД в конце полуцикла откачки возрастает с 98,5 до 100,5 °С, нагрев ПЭД соответственно увеличивается с 18,5 до 20,5 °С (на 11%).



(1 – газовый фактор $R_{sb} = 25 \text{ м}^3/\text{м}^3$, объемная доля газа $\alpha_g = 0,05$;
 3 – $R_{sb} = 50 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $\alpha_g = 0,12$; 3 – $R_{sb} = 100 \text{ м}^3/\text{м}^3$, $\alpha_g = 0,24$)

Рисунок 2.12 – Влияние газового фактора нефти на динамику температуры ПЭД (а) и омывающего ПЭД флюида (б)

Амплитуда изменения температуры ПЭД в течение цикла откачки при этом практически не меняется и составляет около 8,8 °С. Температура флюида, омывающего ПЭД, с увеличением газового фактора несколько снижается, на 0,1 °С (5% относительно максимального нагрева в конце полуцикла откачки), Рисунок 2.12, б. Снижение температуры флюида при увеличении газового фактора связано

с ростом объемного расхода свободного газа и интенсивности конвективного переноса тепла движущимся потоком.

Значительное влияние на тепловой режим ПЭД оказывает обводненность откачиваемого флюида (Рисунок 2.13). При снижении обводненности от 0,8 до 0,2 максимальный нагрев ПЭД при работе в режиме ПКР (в конце полуцикла откачки) возрастает с 18,4 до 28,8 °С (на 57%), максимальный нагрев омывающего ПЭД флюида увеличивается с 1,9 до 2,8 °С (на 47%).

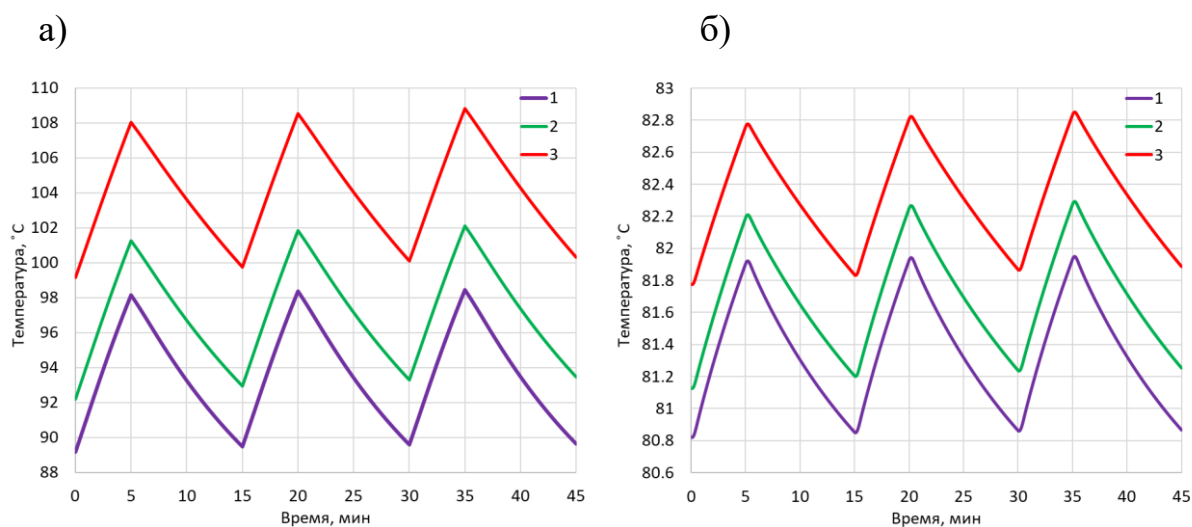


Рисунок 2.13 – Влияние обводненности нефти на динамику температуры ПЭД (а) и омывающего ПЭД флюида (б) (1 – обводненность $B=0,8$; 2 – $B = 0,5$; 3 – $B = 0,2$)

Увеличение температуры ПЭД при снижении обводненности флюида связано с несколькими факторами: во-первых, теплопроводность нефти практически в 3 раза ниже теплопроводности воды, и теплоотдача от ПЭД низкообводненному нефтяному потоку меньше, чем теплоотдача от ПЭД высокообводненному потоку; во-вторых, при снижении обводненности возрастает объемная доля нефти в потоке, соответственно и количество газа, выделившегося из нефти при разгазировании, также обладающего низкой теплопроводностью. Температура омывающего ПЭД флюида при снижении обводненности также возрастает, что обусловлено более низкой (в 2 раза) удельной теплоемкостью нефти и газа по сравнению с водой. Амплитуда изменения температуры ПЭД в течение

цикла откачки при обводненности 0,2-0,8 варьируется в диапазоне 8,7-8,8°C, температуры жидкости – в диапазоне 1,0-1,1°C, т.е. практически остается постоянной.

В качестве направлений совершенствования предложенной математической модели можно отметить учет следующих факторов: неоднородности погружного электродвигателя, изменения КПД двигателя и его мощности в течение цикла откачки, нелинейного характера кривой притока пластового флюида, различных режимов течения трехфазного потока в обсадной колонне, с целью создания прикладного инструмента для прогнозирования теплового режима погружного электродвигателя для УЭЛН, работающего в периодическом режиме откачки.

2.6 Выводы по главе 2

1 Предложена математическая модель нестационарного теплообмена в системе «погружной электродвигатель (ПЭД) - скважинный флюид» при эксплуатации скважины УЭЛН в периодическом кратковременном режиме (ПКР). Проведено сравнение результатов численных расчетов с экспериментальными данными и показано, что предложенная модель может быть использована для расчета теплового режима погружного двигателя при работе УЭЛН в режиме ПКР (детальная верификация разработанной математической модели представлена в Главе 4).

2 На основании результатов моделирования показано, что температура ПЭД и жидкости достигает максимальных значений в процессе вывода скважины на режим, в условиях неустановившегося потока в обсадной колонне и непрерывной работы УЭЛН (в рассмотренном примере нагрев погружного двигателя и жидкости составил 36,8 и 8,7°C соответственно). При дальнейшей эксплуатации скважины в режиме ПКР нагрев ПЭД и скважинного флюида существенно снижается (более чем 2 раза), нагрев ПЭД в конце полуцикла откачки составляет около 15,1°C, нагрев обтекающей ПЭД жидкости не превышает 1,4°C.

Тепловой режим ПЭД при ПКР устанавливается в течение 4-5 циклов периодической работы.

3 Исследовано влияние мощности ПЭД (после вывода скважины на режим ПКР) на тепловое поле в погружном двигателе и обтекающей его жидкости. Установлено, что при увеличении мощности ПЭД с 45 до 100 кВт нагрев ПЭД и жидкости увеличивается пропорционально степени возрастания мощности (ПЭД – с 15,1 до 34 °С, жидкость – с 1,4 до 3,3 °С, обе температуры возрастают примерно в 2,2 раза).

4 Изучено влияние длительности периодов откачки и накопления на температуру ПЭД и жидкости (после вывода скважины на режим). Установлено, что с увеличением длительности периода откачки, несмотря на пропорциональное увеличение длительности периода накопления, температура ПЭД и жидкости возрастает. В рассмотренном примере при увеличении длительности периода откачки с 5 до 10 мин максимальная температура ПЭД и жидкости (нагрев) повысилась на 29%. Таким образом, с точки зрения снижения амплитудной температуры узлов УЭЛН при ПКР необходимо устанавливать максимально короткие периоды циклов откачки и накопления с учетом технических возможностей станции управления УЭЛН, геолого-технических и эксплуатационных характеристик скважины и продуктивных пластов.

5 Исследовано влияние газового фактора на особенности формирования температуры в погружном двигателе и омывающем его флюиде при работе скважины в режиме ПКР. Установлено, что при увеличении газового фактора в диапазоне 25-100 м³/м³ вследствие более интенсивного разгазирования нефти объемная доля газа в потоке возрастает с 0,05 до 0,24. Вследствие низкой теплопроводности газа увеличение его объемной доли приводит к ухудшению условий теплообмена между ПЭД и омывающим его потоком, в результате температура ПЭД возрастает. При увеличении объемной доли газа в диапазоне 0,05-0,24 нагрев ПЭД увеличился на 11%. Следует отметить, что амплитуда изменения температуры ПЭД в течение цикла откачки при варьировании газового фактора в диапазоне 25-100 м³/м³ практически не меняется и составляет около

8,8 °C. Температура флюида, омывающего ПЭД, с увеличением газового фактора снижается, что связано с ростом объемного расхода свободного газа и интенсивности конвективного переноса тепла движущимся потоком.

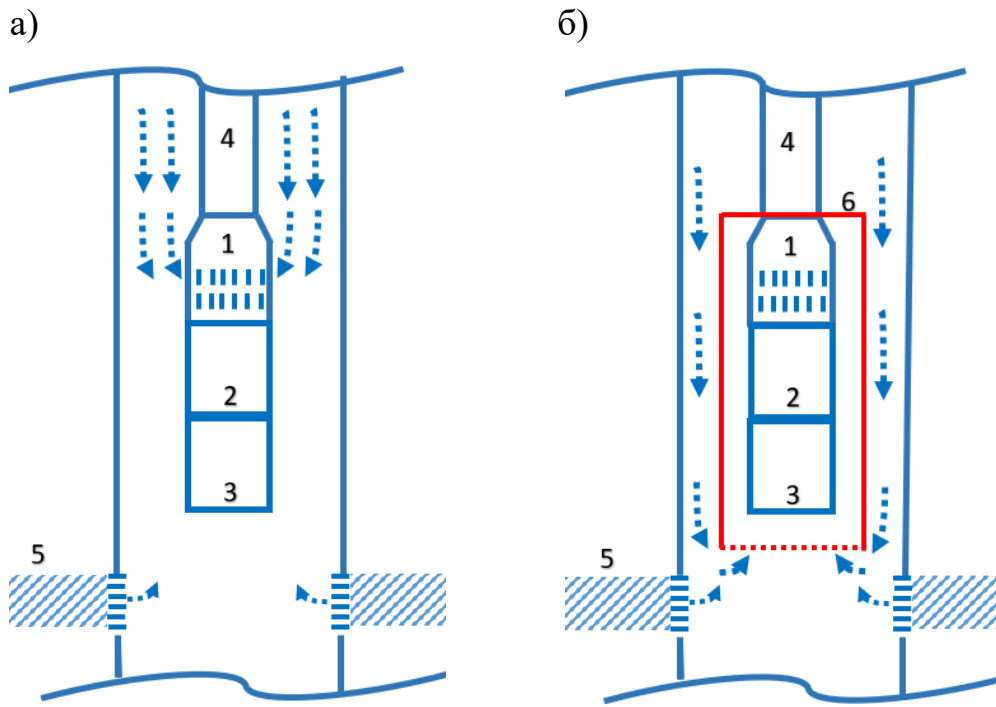
6 Исследовано влияние обводненности откачиваемого флюида на тепловое поле погружного двигателя. Установлено, что при снижении обводненности от 0,8 до 0,2 максимальный нагрев ПЭД в режиме ПКР возрастает на 57%, максимальный нагрев омывающего ПЭД флюида увеличивается на 47%. Увеличение температуры ПЭД при снижении обводненности флюида связано с несколькими факторами: во-первых, теплопроводность нефти практически в 3 раза ниже теплопроводности воды, и теплоотдача от ПЭД низкообводненному нефтяному потоку меньше, чем теплоотдача от ПЭД высокообводненному потоку; во-вторых, при снижении обводненности возрастает объемная доля нефти в потоке, соответственно и количество газа, выделяющегося из нефти при разгазировании, также обладающего низкой теплопроводностью. Кроме того, при снижении обводненности возрастает температура омывающего ПЭД флюида, что обусловлено более низкой (в 2 раза) удельной теплоемкостью нефти и газа по сравнению с водой. Отмечено, что амплитуда изменения температуры ПЭД в течение цикла откачки при обводненности 0,2-0,8 варьируется в диапазоне 8,7-8,8 °C, температуры жидкости – в диапазоне 1,0-1,1 °C, т.е. практически не зависит от обводненности.

7 Отмечены направления совершенствования предложенной математической модели как прикладного инструмента для прогнозирования теплового режима погружного электродвигателя УЭЛН, работающего в периодическом режиме.

ГЛАВА 3 ПРИМЕНЕНИЕ ПОТОКООТКЛОНЯЮЩЕГО УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УЭЛН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

3.1 Моделирование работы потокоотклоняющего устройства в компоновке УЭЛН

Одним из перспективных путей совершенствования компоновки УЭЛН при периодическом режиме эксплуатации является применение защитных устройств (кожухов, обтекателей потока), обеспечивающих повышение надежности УЭЛН за счёт обеспечения охлаждения ПЭД потоком жидкости, откачиваемой из затрубного пространства скважины. Дело в том, что в полуцикле откачки при максимальном режиме загрузки ПЭД подача ЭЛН, как правило, значительно превышает приток пластовой жидкости в скважину, в этой связи большая часть жидкости откачивается из затрубного пространства скважины, не обтекая погружной двигатель. Применение потокоотклоняющего устройства позволяет добиться принудительного отвода тепла от ПЭД в полуцикле откачки и значительно снизить риски перегрева узлов погружного двигателя. Эффективность откачки жидкости из затрубного пространства также связана с более низкой температурой откачиваемой среды в затрубном пространстве по сравнению с температурой пластового флюида вследствие разницы глубин и соответственно разницы естественной (геотермической) температуры, а также отсутствия термодинамических эффектов разогрева жидкости (за счёт внутреннего трения, так называемый эффект Джоуля-Томсона), выходящей из пласта. На Рисунке 3.1 представлена схема движения потоков жидкости в скважине (жидкости из пласта и потока из затрубного пространства) при наличии и отсутствии потокоотклоняющего устройства.



а – УЭЛН без потокоотклоняющего устройства;
 б – УЭЛН с потокоотклоняющим устройством
 1 – ЭЛН; 2 – гидрозащита; 3 – ПЭД; 4 – насосно-компрессорные трубы (НКТ);
 5 – продуктивный пласт; 6 – потокоотклоняющее устройство

Рисунок 3.1 – Схема потоков в скважине в полупероде откачки

Целью дальнейших исследований является исследование теплового режима погружного электродвигателя УЭЛН в периодическом кратковременном режиме работы применительно к изучению влияния потокоотклоняющего устройства на эффективность работы насосной установки. Исследование выполняется на основе представленной в главе 2 математической модели, описывающей теплообмен погружного двигателя и обтекающего его флюида. При наличии потокоотклоняющего устройства поскольку жидкость движется уже не в кольцевом пространстве между ПЭД и обсадной колонной, а в кольцевом пространстве между ПЭД и внутренней поверхностью потокоотклоняющего устройства. Уравнение конвективного теплообмена для омывающей ПЭД жидкости записывается в следующем виде:

$$\rho_f c_f S_f \frac{\partial T_f}{\partial t} + \rho_f c_f Q \frac{\partial T_f}{\partial z} = h(T - T_f) + h_c(T_z - T_f), \quad (3.1)$$

где T_f – температура флюида, К;

T – температура наружной стенки ПЭД, К;

T_z – температура жидкости с наружной стороны потокоотклоняющего устройства, К;

ρ_f – эффективная плотность флюида, кг/м³;

c_f – удельная теплоемкость флюида, Дж/(кг·К);

S_f – площадь кольцевого сечения между ПЭД и внутренней поверхностью потокоотклоняющего устройства, м²;

Q – объемный расход жидкости, м³/сут;

h – коэффициент теплообмена между флюидом и ПЭД, Вт/(м²·К);

h_c – коэффициент теплообмена между флюидом и окружающей внешней средой, Вт/(м²·К).

Выражение для расчета коэффициентов теплообмена также модифицируется, в частности, коэффициент h_c с учетом нисходящего потока жидкости в затрубном пространстве в цикле откачки вычисляется согласно зависимости

$$h_c = \frac{2\pi}{\frac{2}{\lambda_f Nu} + \frac{1}{\lambda_d} \ln \frac{R_{dex}}{R_{din}} + \frac{R_{cin} - R_{dex}}{\lambda_f \cdot R_{dex}} \frac{2}{Nu_z}}, \quad (3.2)$$

где λ_f – теплопроводность флюида, Вт/(м·К);

λ_d – теплопроводность материала корпуса потокоотклоняющего устройства, Вт/(м·К);

R_{dex} , R_{din} – внутренний и внешний радиус корпуса потокоотклоняющего устройства, м;

R_{cin} – внутренний радиус обсадной колонны, м;

Nu – число Нуссельта для потока жидкости, омывающего ПЭД;

Nu_z – число Нуссельта для потока жидкости в кольцевом канале между обсадной колонной и потокоотклоняющим устройством, м;

Число Нуссельта для потока омывающей погружной двигатель жидкости рассчитывается согласно формуле (2.8), представленной в главе 2, причем соответствующие Nu числа Рейнольдса Re определяются по формуле:

$$\begin{aligned} Re &= \frac{8\rho_f Q (R_{din} - R)}{\pi (R_{din}^2 - R^2) \mu} \\ Re_z &= \frac{8\rho_f Q (R_{cin} - R_{dex})}{\pi (R_{cin}^2 - R_{dex}^2) \mu} \end{aligned} \quad (3.3)$$

где R – внешний радиус ПЭД, м;

μ – вязкость жидкости, Па · с.

В области погружного двигателя решается уравнение теплопроводности с тепловым источником (2.1). Принцип численного решения системы уравнений, описывающей формирование теплового поля в области погружного двигателя, аналогичен описанным в главе 2 подходам.

3.2 Исследование теплового режима погружного двигателя с потокоотклоняющим устройством

Исследование и моделирование теплового режима ПЭД в периодическом кратковременном режиме работы проводится при следующих значениях параметров: погружной двигатель 1ВЭДБТ110-117/3М1В5, мощность тепловыделения в ПЭД 16,5 кВт (что соответствует мощности ПЭД 110 кВт при КПД 85%), внешний диаметр – 117 мм, длина – 6 м, длительности периодов откачки и накопления 5 и 10 мин соответственно, производительность насоса в установившемся режиме откачки 90 м³/сут, дебит (объемный расход) жидкости из пласта 30 м³/сут, начальная температура флюида, омывающего ПЭД, 80 °С,

обводненность жидкости 80%, теплопроводность воды, нефти 0,6, 0,2 Вт/(м · К) соответственно, плотность воды и нефти 1000 и 850 кг/м³ соответственно, удельная теплоемкость воды и нефти 4200 и 2000 Дж/(кг · К) соответственно, внутренний и внешний диаметр обсадной колонны 148 и 168 мм соответственно, внутренний диаметр потокоотклоняющего устройства 127 мм, внешний – 132 мм.

Динамика температуры погружного двигателя во времени при наличии и отсутствии потокоотклоняющего устройства показана на Рисунке 3.2 [99].

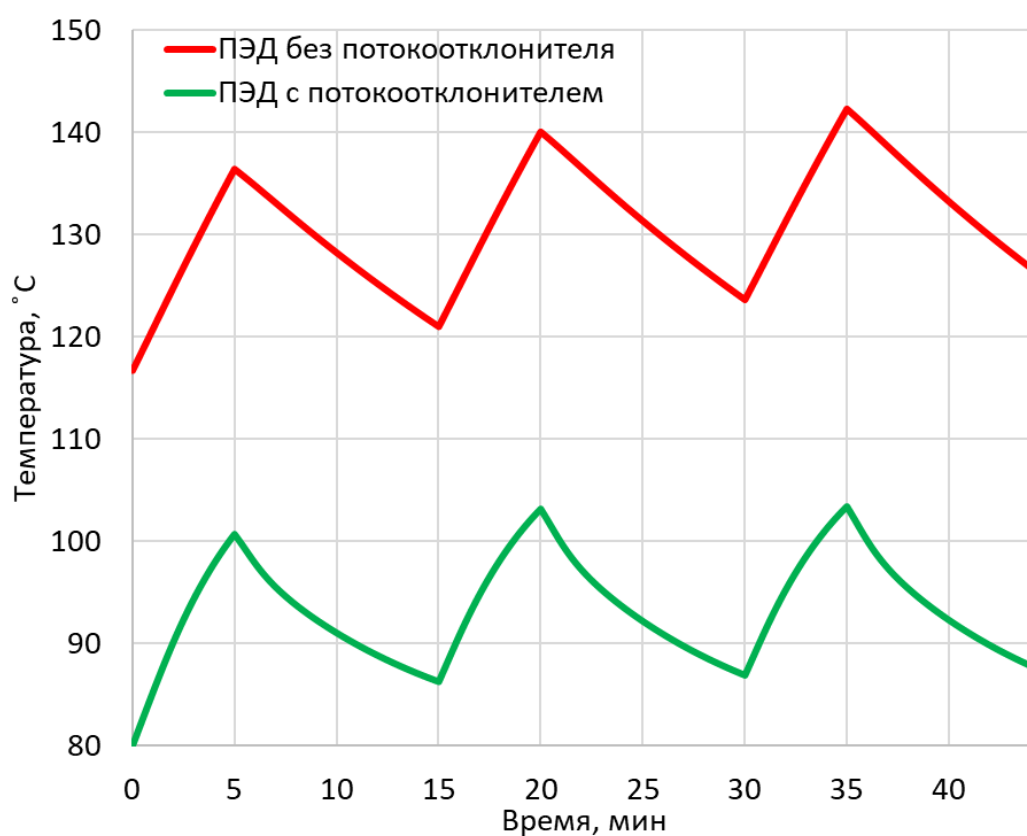


Рисунок 3.2 – Влияние потокоотклоняющего устройства на температуру погружного двигателя

При наличии потокоотклоняющего устройства в полуцикле откачки жидкость из затрубного пространства не поступает сразу на прием ЭЛН, а обтекает погружную установку с наружной стороны потокоотклоняющего устройства, затем поступает внутрь устройства, омывает погружной двигатель и только после этого поступает на прием погружного насоса (Рисунок 3.1, б). Вследствие улучшений

условий теплоотвода от ПЭД благодаря перенаправлению к погружному двигателю потока из затрубного пространства его максимальная температура в течение цикла периодической откачки существенно снижается – со 142 до 102 °С, при этом нагрев ПЭД относительно начальной температуры жидкости T_0 снижается с 62 до 22 °С (практически в 3 раза). Небольшое изменение температуры между циклами откачки связано с неустановившимся характером тепловых процессов [100].

Динамика температуры жидкости во времени на выходе из ПЭД показана на Рисунке 3.3. При наличии потокоотклоняющего устройства максимальная температура жидкости снижается с 85,7 до 85,0 °С, при этом существенно снижается минимальная температура жидкости – с 84,0 до 81,4 °С. Поскольку при наличии потокоотклоняющего устройства теплоотвод от погружного двигателя интенсифицируется, максимальный нагрев жидкости при наличии и отсутствии потокоотклоняющего устройства близок по величине.

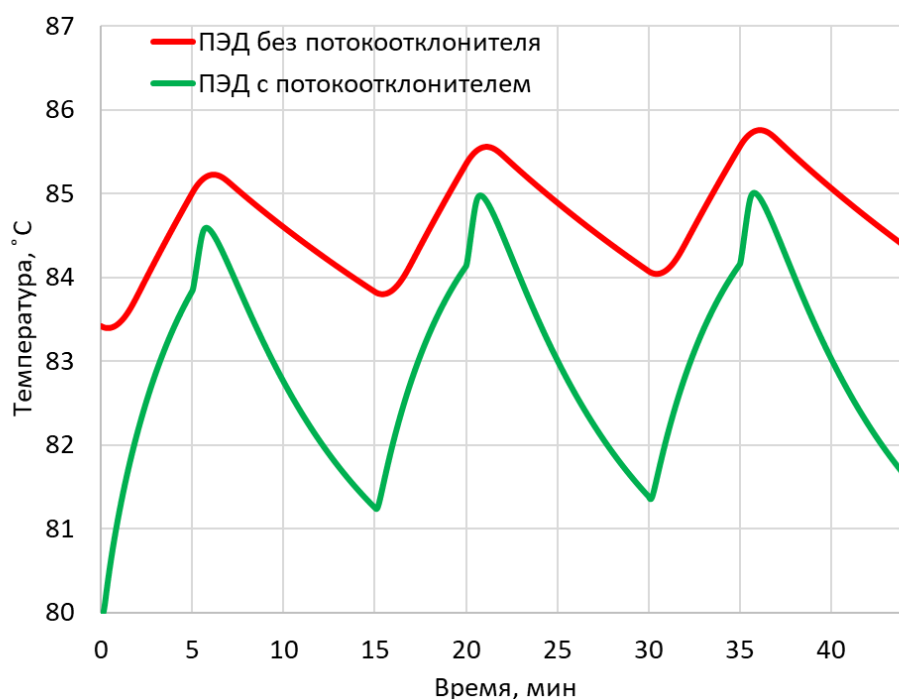


Рисунок 3.3 – Динамика температуры жидкости на выходе из области погружного двигателя

Прежде всего достигаемое значительное снижение температуры погружного двигателя обусловлено направлением жидкости из затрубного пространства, откачиваемого ЭЛН в полувцикле откачки, на охлаждение погружного двигателя. Сравнение скорости потока, обтекающего погружной двигатель и числа Рейнольдса жидкости при наличии и отсутствии потокоотклоняющего устройства, показано на Рисунке 3.4.

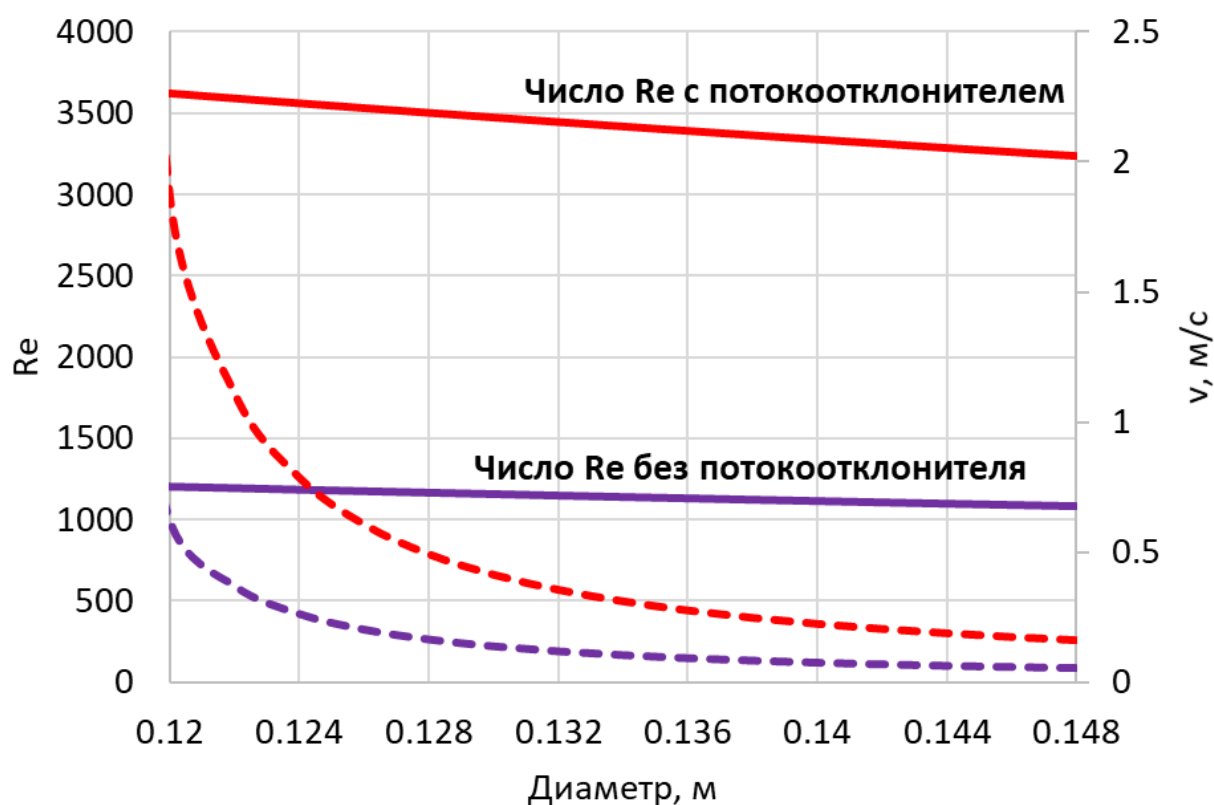
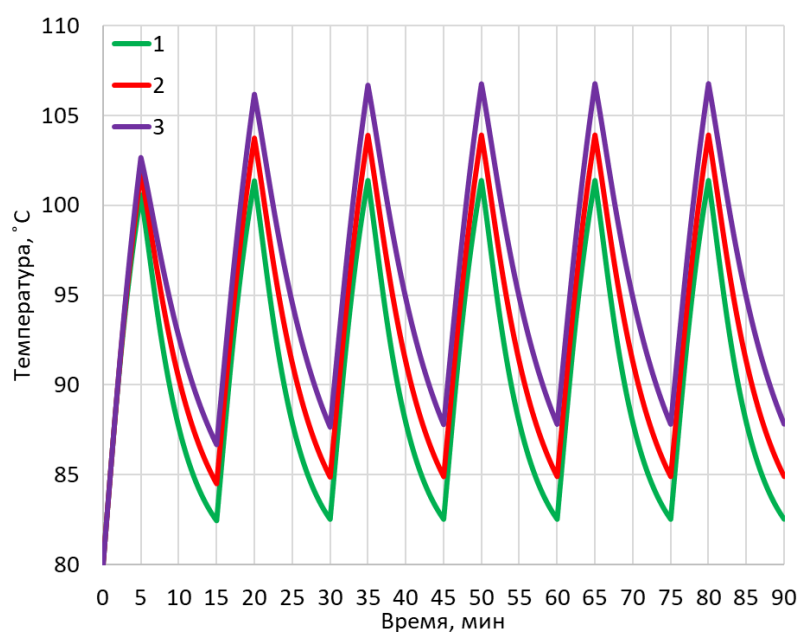


Рисунок 3.4 – Число Рейнольдса Re и скорость потока, омывающего ПЭД, при наличии и отсутствии потокоотклоняющего устройства (сплошные линии – Re , штриховые – скорость потока v)

Скорость потока, омывающего ПЭД, составляет около 0,05 м/с, при этом благодаря наличию потокоотклоняющего устройства оно возрастает до значений 0,15-1 м/с, т.е. практически на порядок. В отсутствие потокоотклоняющего устройства число Рейнольдса жидкости, омывающей ПЭД, составляет порядка 1150, что соответствует выраженному ламинарному режиму течения жидкости. При наличии потокоотклоняющего устройства число Рейнольдса возрастает

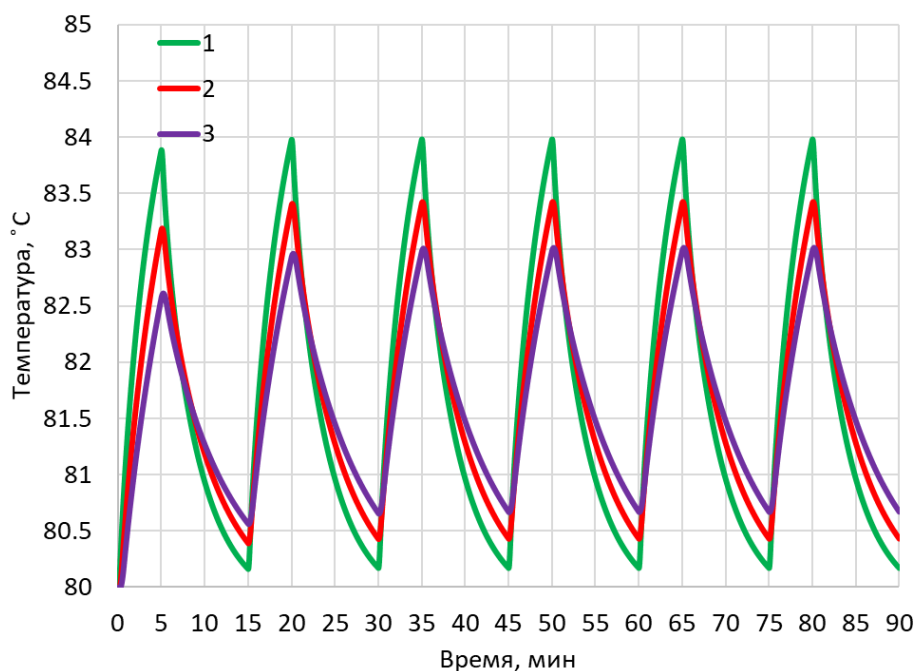
практически в 3 раза, до величины 3200-3600, в зависимости от диаметра устройства (по мере снижения диаметра потокоотклоняющего устройства скорость потока и число Рейнольдса растут в квадратичной и линейной зависимости от диаметра соответственно) [101].

С целью исследования влияния диаметра корпуса потокоотклоняющего устройства на эффективность снижения разогрева погружного двигателя выполнено численное моделирование, результаты которого представлены на Рисунках 3.5 и 3.6. По мере снижения диаметра потокоотклоняющего устройства со 147 до 127 мм максимальная температура ПЭД снижается со 106,6 до 101,4 °С, разогрев погружного двигателя снижается соответственно с 36,6 до 31,4 °С (на 15%). Максимальная температура жидкости, омывающей ПЭД, напротив, возрастает с 83 до 84 °С, а ее разогрев соответственно с 3 до 4 °С (на 33%), поскольку за счет интенсификации теплообмена жидкость отводит от ПЭД большее количество теплоты и соответственно нагревается сильнее.



1 – 127 мм, 2 – 137 мм, 3 – 147 мм

Рисунок 3.5 – Динамика во времени температуры ПЭД при различном внутреннем диаметре корпуса потокоотклоняющего устройства



1 – 127 мм, 2 – 137 мм, 3 – 147 мм

Рисунок 3.6 – Динамика во времени температуры жидкости при различном внутреннем диаметре корпуса потокоотклоняющего устройства

3.3 Модифицированная конструкция потокоотклоняющего устройства

В рамках дальнейшего совершенствования системы охлаждения ПЭД при работе УЭЛН в периодическом кратковременном режиме была разработана модифицированная конструкция потокоотклоняющего устройства (ПУ). Данная разработка относится к технологиям эксплуатации низкодебитных скважин установками электроприводных лопастных насосов и направлена на обеспечение более эффективного теплоотвода от погружного электродвигателя в условиях ограниченного притока жидкости из пласта, характерных для ПКР.

Анализ существующих технических решений показывает наличие определенных ограничений. Например, использование стандартных охлаждающих кожухов, применяемых с ПЭД (Глава 1), не всегда обеспечивает достаточное охлаждение из-за относительно низкой скорости и возможного ламинарного режима течения жидкости в кольцевом зазоре между кожухом и двигателем, что ограничивает интенсивность конвективного теплообмена.

В качестве аналога можно рассматривать погружную установку с защитным устройством, внутренняя полость которого снабжена спиралевидными ребрами жесткости для интенсификации теплообмена [56]. Однако такая конструкция отличается повышенной сложностью изготовления и монтажа спиралевидных элементов, при этом эффективность теплоотвода все еще может быть недостаточной из-за физических свойств скважинной жидкости (например, низкой теплопроводности).

Учитывая вышеизложенное, основной задачей при разработке модифицированной конструкции ПУ стало дальнейшее повышение эффективности охлаждения погружного электродвигателя для обеспечения надежной работы УЭЛН в сложных условиях эксплуатации.

Технический результат, на достижение которого направлена модификация, заключается в увеличении интенсивности теплоотвода от ПЭД к восходящему потоку жидкости как при низком притоке из пласта, так и при работе в ПКР, когда значительная часть потока поступает из затрубного пространства.

Для достижения поставленной задачи была разработана усовершенствованная конструкция ПУ [102], интегрированного в состав погружной установки (УЭЛН). Установка включает электроприводный лопастной насос 1 с входным модулем 2, гидрозащиту 4, погружной электродвигатель 5 с термоманометрической системой 7 и погружной кабель 6 (Рисунок 3.7). Модифицированное защитное охлаждающее устройство 8 размещается снаружи ПЭД 5 и крепится к корпусу входного модуля насоса 2. Ключевой особенностью является то, что внутренняя поверхность корпуса устройства 8 выполнена с вертикальными прямоугольными пластинами оребрения 9, равномерно распределенными по периметру. Эти пластины формируют во внутренней полости устройства каналы для свободного подъема восходящего потока жидкости (Рисунки 3.8, 3.9).

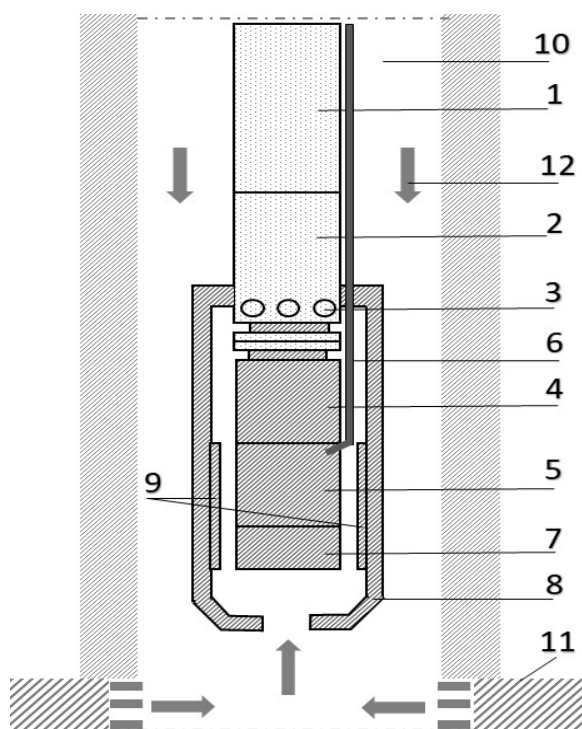


Рисунок 3.7 – Принципиальная схема защитного охлаждающего устройства

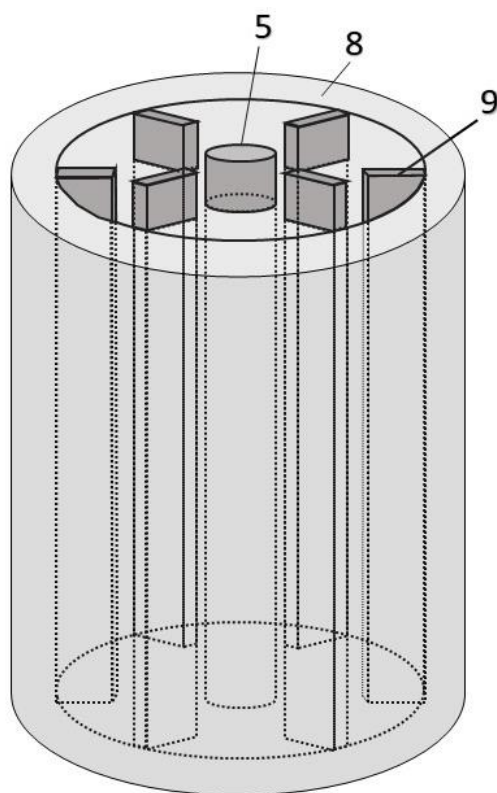


Рисунок 3.8 – Общий вид защитного охлаждающего устройства

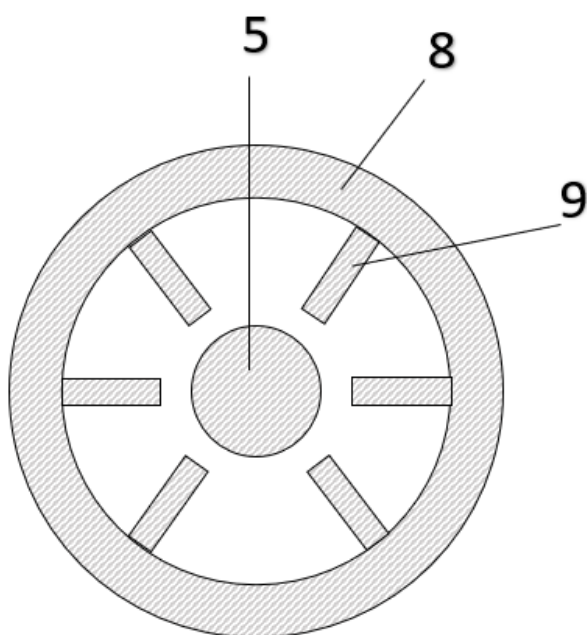


Рисунок 3.9 – Горизонтальный разрез защитного охлаждающего устройства

Конструктивно устройство 8 охватывает приемные отверстия 3 входного модуля, гидрозащиту 4, ПЭД 5 и ТМС 7. Такая компоновка обеспечивает перенаправление потока жидкости 12, откачиваемого насосом из затрубного пространства 10, во внутреннюю полость ПУ 8 перед его поступлением в приемные отверстия 3. Жидкость, поступающая из продуктивного пласта 11 (если он расположен ниже ПЭД), также направляется в эту полость.

Принцип работы устройства в условиях ПКР заключается в следующем:

В полуцикле откачки (насос 1 включен): жидкость из затрубного пространства 10 и призабойной зоны (из пласта 11) поступает во внутреннюю полость ПУ 8. Двигаясь вверх к приемным отверстиям 3 насоса, этот суммарный поток интенсивно оmyвает ПЭД 5 и внутреннюю оребренную поверхность ПУ 8, обеспечивая охлаждение двигателя.

В полуцикле накопления (насос 1 выключен): приток жидкости из пласта 11 (если он есть) поступает в затрубное пространство 10, оmyвая внешнюю поверхность ПУ 8 и частично охлаждая его корпус. При работе в непрерывном режиме на низкодебитной скважине поток во внутреннюю полость ПУ 8 поступает преимущественно из пласта 11 и также обеспечивает охлаждение ПЭД при движении к приему насоса.

Теоретическое обоснование эффективности оребрения заключается в следующем. Интенсивность теплоотвода от ПЭД к омывающей жидкости описывается законом Ньютона-Рихмана, где тепловой поток (q) пропорционален коэффициенту теплоотдачи (α) и разности температур (ΔT) между стенкой ПЭД и жидкостью [103]:

$$Q = \alpha \cdot \Delta T. \quad (3.4)$$

Наличие вертикальных пластин оребрения 9 на внутренней поверхности ПУ 8 способствует увеличению теплового потока q по двум основным механизмам:

1 Увеличение коэффициента теплоотдачи (α). Пластины оребрения уменьшают площадь проходного сечения для восходящего потока жидкости внутри ПУ. Это приводит к увеличению локальной скорости потока. Рост скорости, в свою очередь, вызывает увеличение числа Рейнольдса (Re), что способствует турбулизации потока и, как следствие, значительному росту коэффициента теплоотдачи α от поверхности ПЭД к жидкости.

2 Увеличение движущей силы теплообмена (ΔT) и дополнительный теплоотвод. Пластины оребрения существенно увеличивают площадь поверхности теплового контакта между восходящим потоком жидкости и корпусом самого ПУ. Жидкость, отдавая тепло не только ПЭД (косвенно через корпус ПУ), но и непосредственно пластинам, нагревается менее интенсивно по мере подъема. Это позволяет поддерживать большую разность температур ΔT между стенкой ПЭД и жидкостью на большей части длины двигателя. Кроме того, тепло от жидкости передается пластинам и далее корпусу ПУ, который затем отдает его во внешнюю среду (жидкость в затрубье или обсадную колонну), создавая дополнительный путь отвода тепла.

Таким образом, предложенная модификация ПУ с внутренними вертикальными пластинами оребрения направлена на существенную интенсификацию теплообмена между ПЭД и омывающим его потоком жидкости. Ожидается, что это позволит поддерживать температуру ПЭД в допустимых

пределах даже при неблагоприятных условиях ПКР, способствуя повышению надежности и увеличению наработки на отказ УЭЛН.

3.4. Влияние конструктивных параметров потокоотклоняющего устройства на тепловой режим погружного двигателя

Как было показано в предыдущем разделе (3.2), применение потокоотклоняющего устройства позволяет существенно улучшить тепловой режим ПЭД за счет перенаправления потока из затрубного пространства и увеличения скорости омывающей жидкости, что приводит к росту числа Рейнольдса и интенсификации конвективного теплообмена. Максимальная температура ПЭД в цикле ПКР снизилась со 142 °С до 102 °С.

С целью дальнейшей интенсификации теплоотвода от ПЭД была рассмотрена возможность модификации конструкции потокоотклоняющего устройства путем добавления внутренних элементов – вертикальных прямоугольных пластин оребрения (Рисунки 3.8-3.9). Предполагается, что наличие оребрения позволит дополнительно повысить эффективность охлаждения за счет снижения проходного сечения потока, роста скорости и турбулентности, а также увеличения площади теплообмена в системе жидкость-ПУ.

Для количественной оценки влияния оребрения на гидродинамические характеристики потока, омывающего ПЭД, было проведено численное моделирование при тех же условиях, что и в разделе 3.2. В качестве ключевого варьируемого параметра была выбрана суммарная площадь поперечного сечения пластин оребрения, перекрывающая поток жидкости в кольцевом зазоре между ПЭД и корпусом ПУ. Выбор именно этого интегрального параметра представляется удобным, так как он комплексно характеризует степень стеснения потока, создаваемую ребрами различной геометрии (высоты, ширины, количества) в пределах заданного кольцевого зазора.

На Рисунке 3.10 представлены результаты расчета зависимости средней скорости омывающего потока (v) и градиента давления в жидкости (dp/dz) от

суммарной площади оребрения $S_{\text{ребер}}$. Исследованный диапазон площади пластин варьировался от 0 см^2 (что соответствует случаю стандартного ПУ без оребрения, рассмотренному в разделе 3.2) до 10 см^2 . Учитывая, что расчетная площадь кольцевого зазора между ПЭД (внешний диаметр 117 мм) и корпусом ПУ (внутренний диаметр 127 мм) составляет около 19,5 см^2 , максимальная исследованная площадь оребрения соответствует перекрытию примерно 51% проходного сечения.

Как видно из представленных зависимостей (Рисунок 3.10), увеличение площади оребрения приводит к монотонному росту средней скорости потока в кольцевом канале ПУ: с приблизительно 0,5 м/с (при $S_{\text{ребер}} = 0 \text{ см}^2$) до 1,1 м/с (при $S_{\text{ребер}} = 10 \text{ см}^2$). Этот рост скорости является прямым следствием уменьшения гидравлического сечения канала при практически неизменном объемном расходе жидкости, проходящем через ПУ в режиме откачки.

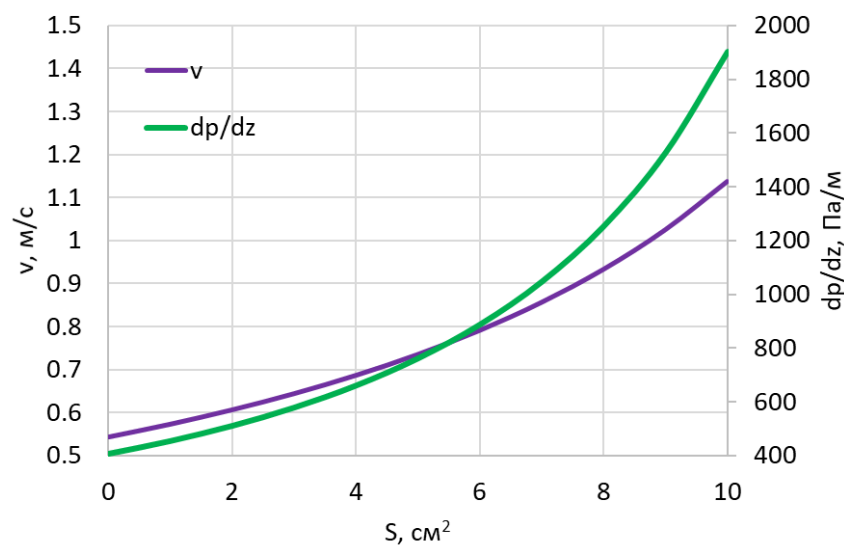


Рисунок 3.10 – Влияние суммарной площади пластин оребрения на скорость омывающего потока v и градиент давления в жидкости dp/dz

Одновременно с ростом скорости наблюдается существенное увеличение гидравлических потерь, выраженных через градиент давления вдоль оси ПЭД (dp/dz). При увеличении площади оребрения в том же диапазоне (0-10 см^2) градиент

давления возрастает с 400 Па/м до 1900 Па/м. Такое значительное (почти пятикратное) увеличение гидравлического сопротивления обусловлено как ростом потерь на трение из-за более высокой скорости, так и возникновением дополнительных локальных сопротивлений и интенсификацией турбулентности потока при обтекании пластин оребрения.

Для оценки влияния полученного градиента давления на работу установки необходимо рассчитать общий перепад давления на длине ПЭД. При длине двигателя $L = 6$ м (согласно исходным данным) максимальный перепад давления составит:

$$\Delta P_{\text{ПЭД}} = (dp/dz)_{\text{max}} \cdot L = 1900 \text{ Па/м} \cdot 6 \text{ м} = 11400 \text{ Па} \approx 0,11 \text{ атм.} \quad (3.5)$$

Этот перепад давления представляет собой незначительную величину по сравнению с общим напором, создаваемым ЭЛН (обычно десятки или сотни атмосфер), и не окажет заметного влияния на его рабочие характеристики. Таким образом, можно заключить, что ожидаемое улучшение теплоотвода за счет оребрения достигается ценой приемлемого увеличения гидравлического сопротивления на участке ПЭД.

Увеличение скорости потока и его турбулизация, вызванные наличием оребрения, напрямую отражаются на значениях безразмерных критериев подобия – числа Рейнольдса (Re) и числа Нуссельта (Nu). На Рисунке 3.11 представлено влияние суммарной площади поперечного сечения пластин оребрения на эти критерии в условиях ПКР.

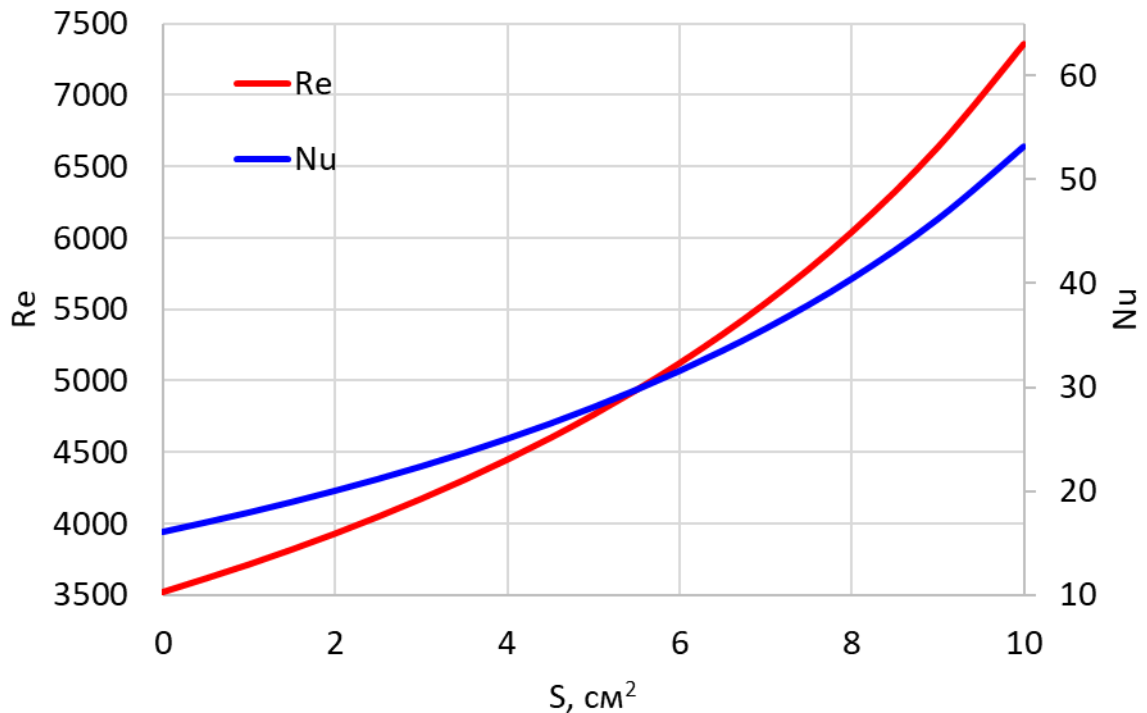


Рисунок 3.11 – Влияние суммарной площади пластин оребрения на числа Рейнольдса Re и Нуссельта потока Nu

Как видно из графика, с ростом площади оребрения от 0 до 10 см² наблюдается значительное увеличение обоих критериев:

- Число Рейнольдса (Re), характеризующее соотношение инерционных сил и сил вязкого трения в потоке, возрастает с 3500 (соответствует стандартному ПУ без оребрения) до 7400 при максимальной исследованной площади оребрения (51% перекрытия сечения). Этот более чем двукратный рост Re подтверждает дальнейшее развитие турбулентного режима течения в канале ПУ, вызванное как увеличением средней скорости потока, так и возмущениями, вносимыми самими ребрами.

- Число Нуссельта (Nu), определяющее интенсивность конвективного теплообмена на границе ПЭД–жидкость, демонстрирует еще более выраженный рост: с 16 до 53 в том же диапазоне изменения площади оребрения.

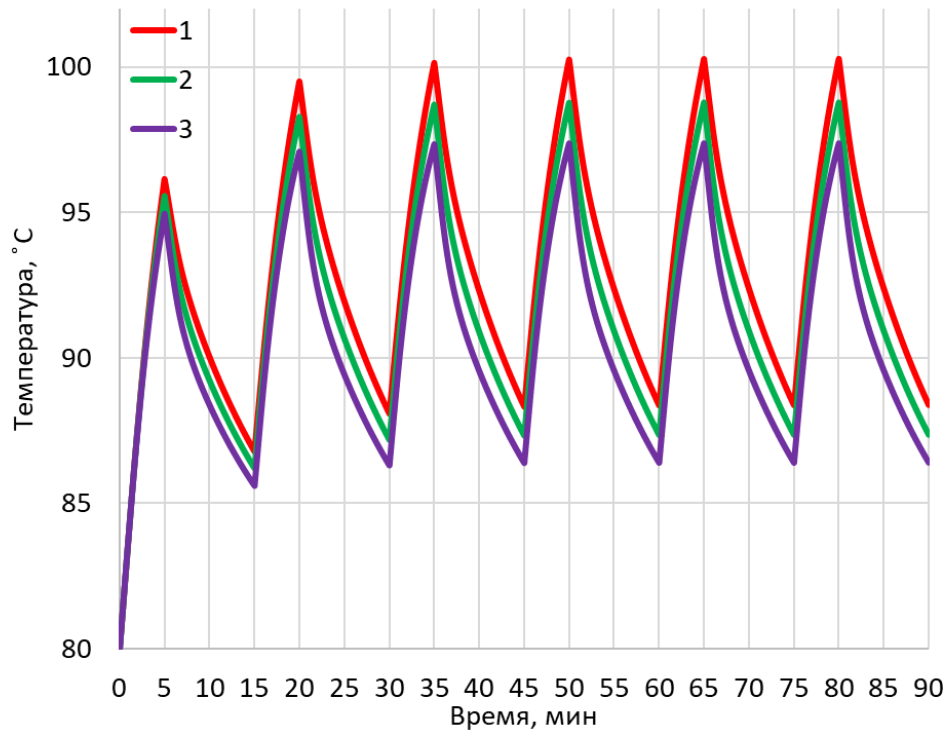
Такое существенное (более чем в 3 раза) увеличение числа Нуссельта является прямым следствием интенсификации гидродинамических условий: более высокие скорости и уровень турбулентности потока приводят к утончению

теплового пограничного слоя у поверхности ПЭД и значительному усилению конвективного переноса тепла от двигателя к жидкости.

Таким образом, результаты расчета безразмерных критериев Re и Nu однозначно свидетельствуют о том, что добавление оребрения на внутреннюю поверхность ПУ является эффективным способом дальнейшей интенсификации конвективного теплообмена в зоне расположения ПЭД по сравнению со стандартной конструкцией ПУ. Это создает физические предпосылки для достижения еще более низких рабочих температур ПЭД при использовании модифицированного устройства.

Прямым следствием интенсификации теплообмена, подтвержденной ростом чисел Рейнольдса и Нуссельта, является снижение рабочей температуры погружного электродвигателя. На Рисунке 3.12 показана динамика максимальной температуры ПЭД в течение нескольких циклов ПКР для различных значений суммарной площади поперечного сечения пластин оребрения: 1 см^2 ($\sim 5\%$ перекрытия), 5 см^2 ($\sim 25\%$ перекрытия) и 10 см^2 ($\sim 50\%$ перекрытия).

Как видно из рисунка, увеличение площади оребрения приводит к заметному снижению как максимальной, так и минимальной температуры ПЭД в течение рабочего цикла ПКР. Сравним величины максимального нагрева ПЭД (относительно температуры омывающей жидкости 80°C) для разных вариантов. При площади оребрения 1 см^2 : максимальный нагрев составляет $20,3^\circ\text{C}$. При площади оребрения 10 см^2 : максимальный нагрев снижается до $17,3^\circ\text{C}$. Таким образом, использование оребрения с перекрытием около 50% проходного сечения позволяет дополнительно снизить максимальный нагрев ПЭД на $3,0^\circ\text{C}$, что составляет примерно 15% по сравнению с вариантом минимального оребрения (1 см^2). Минимальный нагрев ПЭД (в конце периода накопления) также снижается: с $8,2^\circ\text{C}$ до $6,4^\circ\text{C}$ то есть на $1,8^\circ\text{C}$ или около 22% .



1 – 1 см² (5% сечения без учета пластин); 2 – 5 см² (25%); 3 – 10 см² (50%)

Рисунок 3.12 – Динамика во времени температуры ПЭД при различной суммарной площади пластин оребрения ()

Важно сопоставить эти результаты с величиной нагрева ПЭД при использовании стандартного ПУ без оребрения, которая, согласно расчетам в разделе 3.2 составляла 22 °С (максимальная температура ПЭД 102 °С). Применение модифицированного ПУ с оребрением 10 см² снижает максимальный нагрев до 17,3 °С. Это означает, что добавление оребрения обеспечивает дополнительное снижение максимального нагрева ПЭД на 4,7 °С, что составляет более 20% по сравнению с базовой конструкцией ПУ (Рисунок 3.13).

Следовательно, результаты моделирования подтверждают, что оснащение потокоотклоняющего устройства внутренними вертикальными пластинами оребрения является эффективным решением для дальнейшего улучшения теплового режима ПЭД при работе УЭЛН в ПКР, обеспечивая существенное дополнительное снижение его рабочей температуры и величины нагрева.

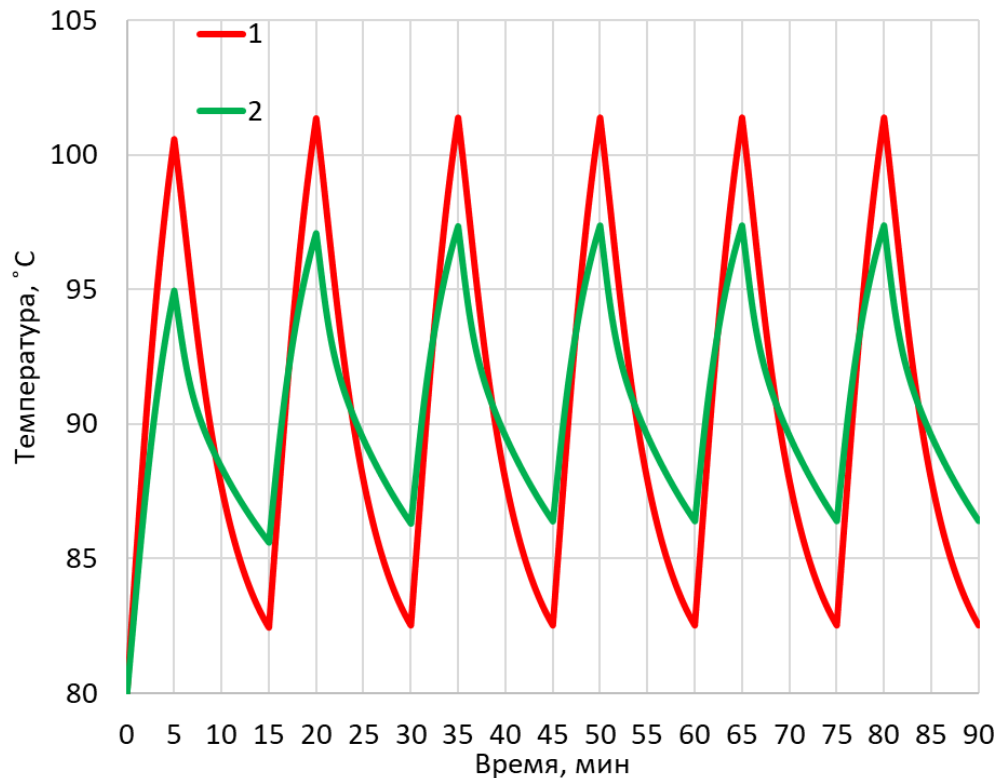


Рисунок 3.13 – Динамика во времени температуры ПЭД при наличии потокоотклоняющего устройства стандартной (линия 1) и усовершенствованной конструкции (линия 2)

Сравнение температуры жидкости, омывающей ПЭД в процессе периодической кратковременной откачки, при наличии обычного кожуха и предлагаемой конструкции потокоотклоняющего устройства показано на Рисунке 3.14.

Максимальная температура омывающей ПЭД жидкости при использовании потокоотклоняющего устройства усовершенствованной конструкции несколько снижается, с 84 до 83,4°C. Это связано с тем, что вместе с ростом теплообмена между жидкостью и корпусом потокоотклоняющего устройства, одновременно происходит и увеличение интенсивности теплопередачи от ПЭД омывающей его жидкости.

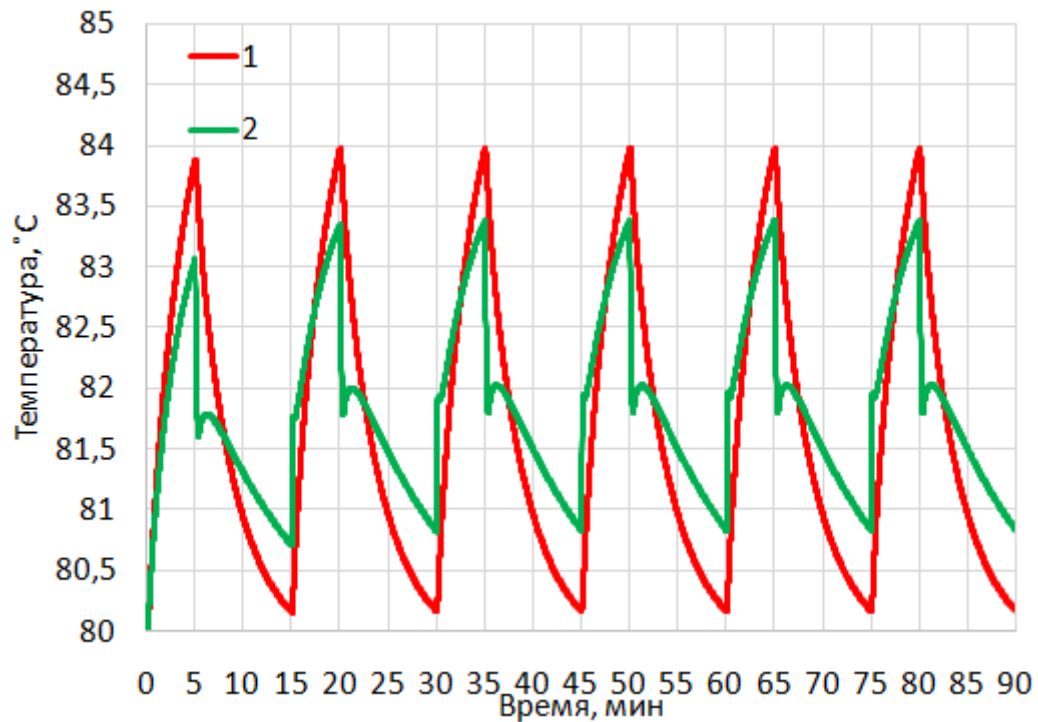


Рисунок 3.14 – Динамика во времени температуры омывающей ПЭД жидкости при наличии потокоотклоняющего устройства стандартной (линия 1) и усовершенствованной конструкции (линия 2)

С точки зрения минимальной температуры жидкости за цикл периодической откачки у усовершенствованной конструкции она несколько выше (на $0,6^{\circ}\text{C}$) ввиду более интенсивной теплоотдачи от ПЭД омывающему потоку.

Наличие специальных конструктивных элементов, способствующих завихрению жидкости внутри потокоотклоняющего устройства, приводят к дополнительному увеличению числа Рейнольдса в потоке относительно расчетной величины (3.3). На Рисунках 3.15 и 3.16 показана зависимость числа Рейнольдса и числа Нуссельта в зависимости от внутреннего диаметра корпуса потокоотклоняющего устройства с учетом дополнительного завихрения потока (например, благодаря использованию пластин оребрения или ребер жесткости). Если степень увеличения числа Рейнольдса за счет дополнительного завихрения потока равна 25%, то число Рейнольдса для жидкости в корпусе потокоотклоняющего устройства достигает около 4500 (на 40% выше, чем при полном отсутствии устройства: $Re = 3200$); если степень увеличения числа

Рейнольдса за счет дополнительного завихрения потока равна 50%, то число Рейнольдса для жидкости в корпусе потокоотклоняющего устройства достигает около 5400 (на 70% выше, чем при полном отсутствии устройства).

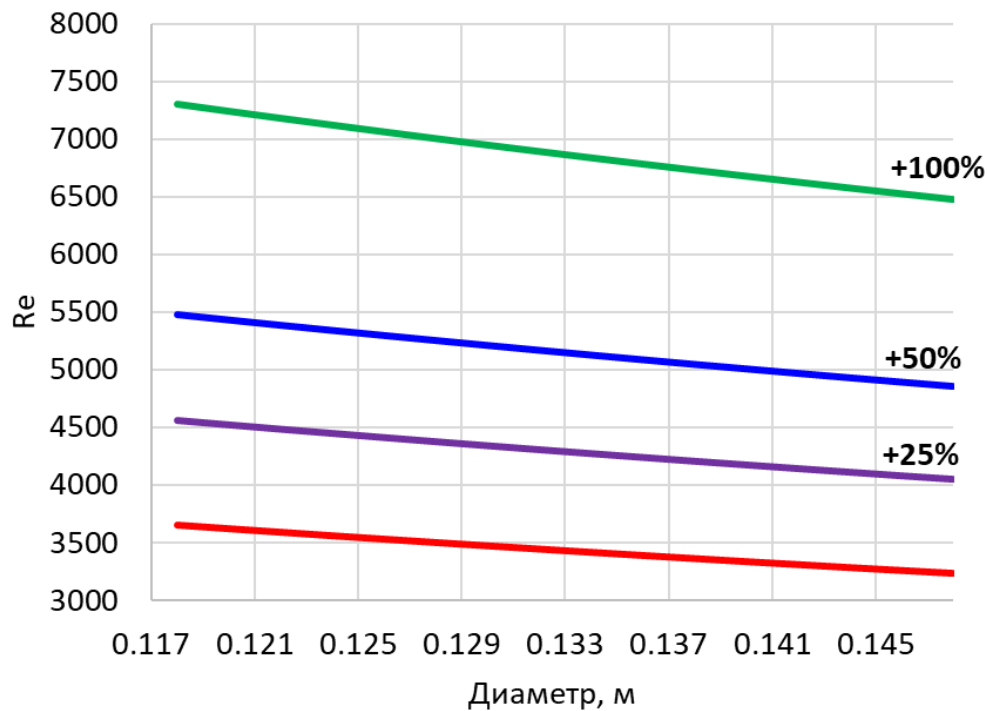


Рисунок 3.15 – Влияние завихрения потока внутри корпуса потокоотклоняющего устройства на число Рейнольдса (шифр кривых – степень увеличения числа Рейнольдса, %)

Увеличение степени турбулентности потока приводит к соответствующему росту теплообмена жидкости с нагретой стенкой погружного двигателя, выраженного в увеличении числа Нуссельта Nu (Рисунок 3.16). В частности, при отсутствии дополнительных элементов завихрения в конструкции потокоотклоняющего устройства число Нуссельта варьируется в диапазоне от 13 до 17. При применении завихрителей, для которых степень увеличения числа Рейнольдса за счет дополнительного завихрения потока равна 25%, число Нуссельта возрастает до величин 21-36, если же эффект составляет 50%, то число Нуссельта достигает уже значений 29-35 (т.е. практически в 2 раза выше, чем при отсутствии элементов завихрения).

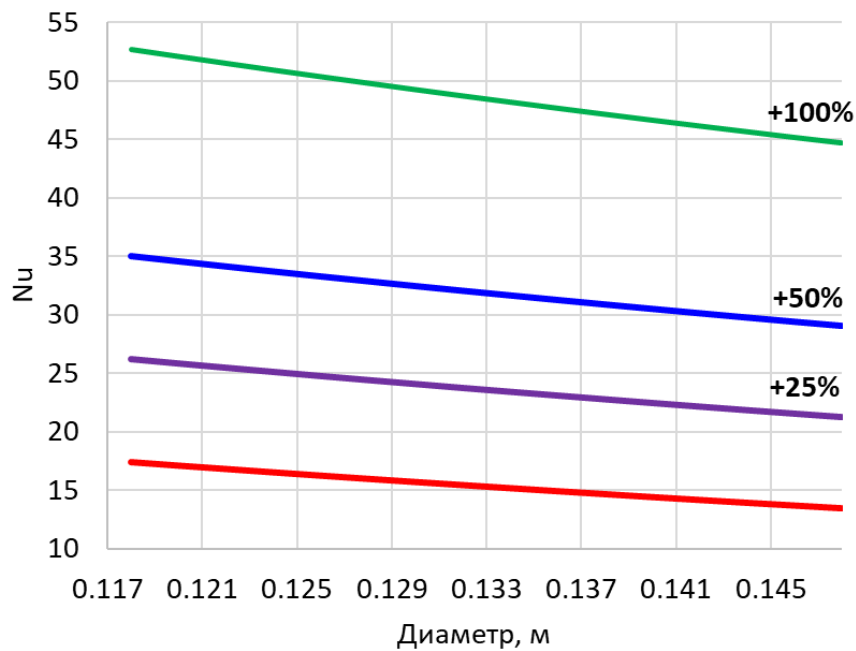
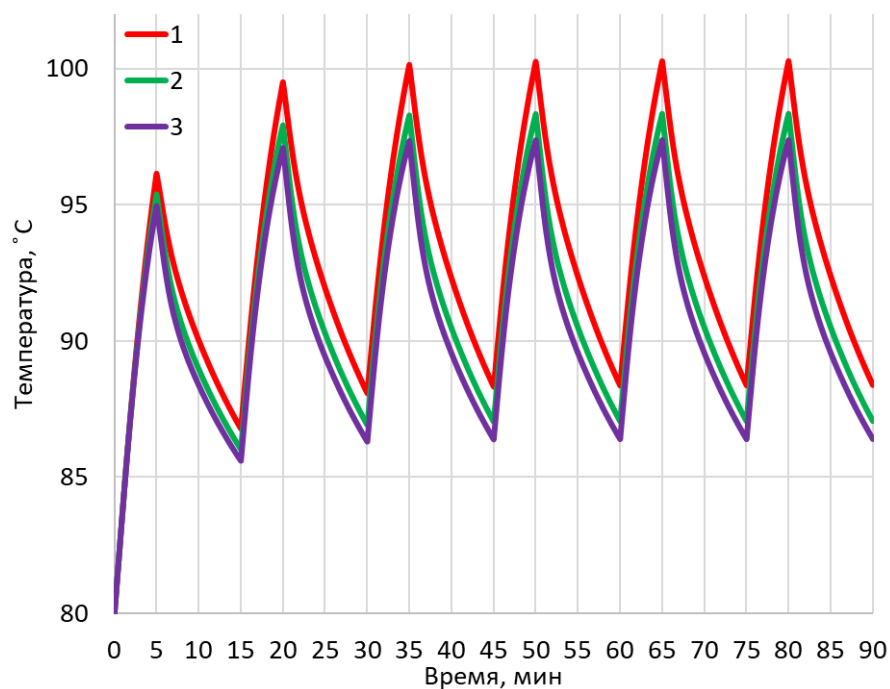


Рисунок 3.16 – Влияние завихрения потока внутри корпуса потокоотклоняющего устройства на число Нуссельта (шифр кривых – степень увеличения числа Рейнольдса)

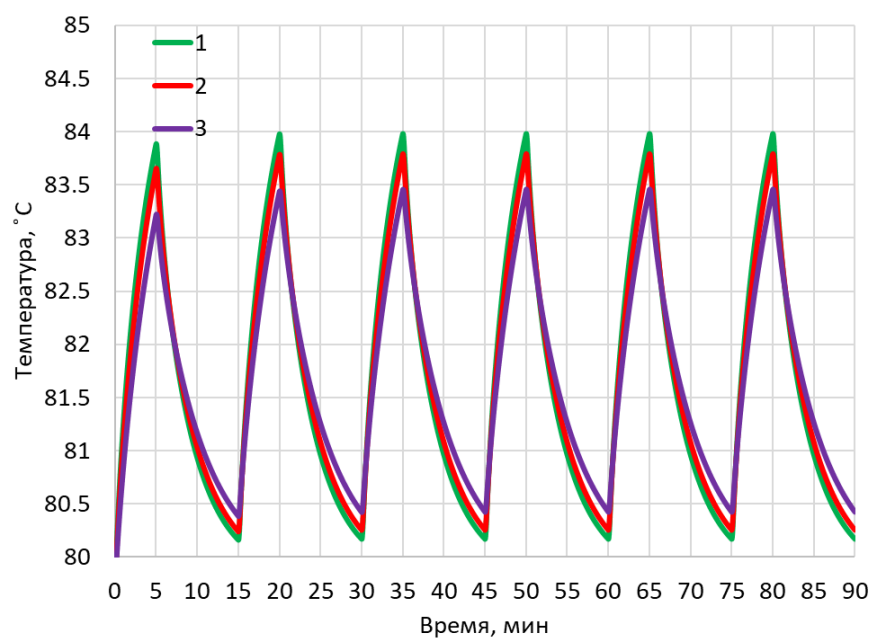
Влияние элементов завихрения в конструкции потокоотклоняющего устройства на эффективность снижения температуры показано на Рисунках 3.17 и 3.18. Рассматриваются случаи, когда эффект увеличения числа Рейнольдса за счет дополнительного завихрения потока равен 25% и 50%.

Установлено, что применение данных элементов за счет искусственной турбулизации потока в полости потокоотклоняющего устройства позволяет снизить максимальную температуру погружного двигателя с 100 до 96 °С, величину разогрева соответственно с 20 до 16 °С (до 20%).



1 – степень увеличения числа Рейнольдса за счет завихрения потока 0%;
2 – 25%; 3 – 50%

Рисунок 3.17 – Динамика во времени температуры ПЭД при различном внутреннем диаметре корпуса потокоотклоняющего устройства



1 – степень увеличения числа Рейнольдса за счет завихрения потока 50%;
2 – 25%; 3 – 0%

Рисунок 3.18 – Динамика во времени температуры жидкости при различном внутреннем диаметре корпуса потокоотклоняющего устройства

Таким образом, результаты выполненных исследований показывают перспективность потокоотклоняющего устройства с точки зрения повышения эффективности и надежности работы УЭЛН в периодическом режиме.

3.5 Выводы по главе 3

1 Результаты моделирования подтвердили принципиальную эффективность применения потокоотклоняющего устройства (ПУ) для улучшения теплового режима ПЭД при работе УЭЛН в периодическом кратковременном режиме (ПКР). Установлено, что использование стандартного ПУ позволяет снизить максимальный нагрев ПЭД почти в 3 раза (с 62 °С до 22 °С) по сравнению со случаем эксплуатации без устройства.

2 Основными механизмами повышения эффективности охлаждения при использовании ПУ являются:

- Перенаправление основного потока жидкости (из затрубного пространства в режиме откачки) для принудительного обтекания ПЭД, что приводит к значительному росту скорости потока (с $\sim 0,05$ м/с до $\sim 0,5$ м/с).

- Интенсификация конвективного теплообмена между ПЭД и жидкостью, обусловленная переходом к турбулентному режиму течения (рост числа Рейнольдса с ~ 1150 до ~ 3500) и соответствующим увеличением числа Нуссельта.

3 Разработана модифицированная конструкция потокоотклоняющего устройства с внутренними вертикальными прямоугольными пластинами оребрения (Рисунки 3.7-3.9). Численное моделирование показало, что данная конструкция обеспечивает существенное дополнительное улучшение теплоотвода по сравнению со стандартным ПУ.

4 Установлено, что применение ПУ с оребрением (площадью 10 см², $\sim 50\%$ перекрытия сечения) позволяет дополнительно снизить максимальный нагрев ПЭД более чем на 20% (с 22 °С для стандартного ПУ до 17,3 °С для ПУ с оребрением), что соответствует снижению максимальной температуры ПЭД почти на 5 °С (с 102 °С до 97,3 °С).

5 Исследовано влияние суммарной площади оребрения на гидродинамику и теплообмен: показано, что увеличение площади оребрения (до 50% перекрытия сечения) приводит к росту скорости потока (до 1,1 м/с), числа Рейнольдса (до ~7400) и числа Нуссельта (до 53), что и обуславливает снижение температуры ПЭД. При этом возникающий дополнительный перепад давления на ПЭД (до 0,11 атм) является незначительным.

6 Исследовано влияние внутреннего диаметра корпуса стандартного ПУ: установлено, что уменьшение диаметра (со 147 до 127 мм) способствует снижению максимального нагрева ПЭД с 26,6 °С до 21,4 °С, т.е. почти на 20%.

7 В целом подтверждено, что интенсификация турбулентности потока в канале ПУ (достигаемая, в частности, за счет оребрения) является ключевым фактором для дальнейшего повышения эффективности охлаждения ПЭД, поскольку ведет к значительному росту коэффициента теплоотдачи (числа Нуссельта).

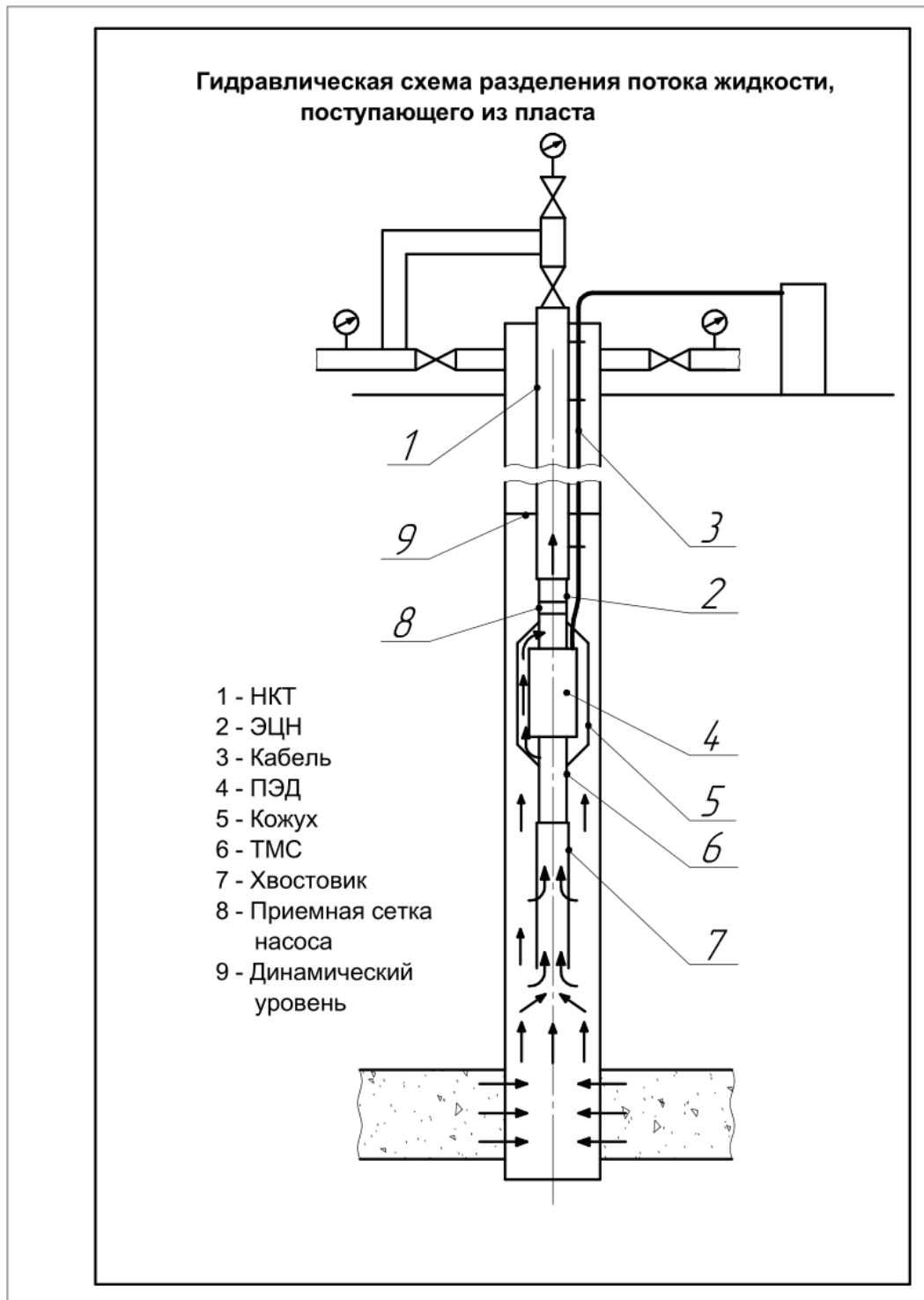
8 Результаты моделирования обосновывают высокую эффективность и перспективность применения разработанного потокоотклоняющего устройства с оребрением для обеспечения надежной работы УЭЛН в периодическом режиме за счет оптимизации теплового режима ПЭД.

ГЛАВА 4 АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ УЭЛН В ПЕРИОДИЧЕСКОМ КРАТКОВРЕМЕННОМ РЕЖИМЕ

4.1 Опытнo-промысловые испытания потокоотклоняющего устройства для интенсификации охлаждения ПЭД в режиме ПКР

Одной из ключевых проблем эксплуатации УЭЛН в периодическом кратковременном режиме (ПКР), особенно в низкодебитных скважинах или скважинах со значительным превышением подачи насоса над притоком из пласта, является недостаточный отвод тепла от погружного электродвигателя (ПЭД). В период откачки основной объем жидкости поступает из затрубного пространства и при стандартной компоновке УЭЛН не участвует в охлаждении ПЭД, что может приводить к его перегреву, снижению надежности и ресурса установки. Для решения этой проблемы в рамках диссертационной работы была разработана конструкция потокоотклоняющего устройства (ПУ), предназначенного для принудительного направления потока жидкости вдоль корпуса ПЭД с целью интенсификации теплообмена. Конструкция защищена патентом РФ на изобретение № 2830533 (Приложение А).

Принцип действия разработанного устройства иллюстрируется гидравлической схемой на Рисунке 4.1. Потокоотклоняющее устройство представляет собой кожух (5), устанавливаемый коаксиально вокруг ПЭД (4). УЭЛН включает также ЭЛН (2) с приемной сеткой насоса (8), НКТ (1), кабель (3), ТМС (6) и хвостовик (7). В период откачки жидкость, поступающая в зону установки (преимущественно из затрубного пространства от динамического уровня (9), а также частично из пласта), направляется внутрь ПУ через хвостовик (7). Жидкость, поступающая из пласта и затрубного пространства в зоне хвостовика (7) в фазе откачки движется в кольцевом пространстве между ПЭД (4) и кожухом (5) на прием насоса (через сетку 8) и далее в НКТ (1). За счет направления потока через это ограниченное пространство увеличивается скорость потока жидкости, омывающей двигатель, ускоряя его охлаждение.



1 – НКТ; 2 – ЭЛН; 3 – кабель; 4 – ПЭД; 5 – кожух (потокоотклоняющее устройство); 6 – ТМС; 7 – хвостовик; 8 – приемная сетка насоса;
9 – динамический уровень

Рисунок 4.1 – Принципиальная гидравлическая схема работы УЭЛН с потокоотклоняющим устройством (ПУ) в период откачки

В период накопления жидкость, поступающая из пласта, остается в затрубном пространстве, формируя или поддерживая динамический уровень (9).

Кроме того, за счет движения жидкости от динамического уровня (9) к хвостовику (7) происходит охлаждение наружной поверхности кожуха (5), что приводит к ускоренному теплообмену и дополнительному отводу тепла от ПЭД через стенку кожуха.

Для проверки эффективности разработанного потокоотклоняющего устройства в реальных условиях эксплуатации были организованы и проведены опытно-промысловые испытания (ОПИ) на базе АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Целью ОПИ являлась количественная оценка влияния ПУ на максимальную рабочую температуру ПЭД при работе УЭЛН в ПКР в осложненных условиях (Приложение Г).

Испытания проводились на скважине № N месторождения АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз». Скважина характеризуется следующими условиями, типичными для ситуаций с риском перегрева ПЭД в ПКР:

- Оборудование: УЭЛН с насосом ЭЦНКИД 5а-80-2700 (2) и ПЭД ПЭД63-117МЗВ5 (4) ($\varnothing$ 117 мм, $R_{ном} = 63$ кВт), спущенным на глубину 2967 м в экспл. колонну $\varnothing$ 159,6 мм. Установка оснащена ТМС (6) для контроля параметров.
- Режим до ОПИ: ПКР с коротким циклом откачки 3 мин и длительным накоплением 9 мин.
- Параметры скважины: низкий дебит жидкости ($Q_{ж} \approx 16$ м³/сут), низкая обводненность ($B \approx 16$ %), высокий газовый фактор ($ГФ \approx 119$ м³/м³), высокая пластовая температура ($T_{пл} \approx 83$ °С).
- Исходная проблема: подача насоса (~ 80 м³/сут) значительно превышала приток (~ 16 м³/сут), основной объем жидкости в период откачки поступал из затрубного пространства (от динамического уровня 9), не охлаждая ПЭД (4) при стандартной компоновке. В сочетании с высоким ГФ и низкой обводненностью это приводило к достижению высокой максимальной температуры ПЭД (4) $T_{max} \approx 102$ °С (по данным ТМС (6) за декабрь 2024 г.). Для предотвращения перегрева скважина работала с очень короткими циклами откачки (3 мин), что вызывало около 120 пусков/остановок УЭЛН в сутки, негативно влияя на ресурс оборудования.

Проведение и результаты ОПИ. После периода мониторинга базовых параметров (декабрь 2024 г.), в рамках КРС (09.01-15.01.2025 г.) была смонтирована УЭЛН, оснащенная разработанным потокоотклоняющим устройством (кожухом 5 и хвостовиком 7). В период с 16 января по 16 марта 2025г. проводился мониторинг работы установки с ПУ при сохранении прежнего режима ПКР (3 мин / 9 мин). Технологические параметры скважины (дебит, обводненность) оставались стабильными.

Анализ данных ТМС (6) за период испытаний показал стабильное и существенное снижение максимальной температуры ПЭД (4) в циклах откачки. Среднее значение максимальной температуры ПЭД с установленным ПУ составило 89 °С.

Таким образом, опытно-промысловые испытания подтвердили высокую эффективность разработанного потокоотклоняющего устройства: его применение обеспечило снижение максимальной рабочей температуры ПЭД на 13 °С (со 102°С до 89 °С) при сохранении режима работы скважины.

Полученное снижение пиковой температуры ПЭД (4) на 13 °С является значимым результатом с точки зрения повышения надежности УЭЛН. Уменьшение термической нагрузки на изоляцию обмоток ПЭД создает предпосылки для увеличения НдО оборудования, работающего в сложных условиях ПКР. Данный результат подтверждает краткосрочную эффективность устройства и служит основанием для планирования долгосрочного мониторинга с целью количественной оценки его влияния на увеличение НдО оборудования.

Важно отметить, что созданный запас по температуре (до предельно допустимой) открывает возможность для последующей оптимизации самого режима ПКР. Увеличение длительности цикла откачки (например, до 6-9 минут) при сохранении температуры ПЭД (4) в безопасных пределах (ниже 102 °С и, возможно, даже ниже 100 °С) позволило бы существенно сократить количество пусков/остановок УЭЛН в сутки (потенциально в 2-3 раза), что является одним из ключевых факторов, снижающих ресурс УЭЛН при периодической эксплуатации.

Эта оптимизация режима не была целью данных ОПИ, но является логичным следующим шагом после подтверждения эффективности ПУ.

4.2. Подход к управлению УЭЛН в периодическом кратковременном режиме с контролем температуры

Эксплуатация УЭЛН в низкодебитных скважинах часто требует перехода на периодический кратковременный режим (ПКР), при котором рабочие циклы откачки ($t_{отк}$) чередуются с циклами накопления ($t_{нак}$) жидкости в скважине. Такой режим позволяет согласовать производительность установки с притоком из пласта, однако сопряжен с рядом эксплуатационных сложностей. Частые пуски и остановки УЭЛН увеличивают динамические нагрузки на узлы агрегата и повышают риск отказов. Кроме того, в периоды откачки при низком дебите скважины скорость потока жидкости, омывающей погружной электродвигатель (ПЭД), может быть недостаточной для эффективного отвода тепла. Это создает риск перегрева ПЭД, изоляции кабельной линии и других элементов установки, особенно в скважинах с высокой пластовой температурой или при наличии отложений на корпусе ПЭД, дополнительно ухудшающих теплообмен.

Существующие подходы к управлению ПКР часто фокусируются на гидродинамических параметрах (давление на приеме насоса, уровень жидкости) для предотвращения срыва подачи и согласования с дебитом скважины. Однако для обеспечения надежности самой машины (УЭЛН), особенно ее наиболее термонагруженного узла – ПЭД, критически важным является непосредственный контроль и управление тепловым режимом. Недостаточный учет температурных ограничений может привести к преждевременному выходу ПЭД из строя из-за перегрева обмоток, снижения сопротивления изоляции, даже если гидродинамические параметры находятся в норме.

В рамках данной работы для последующих промысловых испытаний был принят подход к управлению УЭЛН в ПКР, основной задачей которого являлось повышение надежности оборудования за счет оптимизации теплового режима

ПЭД. Суть подхода заключается в подборе соотношения длительностей периодов откачки ($t_{омк}$) и накопления ($t_{нак}$) с учетом прямых измерений температуры ПЭД (или его обмоток) T_{motor} и температуры жидкости на приеме насоса T_{fluid} с помощью термоманометрической системы (ТМС).

Ключевые принципы управления режимом работы УЭЛН в рамках этого подхода:

1 Контроль температуры. Основным ограничивающим фактором при выборе длительности периода откачки $t_{омк}$ является недопущение превышения температурой ПЭД T_{motor} и температурой жидкости T_{fluid} установленных предельно допустимых значений ($T_{motormax}$, $T_{fluidmax}$)

$$\begin{cases} T_{motor} \leq T_{motor_max} \\ T_{fluid} \leq T_{fluid_max} \end{cases} \quad (4.1)$$

2 Минимизация частоты циклов. При соблюдении температурных ограничений, длительность цикла откачки $t_{омк}$ и соответствующая ей длительность накопления $t_{нак}$ для поддержания заданного среднего дебита выбирается максимально возможной. Согласование производительности насоса и дебита скважины производится регулированием соотношения между продолжительностью периодов откачки и накопления жидкости в скважине, причем среднеинтегральная во времени производительность насоса Q_{pump_m}

$$Q_{pump_m} = \frac{\int_0^{t_{pump}} Q_{pump}(t) dt}{t_{pump} + t_{acc}}, \quad (4.2)$$

где $Q_{pump}(t)$ – мгновенная подача насоса;

t_{pump} , t_{acc} – продолжительность периодов откачки и накопления соответственно (здесь индекс $pump$ – откачка, acc (accumulation) – накопление

жидкости) - выбирается максимально близкой к величине стационарного притока жидкости из пласта. Это позволяет сократить количество пусков-остановок УЭЛН в единицу времени, снижая износ оборудования от переходных процессов.

3 Обеспечение стабильной работы насоса. Контролируется давление на приеме насоса (P_{in}) для поддержания его выше минимально допустимого значения (P_{in_opt}), предотвращающего срыв подачи из-за высокого газосодержания или низкого динамического уровня. Объемное содержание газа на приеме Γ насоса не должно превышать предельно допустимого значения (традиционно в научной литературе используется значение $\Gamma = 0,25$);

4 Оптимизация режима насоса. В течение периода откачки, по возможности, поддерживается частота вращения, соответствующая работе насоса в зоне оптимального КПД.

Данный подход позволяет более полно учитывать ограничения, накладываемые тепловым состоянием ПЭД на режим работы всей установки в ПКР. Он направлен на поиск компромисса между производительностью скважины и надежностью погружного агрегата, отдавая приоритет последнему при достижении критических температур. Формализованные алгоритмы, основанные на этом подходе, описаны в патенте РФ № 2814706 [104].

Предварительные расчеты и моделирование (представленные в Главе 2) показывают, что регулирование соотношения периодов откачки и накопления является эффективным инструментом управления пиковой температурой ПЭД в цикле ПКР. Это позволяет подобрать такой режим работы, при котором обеспечивается необходимый средний дебит скважины без риска термического повреждения ПЭД.

Именно этот подход к управлению УЭЛН с приоритетом контроля теплового режима был положен в основу организации и анализа результатов опытно-промысловых испытаний (ОПИ), описанных далее в настоящей главе. Целью ОПИ являлась проверка эффективности данного подхода для повышения надежности УЭЛН в реальных скважинных условиях при эксплуатации в ПКР.

4.3 Верификация математической модели и результаты опытно-промысловых испытаний

Перспективным путем с точки зрения повышения надежности и эффективности УЭЛН при добыче нефти из низкодебитных скважин является реализация периодического кратковременного режима откачки. При эксплуатации скважины в периодическом режиме важной задачей является подбор оптимальной продолжительности периодов откачки и накопления жидкости, учитывающей тепловой режим работы погружного двигателя.

В разделе 4.2 был описан подход к периодической эксплуатации УЭЛН, включающий контроль за температурой обмоток ПЭД и температурой жидкости на приеме насоса при расчете продолжительности циклов откачки и накопления с целью предупреждения перегрева и повышения надежности ПЭД. На основе этого подхода выполнены опытно-промысловые исследования (ОПИ) по оптимизации режима работы УЭЛН, работающих в ПКР, для пяти добывающих скважин АО «Газпромнефть - Ноябрьскнефтегаз» (результаты ОПИ приведены в Приложении Д). Целью ОПИ была проверка возможности управления тепловым режимом ПЭД через параметры цикла ПКР и оценка влияния оптимизированного режима на температуру агрегата в реальных условиях.

На основе расчетов с использованием математической модели теплового поля ПЭД (главы 2 и 3) были определены и установлены скорректированные параметры цикла ПКР (длительности периодов откачки и накопления) для оптимизации теплового режима работы погружного двигателя УЭЛН с целью повышения его надежности при сохранении производительности. Ключевыми показателями для оценки были дебит по жидкости и максимальная температура обмоток ПЭД в цикле. По результатам ОПИ было достигнуто снижение максимальной температуры ПЭД на всех скважинах при сохранении целевого дебита. Сводные результаты ОПИ приведены в Таблице 4.1

Таблица 4.1 – Температура ПЭД для скважин ОПИ

Месторождение, скважина	Дебит по жидкости, м ³ /сут	Длительность периодов откачки и накопления до оптимизации, мин	Максимальная температура обмоток ПЭД до оптимизации, °С	Длительность периодов откачки и накопления после оптимизации, мин	Максимальная температура обмоток ПЭД фактическая после оптимизации, °С	Максимальная температура обмоток ПЭД расчетная, °С
Вынгапуровское5039	19	20; 20	112	12; 12	100 (-12)	102
Вынгапуровское255	39	27; 9	111	15; 5	101 (-10)	100
Карамовское275	25	40; 35	108	32; 28	102 (-6)	103
Карамовское127	23	18; 42	114	9; 21	103 (-11)	105
Карамовское390	80	18; 13.5	119	8; 6	109 (-10)	111

Как видно из таблицы, корректировка длительности циклов откачки и накопления позволила снизить пиковую температуру ПЭД на 6-12 °С. Такое снижение существенно уменьшает термический износ изоляции обмоток, что является прямым фактором повышения эксплуатационной надежности и потенциального увеличения наработки до отказа ПЭД.

Ниже детально представлены результаты моделирования на примере 3 скважин ОПИ: № 255 Вынгапурского месторождения, № 127 Карамовского месторождения, № 390 Карамовского месторождения. Особенностью выбранных скважин является различное соотношение между длительностью периодов откачки и накопления (жидкости): для скважины № 255 длительность периода откачки превышает длительность периода накопления, для скважины № 127 длительность периода накопления превышает длительность периода откачки, для скважины № 390 длительности в целом близки (эта скважина выбрана в связи с максимальной достигаемой температурой ПЭД, близкой к верхней границе допустимой температуры 120 °С).

Карамовское № 127: скважина оборудована УЭЛН 2А габарита с погружным двигателем серии ПВЭДН габаритом 81 мм, номинальная мощность ПЭД 80 кВт. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 23 м³/сут, обводненность продукции 50%. Длительность периодов откачки и накопления по скважине составляла 18 и 42 мин соответственно, при этом максимальная температура ПЭД

в этом достигала 114 °С, что близко к верхней границе допустимой температуры 120 °С. Расчеты с использованием математической модели показали, что при снижении длительности периодов откачки и накопления до 9 и 21 мин соответственно среднесуточный дебит скважины по жидкости практически не меняется, при этом максимальная температура ПЭД $T_{\max}$ снижается до 105 °С, т.е. практически на 10 °С. Результаты промысловых замеров подтвердили прогнозы математической модели – фактическая максимальная температура ПЭД снизилась со 114 до 103 °С, т.е. на 11 °С. Сравнение результатов расчета и промысловых замеров представлено на Рисунке 4.2

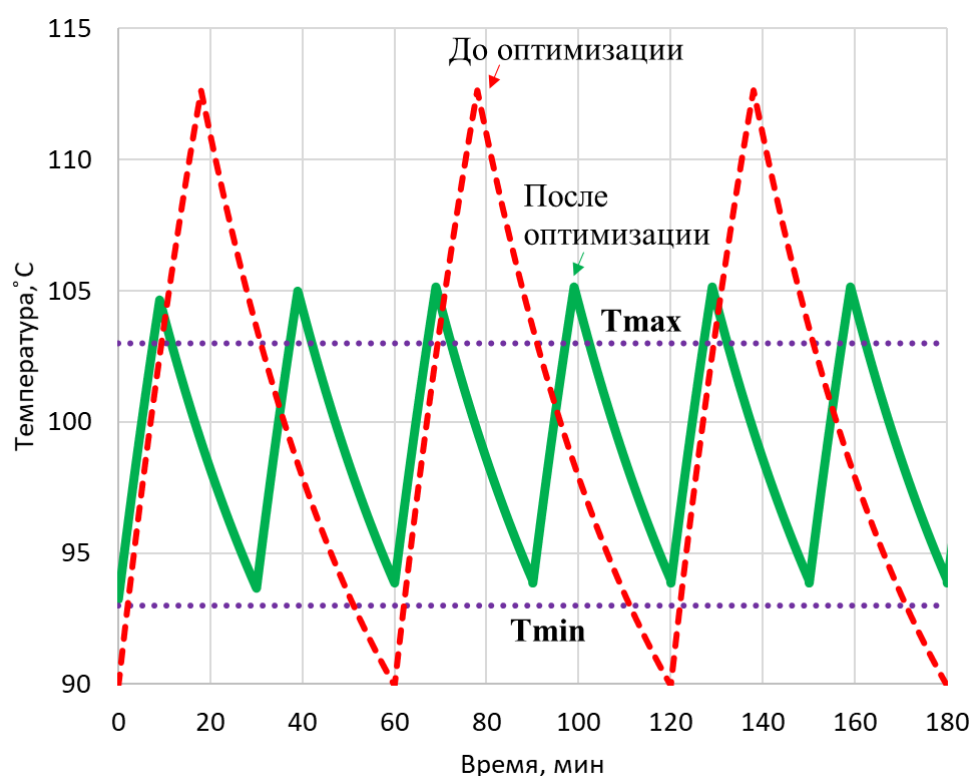


Рисунок 4.2 – Динамика температуры ПЭД до и после оптимизации режима скважины № 127 Карамовского месторождения ($T_{\max}$, $T_{\min}$ – фактическая максимальная и минимальная температура ПЭД после оптимизации соответственно)

Следует отметить, что используемая математическая модель с хорошей для практики точностью оценивает и минимальную температуру ПЭД в течение цикла периодической откачки $T_{\min}$: расчетное значение минимальной температуры ПЭД

составило 94 °С, фактическая зарегистрированная величина – 93 °С. Максимальная температура ПЭД до оптимизации составила 114 °С, результаты моделирования также оказались близки (113 °С).

Вынгапуровское № 255: скважина оборудована УЭЛН 2А габарита с погружным двигателем серии ВЭДБТ габаритом 117 мм, номинальная мощность ПЭД 54 кВт. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 39 м³/сут, обводненность продукции 64%. Длительность периодов откачки и накопления по скважине составляла 27 и 9 мин соответственно, при этом максимальная температура ПЭД в этом режиме достигала 111 °С, что в целом близко к верхней границе допустимой температуры 120 °С. Расчеты с использованием математической модели показали, что при снижении длительности периодов откачки и накопления до 15 и 5 мин соответственно среднесуточный дебит скважины по жидкости практически не меняется, при этом максимальная температура ПЭД $T_{\max}$ снижается до 100 °С, т.е. на величину 11 °С. Результаты промысловых замеров подтвердили прогнозы математической модели – фактическая максимальная температура ПЭД снизилась со 111 до 101 °С, т.е. на 10 °С. Сравнение результатов расчета и промысловых замеров представлено на Рисунке 4.3. Следует отметить, что используемая математическая модель с хорошей для практики точностью оценивает и минимальную температуру ПЭД в течение цикла периодической откачки $T_{\min}$: расчетное значение минимальной температуры ПЭД составило 95 °С, фактическая зарегистрированная величина – 94 °С. Максимальная температура ПЭД до оптимизации составила 111 °С, результаты моделирования оказались близки (108 °С).

Сравнение результатов расчета и промысловых замеров представлено на Рисунке 4.3

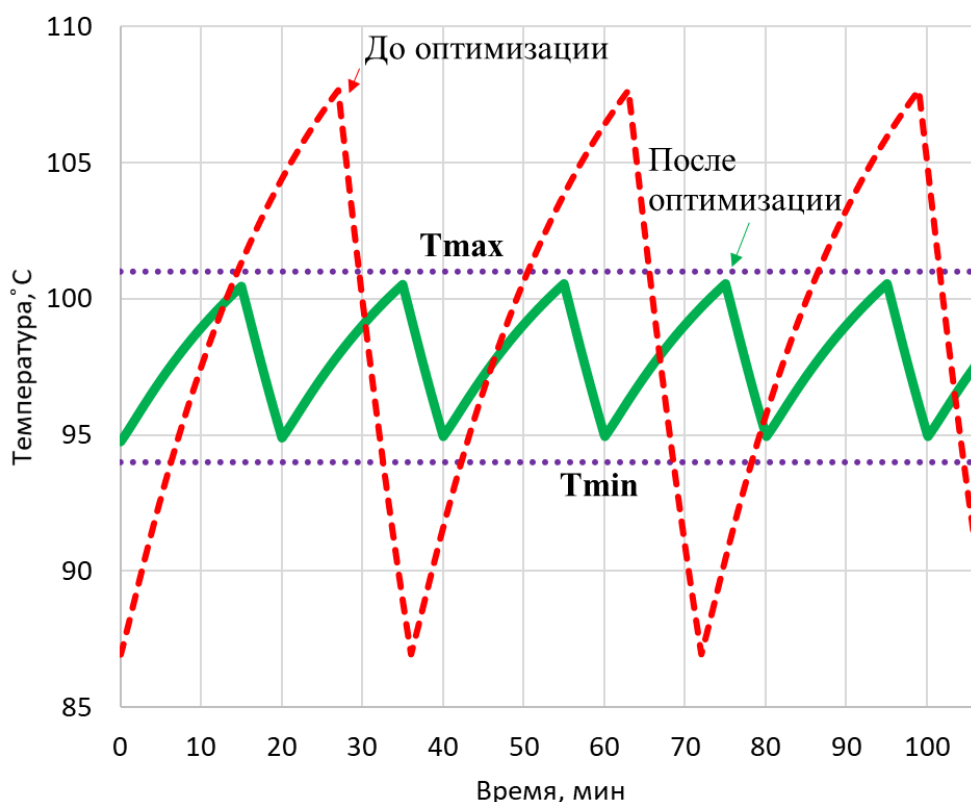


Рисунок 4.3 – Динамика температуры ПЭД до и после оптимизации режима скважины № 255 Вынгапуровского месторождения ($T_{\max}$, $T_{\min}$ – фактическая максимальная и минимальная температура ПЭД после оптимизации соответственно)

Карамовское № 370: скважина оборудована УЭЛН 2А габарита с погружным двигателем серии ПВЭДН габаритом 81 мм, номинальная мощность 80 кВт. Среднесуточный дебит скважины по жидкости составляет 80 м³/сут, обводненность продукции 64%. Длительность периодов откачки и накопления по скважине составляла до оптимизации 18 и 13,5 мин соответственно, при этом максимальная температура ПЭД достигала 119 °C. После оптимизации режима путем снижения длительности периодов откачки и накопления (8 и 6 мин соответственно) температура ПЭД уменьшилась до 109 °C. Результаты моделирования для данной скважины также показали хорошее согласие с фактическими данными замеров (Рисунок 4.4). Расчетная максимальная температура ПЭД после оптимизации (111 °C) несколько превышает фактическую величину (109 °C), расчетная минимальная температура ПЭД (99 °C) ниже фактической (102 °C). Максимальная температура

ПЭД до оптимизации составила 119 °С, результаты моделирования оказались несколько выше (121 °С).

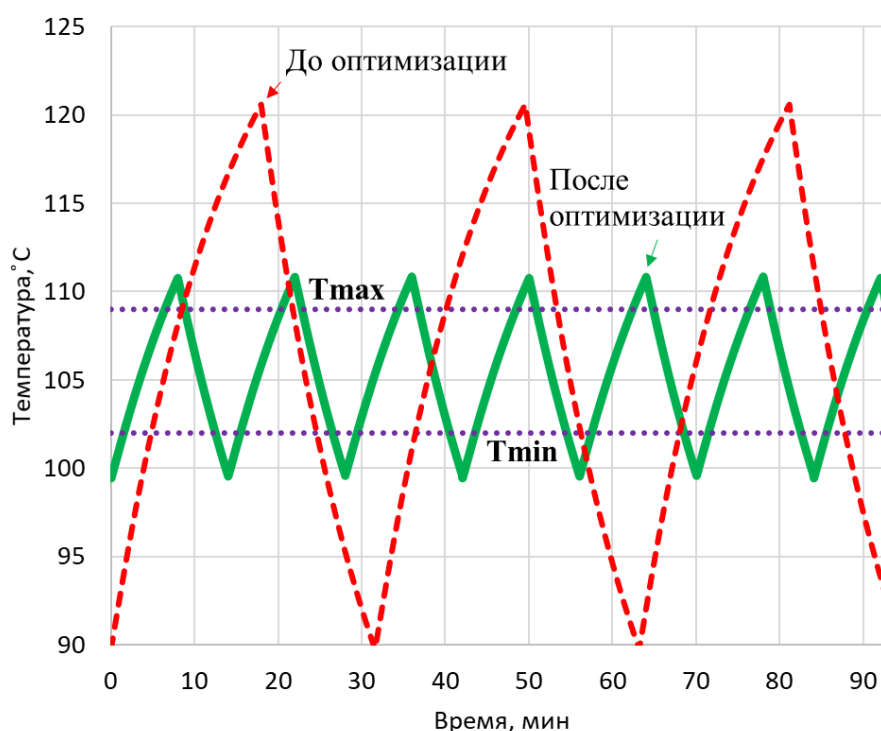


Рисунок 4.4 – Динамика температуры ПЭД до и после оптимизации режима скважины № 370 Карамовского месторождения ($T_{\max}$, $T_{\min}$ – фактическая максимальная и минимальная температура ПЭД после оптимизации соответственно)

Таким образом, верификация разработанной в рамках диссертационной работы математической модели показала, что неточность определения амплитудной (минимальной и максимальной за цикл откачки) температуры погружного электродвигателя не превышает 2-3 °С (3%).

Полученные в ходе ОПИ результаты подтверждают практическую реализуемость и эффективность подхода к управлению УЭЛН в ПКР, основанного на прямом контроле температуры ПЭД. Оптимизация длительности циклов позволяет успешно управлять тепловой нагрузкой на погружной двигатель, снижая риски перегрева и повышая эксплуатационную надежность УЭЛН как сложного технического агрегата при сохранении требуемой производительности скважины.

На данный способ периодической эксплуатации скважин получен патент на изобретение (Приложение Б).

4.4 Выводы по главе 4

1 Подтверждена высокая эффективность разработанного потокоотклоняющего устройства (Патент РФ № 2830533) для интенсификации охлаждения ПЭД при работе УЭЛН в ПКР. По результатам опытно-промышленных испытаний (ОПИ) на скважине № N АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз», оснащенной данным устройством, достигнуто снижение максимальной рабочей температуры ПЭД на 13 С (со 102 °С до 89 °С) в осложненных условиях эксплуатации (низкий дебит, высокий ГФ, низкая обводненность). Это напрямую способствует повышению надежности погружного агрегата и создает потенциал для оптимизации режима ПКР за счет увеличения длительности откачки и снижения частоты пусков. Данный результат подтверждает краткосрочную эффективность потокоотклоняющего устройства и служит основанием для планирования долгосрочного мониторинга с целью количественной оценки его влияния на увеличение НдО оборудования.

2 Доказана практическая реализуемость и эффективность подхода к управлению УЭЛН в ПКР, основанного на оптимизации длительности циклов откачки и накопления с контролем температуры ПЭД (Патент РФ № 2814706). В ходе ОПИ на пяти скважинах АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» путем корректировки соотношения периодов откачки и накопления на основе расчетов по математической модели и данных ТМС удалось снизить максимальную температуру ПЭД на 6-12 °С при сохранении целевого дебита скважин. Это подтверждает возможность целенаправленного управления тепловой нагрузкой на ПЭД для повышения эксплуатационной надежности УЭЛН в ПКР.

3 Выполнена верификация разработанной математической модели нестационарного теплообмена в системе «ПЭД – скважинный флюид» в условиях ПКР. Сравнение расчетных и фактических (полученных в ходе ОПИ на пяти

скважинах) пиковых температур ПЭД показало высокую точность модели: среднее отклонение не превысило 2-3 °С (3%). Это подтверждает адекватность модели и ее пригодность в качестве инструмента для инженерного анализа, прогнозирования теплового состояния ПЭД и обоснованного выбора параметров режима ПКР.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Выполнен статистический анализ данных об отказах более 500 УЭЛН, работающих в ПКР в период с 2015 по 2024 гг. Выявлены факторы, оказывающие наибольшее влияние на НдО: газовый фактор и концентрация механических примесей (отрицательный коэффициент корреляции в диапазоне 0,6-0,8), плотность нефти и давление насыщения (положительная корреляция 0,4-0,6). Получены эмпирические зависимости для предиктивной оценки НдО УЭЛН в ПКР (множественный коэффициент корреляции составил более 0,8), учитывающие параметры рабочего режима (длительность периода откачки, дебит по жидкости, диаметр обсадной колонны) и свойства перекачиваемой жидкости (газовый фактор, концентрация мехпримесей, плотность нефти, давление насыщения).

2 Разработано потокоотклоняющее устройство (патент РФ на изобретение № 2830533), позволяющее интенсифицировать теплоотвод от ПЭД при работе УЭЛН в ПКР. Особенностью устройства является наличие пластин оребрения на внутренней поверхности, интенсифицирующих теплообмен за счет увеличения площади контакта устройства с потоком и его турбулизации, что особенно важно в условиях недостаточного притока пластовой жидкости, характерного для ПКР, а также перенаправление потока из затрубного пространства, откачиваемого насосом, непосредственно к ПЭД, обеспечивающее его охлаждение в циклическом режиме работы.

3 Разработана математическая модель нестационарного теплообмена в системе «ПЭД – скважинный флюид», позволяющая исследовать влияние параметров работы УЭЛН и свойств жидкости на тепловое поле ПЭД и омывающей его жидкости. Верификация модели на промысловых данных показала высокую точность: отклонение расчетной и измеренной температуры ПЭД не превышает 2-3 °С (3%). Установлено, что увеличение длительности периода откачки приводит к росту температуры ПЭД и жидкости до 30%, а увеличение газового фактора и снижение обводненности продукции – к увеличению нагрева ПЭД до 50% из-за ухудшения теплоотвода.

4 На основе результатов численного моделирования показано, что применение потокоотклоняющего устройства позволяет снизить температуру ПЭД в 2-3 раза (на 20-40 °С), причем эффективность охлаждения возрастает с

уменьшением внутреннего диаметра устройства и увеличением площади поверхности пластин оребрения. Установлено, что использование пластин оребрения обеспечивает снижение температуры ПЭД до 20% за счет интенсификации теплообмена. Опытно-промысловые испытания разработанного потокоотклоняющего устройства на скважине АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» подтвердили снижение температуры на 13 градусов.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

- 1 Уразаков, К. Р. Насосные установки для малодебитных скважин / К. Р. Уразаков, В. П. Жулаев, Ф. З. Булюкова, В. А. Молчанова. – Уфа : Уфимский государственный нефтяной технический университет, 2014. – 236 с.
- 2 Уразаков, К.Р. Эксплуатация наклонно направленных насосных скважин / К. Р. Уразаков. – М. : Недра, 1993. – 169 с.
- 3 Уразаков, К. Р. Справочник по добыче нефти / К. Р. Уразаков, Э. О. Тимашев, В. А. Молчанова [и др.]. – Пермь : ООО «Астер Плюс», 2020. – 600 с.
- 4 Установка плунжерная с линейным двигателем [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://oil-avtomatika.ru/plunzher/> (дата обращения: 08.03.2024).
- 5 Тимашев, Э. О. Методика расчета установок с погружным линейным двигателем для добычи нефти / Э. О. Тимашев, К. Р. Уразаков, М. Г. Волков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 3. – С. 72–76.
- 6 Уразаков, К.Р. Влияние скорости плунжера на коэффициент наполнения цилиндра плунжерного насоса с погружным линейным электродвигателем / У. М. Абуталипов, Э. О. Тимашев, К. Р. Уразаков, Д. Д. Горбунов // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 12. – С. 134–138.
- 7 Пат. 2293176 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ кратковременной эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом (способ Кузьмичева) / Н. П. Кузьмичев. – № 2005128382/03; заявл. 02.09.2005 ; опубл. 10.02.2007.
- 8 Кузьмичев, Н. П. Кратковременная эксплуатация скважин и перспективы развития нефтедобывающего оборудования / Н. П. Кузьмичев // Территория НЕФТЕГАЗ. – 2005. – № 6. – С. 22–36.
- 9 Ивановский, В. Н. Учет условий эксплуатации при проектировании периодических режимов работы скважин, оборудованных УЭЦН / В. Н. Ивановский // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – № 6. – С. 23–29.

- 10 Кузьмичев, Н. Г. Кратковременная эксплуатация скважин для добычи вязкой нефти с помощью УЭЦН / Н. Г. Кузьмичев // Neftegaz.RU. – 2015. – № 3. – С. 28–35.
- 11 Кузьмичев, Н. Г. КЭС – новый подход к повышению рентабельности добычи нефти / Н. Г. Кузьмичев // Бурение и нефть. – 2005. – № 6. – С. 16–17.
- 12 Кузьмичев, Н. П. Кратковременная эксплуатация скважин – уникальный способ борьбы с осложняющими факторами / Н. П. Кузьмичев // Экспозиция Нефть Газ. – 2012. – № 4 (22). – С. 56–59.
- 13 Гребенников, И. М. Работа установки погружных электроцентробежных насосов в кратковременном периодическом режиме – эффективная технология добычи нефти / И. М. Гребенников // Нефть и газ. – 2014. – № 5. – С. 15–21.
- 14 Лихачёва, Е. А. Надежность погружных нефтяных насосов при периодической эксплуатации / Е. А. Лихачёва, В. Г. Островский, Н. А. Лыкова, А. Н. Мусинский, П. А. Байдаров // ПРОНЕФТЬ. Профессионально о нефти. – 2021. – № 6 (1). – С. 54–58.
- 15 Ерка, Б. А. Особенности технологии эксплуатации электроцентробежными насосами скважин с неустановившимися режимами работы : дис. ... канд. техн. наук : 25.00.17 / Ерка Б.А. – Тюмень, 2006. – 125 с.
- 16 Дроздов, А. Н. Эксплуатация скважин, оборудованных УЭЦН на месторождениях с трудноизвлекаемыми запасами / А. Н. Дроздов // Территория Нефтегаз. – 2008. – № 10. – С. 82–85.
- 17 Портнягин, А. Л. Модель оценки остаточного ресурса погружного оборудования / А. Л. Портнягин, И. Г. Соловьев // Вестник кибернетики. – 2002. – Вып. 1. – С. 103–108.
- 18 Мельник, В. А. Торцовые уплотнения валов : справочник / В. А. Мельник. – М. : Машиностроение, 2008. – 320 с.
- 19 Островский, В. Г. Методика моделирования гидроабразивного износа ступеней нефтяных насосов / В. Г. Островский, С. Н. Пещеренко, А. Л. Каплан // Горное оборудование и электромеханика. – 2011. – № 12. – С. 38–42.

20 Кузьмин, М. И. Анализ влияния эксплуатационных параметров и режимов работы добывающих скважин на надежность установок электроцентробежных насосов / М. И. Кузьмин, В. С. Вербицкий, Р. А. Хабибуллин, В. А. Иванов, К. Горидко // Нефтяное хозяйство – Oil Industry. – 2024. – С. 106–111.

21 Видинеев, А. С. Целесообразность работы УЭЦН в режиме чередования частот / А. С. Видинеев, О. В. Никифоров // Neftegaz.RU. – 2021. – № 6. – С. 76–78.

22 Рукин, М. В. Методика определения наработки на отказ установки электроцентробежного насоса / М. В. Рукин, В. А. Молчанова, К. Р. Уразаков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2022. – Т. 333, № 12. – С. 219–229.

23 Черников, В. С. Анализ эксплуатационной надежности УЭЦН и методы прогнозирования отказов / В. С. Черников // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 5. – С. 36–39.

24 Сабиров, А. А. Прогнозирование наработки на отказ, выбор исполнения и оптимизация закупок установок электроцентробежных насосов для осложненного фонда скважин / А. А. Сабиров, А. В. Деговцов, И. В. Кузнецов [и др.] // Территория Нефтегаз. – 2019. – № 7–8. – С. 44–48.

25 Бахтияров, Р. Х. Осложнения при эксплуатации скважин УЭЦН и методы повышения эффективности эксплуатации УЭЦН / Р. Х. Бахтияров // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2019 : сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. : в 2 т. – Уфа : УГНТУ, 2019. – Т. 1. – С. 28–32.

26 Гаврилов, В. С. Анализ эффективности работы УЭЦН на Самотлорском месторождении / В. С. Гаврилов // Ашировские чтения : сб. тр. – Самара : СамГТУ, 2021. – Т. 1, № 1. – С. 222–226.

27 Грехов, И. В. Технология выработки трудноизвлекаемых запасов нефти из залежей с высоким газовым фактором / И. В. Грехов, Ш. Х. Султанов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10, № 3. – С. 10–14.

- 28 Думлер, Е. Б. Особенности эксплуатации УЭЦН в условиях воздействия свободного газа / Е. Б. Думлер // Современные технологии в нефтегазовом деле – 2020 : сб. тр. междунар. науч.-техн. конф. – Октябрьский : УГНТУ, 2020. – С. 375–378.
- 29 Joon-Ho, C. A study on the operation status monitoring, diagnosis and failure prediction algorithm of smart ESP / C. Joon-Ho // The Journal of Next-generation Convergence Technology Association. – 2022. – Vol. 6. – P. 775–780.
- 30 Sherif, F. Improving electric submersible pumps efficiency and mean time between failure using permanent magnet motor / F. Sherif, K. Abdelaziz, N. Hashim // Upstream Oil and Gas Technology. – 2022. – Vol. 9. – Art. 100074.
- 31 McPherson, J. W. Reliability physics and engineering: time-to-failure modeling / J. W. McPherson. – Cham, Switzerland : Springer, 2019. – 463 p.
- 32 Yang, J. Fault diagnosis of electric submersible pump tubing string leakage / J. Yang, W. Li, J. Chen, L. Sheng // International Conference on Advances in Energy, Environment and Chemical Science. – 2021. – Vol. 245. – P. 1–6.
- 33 Peng, L. Electric submersible pump broken shaft fault diagnosis based on principal component analysis / L. Peng [et al.] // Journal of Petroleum Science and Engineering. – 2020. – Vol. 191. – Art. 107154.
- 34 Peng, L. Detecting electric submersible pump failures / L. Peng, G. Han, A. L. Pagou, J. Shu // Gulf Professional Publishing. – 2021. – Vol. 11. – P. 223–236.
- 35 Palgrave, R. Troubleshooting centrifugal pumps and their systems / R. Palgrave. – Oxford, UK : Butterworth-Heinemann, 2019. – 688 p.
- 36 Ивченко, Г. И. Математическая статистика / Г. И. Ивченко, Ю. И. Медведев. – М. : Либроком, 2020. – 352 с.
- 37 Frost, J. Regression analysis: an intuitive guide for using and interpreting linear models / J. Frost. – State College, PA : J. Frost, 2020. – 355 p.
- 38 Stone, J. V. Linear regression: a tutorial introduction to the mathematics of regression analysis / J. V. Stone. – London : Sebtel Press, 2022. – 126 p.
- 39 Hoffmann, J. P. Linear regression models / J. P. Hoffmann. – London : Chapman and Hall/CRC, 2021. – 420 p.

- 40 Rhinehart, R. R. Nonlinear regression modeling for engineering applications: modeling, model validation, and enabling design of experiments / R. R. Rhinehart. – New York : Wiley-ASME Press, 2016. – 374 p.
- 41 Crow, E. L. Statistics Manual / E. L. Crow, F. A. Davis, M. W. Maxfield. – New York : Dover Publ., 2011. – 320 p.
- 42 Navidi, W. Statistics for Engineers and Scientists / W. Navidi. – New York : McGraw-Hill Higher Education, 2019. – 937 p.
- 43 Пудова, Н. В. Анализ значений коэффициента ранговой корреляции Спирмена / Н. В. Пудова, В. В. Никитин // Экономический анализ: теория и практика. – 2004. – № 3 (18). – С. 52–56.
- 44 Kaesti, E. Y. Production optimization with ESP methods on high GOR wells / E. Y. Kaesti, M. F. Helmy, M. Z. Yusrizal // AIP Conference Proceedings. – 2020. – Vol. 2245. – Art. 030006.
- 45 Квач, И. В. Виды осложнений, возникающих на скважинах, оборудованных УЭЦН и методы борьбы с ними / И. В. Квач, Н. О. Игенбаева, С. С. Квач // Бюллетень науки и практики. – 2022. – Т. 8, № 5. – С. 399–403.
- 46 Ситник, М. В. Методы борьбы с осложнениями при эксплуатации УЭЦН / М. В. Ситник // Научный форум. Сибирь. – 2015. – № 1. – С. 70–71.
- 47 Яхонтов, Р. А. Виды осложнений работы уэцн и методы борьбы с ними / Р. А. Яхонтов, М. Р. Ахметов, В. Н. Суровенко // Геология и нефтегазоносность Западно-Сибирского мегабассейна (опыт, инновации) : материалы науч.-практ. конф. – Тюмень, 2014. – С. 107–110.
- 48 Ласуков, А. А. Анализ причин преждевременных отказов при эксплуатации УЭЦН в пластах группы ЮС Восточно-Сургутского месторождения и методы борьбы с ними / А. А. Ласуков // Национальная ассоциация ученых. – 2015. – № 10-1 (16). – С. 71–76.
- 49 Хасанова, К. И. Повышение эффективности применения средств и методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями в процессе транспорта нефти по магистральным трубопроводам / К. И. Хасанова, М. Е.

Дмитриев, Б. Н. Мастобаев // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – № 3. – С. 7–12.

50 Ушаков, А. В. Перспективы применения магнитной обработки пластового флюида с целью управления эффективностью работы погружных электроцентробежных насосов при эксплуатации в осложненных условиях / А. В. Ушаков // Территория Нефтегаз. – 2015. – № 8. – С. 44–50.

51 Бахтизин, Р. Н. Эксплуатация насосных скважин, осложненных механическими примесями / Р. Н. Бахтизин, К. Р. Уразаков, Р. З. Нургалиев. – Уфа : УГНТУ, 2016. – 94 с.

52 Вахитова, Р. И. Повышение эффективности работы погружных электроцентробежных установок при добыче нефти с высоким газосодержанием / Р. И. Вахитова, Д. А. Сарачева, К. Р. Уразаков, Е. Б. Думлер ; Альметьевский гос. нефтяной ин-т. – Альметьевск : АГНИ, 2019. – 104 с.

53 Грибенников, О. А. Анализ температурного режима работы электроцентробежных насосов на примере месторождений АО «Самаранефтегаз» / О. А. Грибенников, М. В. Шаронов // Актуальные вопросы и инновационные решения в нефтегазовой отрасли : сб. тр. 2-й всерос. науч.-практ. конф. (весенняя сессия), Самара, 14–16 апр. 2021 г. – Москва : Перо, 2021. – С. 190–193.

54 Пат. 2382237 С1 Российская Федерация, МПК F04D 13/10, F04D 29/58, F04D 29/70. Погружная электроцентробежная насосная установка / Д. П. Казаков, К. Р. Уразаков, А. С. Топольников, А. А. Кудрявцева. – № 2008122743/06 ;заявл. 04.06.2008 ; опубл. 20.02.2010.

55 Пат. 2136970 Российская Федерация, МПК F 04 D 13/10. Погружной электронасос / К. Р. Уразаков, Н. Х. Габдрахманов, З. Р. Кутдусова [и др.]. – № 97107695/06 ;заявл. 06.05.1997 ; опубл. 10.09.1999.

56 Пат. 2779513 С1 Российская Федерация, МПК F04D 13/00. Погружная установка электроприводного центробежного насоса с защитным устройством / Б. М. Латыпов, К. Р. Уразаков, Д. В. Сильнов, А. М. Зайкин ; заявитель ФГБОУ ВО "Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т". – № 2022103318 ;заявл. 09.02.2022 ; опубл. 08.09.2022.

57 Пат. 2739799 C1 Российская Федерация, МПК E21B 43/00, F04D 13/10, F04B 47/00. Устройство для добычи нефти из скважин с малым дебитом / А. А. Вахрушев. – № 2020124398 ;заявл. 23.07.2020 ; опубл. 28.12.2020.

58 Пат. 2784193 C1 Российская Федерация, СПК F04D 13/10 (2022.05). Установка электроцентробежных насосов с погружным электродвигателем в герметичном кожухе охлаждения / И. А. Малыхин. – № 2021130141 ;заявл. 15.10.2021 ; опубл. 14.06.2022, Бюл. № 17.

59 Пат. 2293217 C1 Российская Федерация, МПК F04D 13/10 (2006.01), F04D 29/58 (2006.01). Погружной насосный агрегат с системой принудительного охлаждения приводного электродвигателя / С. И. Кудряшов, С. Е. Здольник, В. А. Литвиненко [и др.] ; заявитель ООО "Научно-Производственный Комплекс "Нефтемаш". – № 2005128716/06 ;заявл. 15.09.2005 ; опубл. 10.02.2007, Бюл. № 4.

60 Пат. 2822337 C1 Российская Федерация, МПК F04D 13/10 (2024.01), E21B 43/38 (2024.01). Установка электроцентробежного насоса / А. Е. Белов ; заявитель ПАО "Татнефть" им. В. Д. Шашина. – № 2024102052 ;заявл. 29.01.2024 ; опубл. 04.07.2024, Бюл. № 19.

61 Takacs, G. Electrical submersible pumps manual / G. Takacs. – Houston, TX : Gulf Professional Publishing, 2017. – 578 p.

62 Solodkiy, E. M. A method for indirect measurement of the flow rate of an electrically driven centrifugal pump installation / E. M. Solodkiy, A. B. Petrochenkov, D. D. Vishnyakov, S. V. Salnikov // Russian Electrical Engineering. – 2021. – Vol. 92, № 11. – P. 663–667. – DOI: 10.3103/S1068371221110158.

63 Modelling of electric submersible pump work on gas-liquid mixture by machine learning / K. A. Goridko, A. R. Shabonas, R. A. Khabibullin, V. S. Verbitsky // SPE Symposium: Artificial Intelligence - Towards a Resilient and Efficient Energy Industry 2021, Moscow, 18–19 Oct. 2021. – P. 1–45. – DOI: 10.2118/208661-MS.

64 Challenges of using electrical submersible pump (ESP) in high free gas applications / S. Bagci, M. Kece, J. Nava // CPS/SPE International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, 8–10 June 2010. – P. 1–13. – DOI: 10.2118/131760-MS.

65 Тимашев, Э. О. Статистический анализ наработок на отказ и коэффициентов подачи скважинного насосного оборудования в диапазонах параметров эксплуатации скважины / Э. О. Тимашев, Р. С. Халфин, М. Г. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 46–49. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-46-49.

66 Сарачева, Д. А. Расчет параметров струйного аппарата для оптимального режима совместной работы с установкой электроцентробежного насоса / Д. А. Сарачева, Р. И. Вахитова, К. Р. Уразаков // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2019. – Т. 330, № 10. – С. 91–101. – DOI: 10.18799/24131830/2019/10/2301.

67 Уразаков, К. Р. Исследование эффективности выноса воды и механических примесей с забоя нефтяных скважин / К. Р. Уразаков, Ш. А. Алиматов, П. М. Тугунов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2021. – Т. 332, № 10. – С. 77–85.

68 Shishlyannikov, D. Increasing the time between failures of electric submersible pumps for oil production with high content of mechanical impurities / D. Shishlyannikov, V. Zverev, A. Ivanchenko, I. Zvonarev // Applied Sciences. – 2022. – Vol. 12, № 17. – Art. 8884.

69 Пашали, А. А. Об оптимизации периодического режима эксплуатации скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов, в ПАО "НК "Роснефть" / А. А. Пашали, Р. С. Халфин, Д. В. Сильнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 4. – С. 92–96. – DOI: 10.24887/0028-2448-2021-4-92-96.

70 Абдураманов, М. А. Обзор периодической эксплуатации как метода оптимизации малodeбитных скважин [Электронный ресурс] / М. А. Абдураманов, М. Д. Махамбетова // SCI-ARTICLE.RU. – 2022. – № 4 (49). – Режим доступа: <https://scilead.ru/article/1550-obzor-periodicheskoy-ekspluatatsii-kak-metoda> (дата обращения: 12.04.2024).

71 Видинеев, А. С. Определение оптимального режима кратковременной периодической эксплуатации малodeбитных скважин с помощью установки

электроцентробежного насоса / А. С. Видинеев // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 3 (639). – С. 41–45. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-3(639)-41-45.

72 Абдулин, И. К. Разработка методики обоснования кратковременного периодического режима работы скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов / И. К. Абдулин, С. А. Леонтьев // Нефтепромысловое дело. – 2022. – № 9 (645). – С. 73–76. – DOI: 10.33285/0207-2351-2022-9(645)-73-76.

73 Макеев, А. А. Анализ показателей эксплуатации малодебитных скважин установками электроцентробежных насосов / А. А. Макеев, С. А. Леонтьев, Д. В. Щелоков [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2022. – № 4. – С. 66–68. – DOI: 10.24887/0028-2448-2022-4-66-68.

74 Макеев, А. А. Осложнения при эксплуатации скважин высокотемпературных пластов месторождений Октябрьского района (Красноленинский свод) / А. А. Макеев, Д. В. Щелоков, Е. Л. Шай // Нефтяное хозяйство. – 2020. – № 2. – С. 42–44. – DOI: 10.24887/0028-2448-2020-2-42-44.

75 Цивелев, К. В. Эксплуатация скважин в режиме периодического кратковременного включения и разработка рекомендаций по оптимизации работы установки электроцентробежного насоса / К. В. Цивелев // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2015. – № 1. – С. 180–183.

76 Корабельников, М. И. Оптимизация режимов работы скважин установками электроцентробежных насосов на современном этапе добычи нефти / М. И. Корабельников // Вестник Южно-Уральского государственного университета. Серия: Энергетика. – 2017. – Т. 17, № 1. – С. 29–33. – DOI: 10.14529/power170104.

77 Москвина, Е. Ю. Расчет температуры обмотки погружного электродвигателя УЭЦН / Е. Ю. Москвина, В. В. Пивень // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2020. – № 5. – С. 64–73. – DOI: 10.31660/0445-0108-2020-5-64-73.

78 Купцов, С. М. Температурное поле погружного электродвигателя скважинных насосных установок / С. М. Купцов // Территория Нефтегаз. – 2010. – № 4. – С. 36–39.

79 Нугаев, И. Ф. Динамическая модель тепловых процессов в погружном электродвигателе насосной установки нефтедобывающей скважины / И. Ф. Нугаев, И. С. Байгускаров, А. В. Стыскин, Н. Г. Уразбахтина // Электротехнические и информационные комплексы и системы. – 2014. – Т. 10, № 3. – С. 38–44.

80 Конюхов, В. М. Математическое моделирование и параллельные вычисления процессов тепломассопереноса при эксплуатации единого комплекса «нефтяной пласт – система скважин – электроцентробежные насосы» / В. М. Конюхов, И. В. Конюхов, А. Н. Чекалин // Вестник Казанского технологического университета. – 2014. – Т. 17, № 10. – С. 195–202.

81 Valiullin, R. A. Mathematic models for interpretation of temperature changes in ESP wells / R. A. Valiullin, A. Sh. Ramazanov, V. Ya. Fedotov // SPE Russian Oil and Gas Conference and Exhibition, Moscow, Russia, Oct. 2010. – Paper SPE-138059-MS. – P. 1–15. – DOI: 10.2118/138059-MS.

82 Волков, М. Г. Применение алгоритма "виртуального датчика температуры" для погружного электродвигателя при выводе нефтедобывающей скважины на режим / М. Г. Волков, Ю. В. Зейгман // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19, № 3. – С. 43–48. – DOI: 10.17122/ngdelo-2021-3-43-48.

83 Язьков, А. В. Исследование влияния изменения технологических параметров на охлаждение погружного электродвигателя / А. В. Язьков // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 11. – С. 125–128.

84 Konyukhov, V. M. Calculation of interrelated thermal processes in a submersible electric motor, rocks and water-gas-oil flow in a producing well / V. M. Konyukhov, I. V. Konyukhov, A. R. Ganieva // Program Systems: Theory and Applications. – 2022. – Vol. 13, № 3 (54). – P. 179–191. – DOI: 10.25209/2079-3316-2022-13-3-179-191.

85 Ивановский В.Н. Определение энергоэффективности на стадии подбора добывающего оборудования // Инженерная практика. – 2010. – №3.

- 86 Bergman, Th. L. Fundamentals of heat and mass transfer / Th. L. Bergman, A. S. Lavine, F. P. Incropera, D. P. DeWitt. – 8th ed. – Hoboken, NJ : Wiley, 2017. – 1088 p. (Уточнил данные по 8-му изданию, если это оно)
- 87 Hasan, A. R. Fluid flow and heat transfer in wellbores / A. R. Hasan, C. S. Kabir. – Richardson, TX : Society of Petroleum Engineers, 2002. – 181 p.
- 88 Ibarra, L. M. Experimental study of mixed convection heat transfer in building integrated photovoltaic/thermal systems / L. M. Ibarra, A. Athienitis // Proc. of Int. High Performance Buildings Conf. at Purdue. – West Lafayette, IN, 2010. – Paper 21. – 8 p.
- 89 Valle, A. Multiphase pipeline flows in hydrocarbon recovery / A. Valle // Multiphase Science and Technology. – 1998. – Vol. 10. – P. 1–139.
- 90 Brinkmann, H. C. On the viscosity of emulsions / H. C. Brinkmann // Journal of Chemical Physics. – 1952. – Vol. 20, № 3. – P. 571–584.
- 91 Уразаков, К. Р. Метод расчета динамических нагрузок и энергопотребления штанговой установки с системой автоматического уравнивания / К. Р. Уразаков, В. А. Молчанова, П. М. Тугунов // Записки Горного института. – 2020. – Т. 246, № 6. – С. 640–649.
- 92 Уразаков, К. Р. Моделирование тепловых процессов в погружном двигателе электроцентробежного насоса, работающего в периодическом режиме / К. Р. Уразаков, М. В. Рукин, А. О. Борисов // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 4. – С. 62–71.
- 93 Hetsroni, G. The hydrodynamic resistance of a fluid sphere submerged in Stokes flows / G. Hetsroni, E. Wacholder, S. Haber // Zeitschrift fur Angewandte Mathematik und Mechanik. – 1971. – Vol. 51, № 1. – P. 45–50. – DOI: 10.1002/zamm.19710510105.
- 94 Kabir, C. S. Two-phase flow correlations as applied to pumping well testing / C. S. Kabir, A. R. Hasan // Journal of Energy Resources Technology. – 1994. – Vol. 116, № 2. – P. 116–121.

95 Emmanuel, E. O. Validation of PVT parameters in saturated black oil reservoir using standing correlations / E. O. Emmanuel, Y. T. Puyate // *International Journal of Chemistry and Chemical Processes*. – 2018. – Vol. 4, № 3. – P. 43–55.

96 Яхин, А. Р. Расчет PVT-свойств добываемой продукции по длине подъемника / А. Р. Яхин, Л. Х. Назифуллина, Э. Р. Газизова // *Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов*. – 2020. – Т. 331, № 6. – С. 121–127. – DOI: 10.18799/24131830/2020/6/2678.

97 Исследование динамики накопления газа в затрубном пространстве добывающих скважин / К. Р. Уразаков, В. В. Белозеров, Б. М. Латыпов // *Записки Горного института*. – 2021. – Т. 250. – С. 606–614. – DOI: 10.31897/PMI.2021.4.14.

98 Patankar, S. V. Numerical heat transfer and fluid flow / S. V. Patankar. – New York : Hemisphere Publishing Corporation, 1980. – 197 p.

99 Уразаков, К. Р. Потокоотклоняющее устройство для повышения эффективности погружного двигателя электроприводного центробежного насоса / К. Р. Уразаков, М. В. Рукин, Д. Д. Горбунов // *Нефтегазовое дело*. – 2024. – Т. 22, № 6. – С. 163–172.

100 Уразаков, К. Р. Исследование эффективности потокоотклоняющего устройства при эксплуатации УЭЛН в периодическом режиме / К. Р. Уразаков, М. В. Рукин // *Известия Тульского государственного университета. Технические науки*. – 2024. – № 1. – С. 596–601.

101 Рукин, М. В. Влияние потокоотклоняющего устройства на тепловой режим погружного двигателя электроцентробежного насоса / М. В. Рукин, К. Р. Уразаков // *Достижения, проблемы и перспективы развития нефтегазовой отрасли: Сб. материалов VIII Междунар. науч.-практ. конф., Альметьевск, 20 дек. 2023 г.* – Альметьевск : АГНИ, 2023. – С. 55–59.

102 Пат. 2830533 С1 Российская Федерация, МПК F04D 29/58. Погружная установка электроприводного центробежного насоса с защитным охлаждающим устройством / К. Р. Уразаков, М. В. Рукин, А. О. Борисов; заявитель ФГБОУ ВО "Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т". – № 2024109844; заявл. 10.04.2024; опубл. 21.11.2024.

103 Давлетшин, Ф. Ф. Исследование теплового поля в скважине при заколонном движении жидкости в процессе индукционного воздействия / Ф. Ф. Давлетшин, А. Ш. Рамазанов, Р. З. Акчурин [и др.] // Известия Томского политехнического университета. Инжиниринг георесурсов. – 2023. – Т. 334, № 3. – С. 153–164.

104 Пат. 2814706 С1 Российская Федерация, МПК E21B 43/00. Способ периодической эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом / К. Р. Уразаков, Э. О. Тимашев, М. В. Рукин, Л. А. Муталова ; заявитель ФГБОУ ВО «Уфимский гос. нефтяной техн. ун-т». – № 2023115673 ;заявл. 14.06.2023; опубл. 04.03.2024.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

(справочное)



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(справочное)



ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

Утверждаю:

Управляющий директор АО "НЕГУСНЕФТЬ"

Вачевский В.Н.

2024г.

**Стандарт организации АО «НЕГУСНЕФТЬ»**

«Методика расчета теплового режима погружного электродвигателя
установки электроприводного центробежного насоса в периодическом режиме
эксплуатации»

г. Радужный

2024г.

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

(справочное)



АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»
(АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»)

629807, Российская Федерация,
Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ,
г. Ноябрьск, ул. Ланна, д. 59/87
тел.: +7 (3496) 37-07-71
факс: +7 (3496) 37-60-20, 37-62-22
E-mail: OJ-NNG@yamal.gazprom-neft.ru
http://www.ngg.gazprom-neft.ru
ОГРН 1028900703963, ИНН 8905000428

№ _____ от _____

В диссертационный совет
Д 24.2.428.05 при ФГБОУ ВО «Уфимский
государственный нефтяной
технический университет»
ул. Космонавтов, д. 1,
г. Уфа, Республика Башкортостан,
450064

СПРАВКА

о результатах опытно-промышленных испытаний потокоотклоняющего
устройства для УЭЛН

Настоящей справкой АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» подтверждает проведение опытно-промышленных испытаний (ОПИ) потокоотклоняющего устройства (ПУ) для интенсификации охлаждения погружного электродвигателя (ПЭД) установки скважинного электроприводного лопастного насоса (УЭЛН), разработанного в рамках диссертационной работы Рукина Михаила Валерьевича (ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», Патент РФ на изобретение № 2830533).

Целью испытаний являлась оценка эффективности применения ПУ для снижения максимальной рабочей температуры ПЭД при эксплуатации скважины в периодическом кратковременном режиме (ПКР), в условиях недостаточного естественного охлаждения, характерных для скважин со значительным превышением подачи насоса над притоком из пласта, высоким газовым фактором и низкой обводненностью продукции.

Место и сроки проведения ОПИ:

- Скважина: № N, куст 43, Карамовское месторождение АО «Газпромнефть-ННГ».
 - Период мониторинга базовых параметров (без ПУ): Декабрь 2024 г.
 - Монтаж ПУ в рамках КРС: 09.01.2025 – 15.01.2025 г.
 - Период испытаний (с ПУ): 16.01.2025 – 16.03.2025 г.
- Условия эксплуатации скважины и характеристика оборудования до ОПИ:
- Компонировка УЭЛН: Насос ЭЦНКВД 5а-80-2700, ПЭД ПЭД63-117МЗВ5 (Ø 117 мм, ном. 63 кВт).
 - Эксплуатационная колонна: Внутренний Ø 159.6 мм.
 - Глубина спуска УЭЛН: 2967 м.
 - Режим работы: ПКР, цикл откачка 3 мин / накопление 9 мин.
 - Среднесуточный дебит жидкости (Qж): 16 м³/сут.
 - Обводненность (В): 16 %.
 - Газовый фактор (ГФ): 119 м³/м³.



АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

Пер. № 01/7/007378 от 30.06.2025

- Пластовая температура: 83 °С.
- Проблема: В период работы насоса (подача ~80 м³/сут) основной объем жидкости (~64 м³/сут) поступает из затрубного пространства, не обеспечивая эффективного охлаждения ПЭД при стандартной компоновке. Это, в сочетании с высоким ГФ и низкой обводненностью, приводило к достижению высокой максимальной температуры ПЭД (T_{max}) ≈ 102 °С, по данным ТМС за декабрь 2024 г. Для предотвращения критического перегрева и работы в допустимом температурном диапазоне, скважина была вынуждена эксплуатироваться с очень короткими циклами откачки (3 мин) и увеличенными периодами накопления (9 мин), что приводило к нежелательно частым (около 120 в сутки) пускам/остановкам оборудования.

Результаты ОПИ:

В период с 16 января по 16 марта 2025 г. проводился мониторинг работы УЭЛН скв. № N, оснащенной ПУ, при сохранении прежнего режима эксплуатации (ПКР 3/9 мин). Технологические параметры работы скважины (дебит, обводненность) оставались стабильными. Данные телеметрии (ТМС) зафиксировали стабильное снижение максимальной температуры ПЭД в цикле откачки. Среднее значение максимальной температуры ПЭД за период испытаний составило 89 °С. Таким образом, применение разработанного потокоотклоняющего устройства обеспечило снижение максимальной рабочей температуры ПЭД на 13 °С (со 102°С до 89°С). Созданный запас по температуре открывает возможность для оптимизации режима работы скважины за счет увеличения длительности цикла откачки, что позволит существенно сократить количество пусков/остановов оборудования – фактора, снижающего ресурс УЭЛН при периодической эксплуатации.

Заключение:

Опытно-промышленные испытания подтвердили высокую эффективность потокоотклоняющего устройства разработки для снижения пиковой температуры ПЭД УЭЛН, работающей в режиме ПКР в осложненных условиях (малый приток, высокий ГФ, низкая обводненность). Снижение максимальной температуры ПЭД на 13 °С позволяет уменьшить термическую нагрузку на двигатель и прогнозировать увеличение надежности и наработки на отказ УЭЛН в подобных условиях эксплуатации.

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» считает целесообразным рассмотрение возможности применения данного устройства на других скважинах со схожими проблемами с последующей оптимизацией режима их работы.

Справка выдана для представления в диссертационный совет Д 24.2.428.05 при ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет».

Операционный директор

Е. В. Остроухов



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 01DB626072C50AA0000D1D3400060002

Владелец: Остроухов Евгений Васильевич

Действителен: с 09.01.2025 по 09.01.2026

АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

ПРИЛОЖЕНИЕ Д

(справочное)



**АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
«ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»**
(АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ННГ»)

629007, Российская Федерация,
Тюменская область, Ямало-Ненецкий автономный округ,
г. Ноябрьск, ул. Ленина, д. 59/87
тел.: +7 (3496) 37-07-71
факс: +7 (3496) 37-60-20, 37-62-22
E-mail: OO-NNG@yamal.gazprom-neft.ru
http://www.nnng.gazprom-neft.ru
ОГРН 1028900703963, ИНН 8905000428

№ _____
на № _____ от _____

**В диссертационный совет
Д.212.289.05 ул. Космонавтов, д. 1,
г. Уфа, РБ, Россия, 450062**

СПРАВКА о проведении опытно-промышленных испытаний Способа периодической эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом

В диссертационной работе Рукина Михаила Валерьевича «Повышение эффективности эксплуатации электроцентробежных установок в периодическом режиме» разработан Способ периодической эксплуатации скважины погружной насосной установкой с электроприводом, включающий контроль за температурой обмоток погружного электродвигателя и температурой жидкости на приеме насоса при расчете продолжительности циклов откачки и накопления с целью предупреждения перегрева погружного электродвигателя центробежного насоса. На основе разработанного подхода выполнены опытно-промышленные исследования (ОПИ) по оптимизации технологического режима электроцентробежных установок, работающих в режиме периодической откачки, для пяти добывающих скважин АО «Газпромнефть - ННГ».

На основе расчетов с использованием математической модели теплового поля погружного двигателя, разработанной в рамках диссертации Рукина М.В., спроектирован и реализован на скважинах альтернативный технологический режим скважин, направленный на повышение эффективности и надежности работы погружного двигателя электроцентробежной установки. В качестве ключевых показателей работы насосной установки приняты: дебит по жидкости и температура обмоток погружного двигателя. По результатам ОПИ получено снижение максимальной температуры погружного двигателя по скважинам при сохранении дебита скважины по жидкости. Результаты ОПИ приведены в таблице ниже.

Рег. № 20/007463 от 02.07.2025



**АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»**

Месторождение, скважина	Дебит по жидкости, м3/сут	Длительность периодов откачки и накопления до оптимизации, мин	Максимальная температура обмоток ПЭД до оптимизации, °С	Длительность периодов откачки и накопления после оптимизации, мин	Максимальная температура обмоток ПЭД фактическая после оптимизации, °С	Максимальная температура обмоток ПЭД расчетная, °С
Вынгапуровское5039	19	20; 20	112	12; 12	100 (-12)	102
Вынгапуровское255	39	27; 9	111	15; 5	101 (-10)	100
Карамовское275	25	40; 35	108	32; 28	102 (-6)	103
Карамовское127	23	18; 42	114	9; 21	103 (-11)	105
Карамовское390	80	18; 13.5	119	8; 6	109 (-10)	111

Полученные в ходе ОПИ результаты рекомендуется учитывать при проектировании технологического режима электроцентробежных установок, работающих в режиме периодической откачки.

Директор по геологии и разработке,
концептуальному проектированию -
главный геолог

М. А. Кузнецов

Идрисов Л.С.
8 (3496) 60030



ДОКУМЕНТ ПОДПИСАН УСИЛЕННОЙ
КВАЛИФИЦИРОВАННОЙ ЭЛЕКТРОННОЙ ПОДПИСЬЮ

Сертификат: 01DAF3B533133D60000CC40100060002

Владелец: Мальцев Никита Валерьевич

Действителен: с 21.08.2024 по 21.08.2025

АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-
НУРЬСКИЙНЕФТЕГАЗ»

ПРИЛОЖЕНИЕ Е

(справочное)

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации

Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Нижневартовский государственный университет»

ПРОРЕКТОР ПО ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ И
ИНФОРМАТИЗАЦИИ

Юридический адрес: ул. Ленина, 56, г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский Автономный округ-Югра, Россия, 628602

Почтовый адрес: ул. Ленина, 56, г. Нижневартовск, Ханты-Мансийский Автономный округ-Югра, Россия, 628605
тел. (3466) 46-60-11, E-mail: lavrovdn@nvsu.ru

30.06.2025 № 62-870

На № _____ от _____

СПРАВКА О ВНЕДРЕНИИ

Результаты исследований, посвященных расчету температурного режима погружного электродвигателя установки электроприводного центробежного насоса, работающего в режиме периодической откачки, полученные в рамках подготовки кандидатской диссертации старшим преподавателем кафедры нефтегазового дела Рукиным Михаилом Валерьевичем, используются при чтении лекций по дисциплине «Оперативное управление нефтегазовым промыслом», по направлению подготовки 21.04.01 «Нефтегазовое дело».



Д. И. Лавров

ПРИЛОЖЕНИЕ Ж

(справочное)

""""

Листинг программы для численного моделирования нестационарного теплового поля в системе "ПЭД - скважинный флюид" при периодической эксплуатации УЭЛН.

Разработано в рамках диссертационной работы Рукина М.В.

""""

```
import numpy as np
from matplotlib import pyplot as plt # Оставлено для возможной визуализации
```

```
class ThermalSimulator:
```

""""

Класс для моделирования тепловых процессов в ПЭД и омывающем флюиде.
Реализует численное решение сопряженной задачи теплообмена.

""""

```
def __init__(self, params):
```

""""

Инициализация симулятора с заданными параметрами.

""""

```
self.params = params
self._initialize_parameters()
self._initialize_grid()
self._initialize_fields()
self._precompute_coefficients()
```

```
def _initialize_parameters(self):
```

""""Распаковка словаря с параметрами в атрибуты класса.""""

Геометрические параметры, м

```
self.r_motor = self.params['r_motor']
self.L_motor = self.params['L_motor']
self.r_casing_in = self.params['r_casing_in']
self.r_casing_out = self.params['r_casing_out']
self.r_cement_out = self.params['r_cement_out']
```

Теплофизические свойства ПЭД

```
self.lambda_motor = self.params['lambda_motor']
self.rho_motor = self.params['rho_motor']
self.c_motor = self.params['c_motor']
self.thermal_diffusivity = self.lambda_motor / (self.c_motor * self.rho_motor)
```

Теплофизические свойства сред

```
self.lambda_fluid = self.params['lambda_fluid']
self.rho_fluid = self.params['rho_fluid']
self.c_fluid = self.params['c_fluid']
self.mu_fluid = self.params['mu_fluid']
self.lambda_cement = self.params['lambda_cement']
```

```

# Параметры режима
self.P_motor = self.params['P_motor']
self.KPD = self.params['KPD']
self.Q_fluid = self.params['Q_fluid']
self.T0 = self.params['T0']
self.T_formation = self.params['T_formation']

# Параметры численной схемы
self.Nr = self.params['Nr']
self.Nz = self.params['Nz']
self.dt = self.params['dt']
self.time_calc = self.params['time_calc']

# Расчетные величины
self.V_motor = np.pi * self.r_motor**2 * self.L_motor
self.q_v = self.P_motor * (1 - self.KPD) / self.V_motor

def _initialize_grid(self):
    """Создание пространственных сеток."""
    self.dr = self.r_motor / self.Nr
    self.dz = self.L_motor / self.Nz
    self.r_nodes = np.linspace(0, self.r_motor, self.Nr + 1)
    self.z_nodes = np.linspace(0, self.L_motor, self.Nz + 1)

def _initialize_fields(self):
    """Инициализация температурных полей начальными условиями."""
    self.Temp_motor = np.full((self.Nr + 1, self.Nz + 1), self.T0)
    self.Temp_fluid = np.full(self.Nz + 1, self.T0)

def _precompute_coefficients(self):
    """Предварительный расчет постоянных коэффициентов для метода прогонки."""
    self.A = np.zeros(self.Nr)
    self.B = np.zeros(self.Nr)
    self.C = np.zeros(self.Nr)
    self.W = np.zeros(self.Nr)
    self.alpha = np.zeros(self.Nr + 1)
    self.beta = np.zeros(self.Nr + 1)

# Коэффициенты, зависящие от геометрии сетки и свойств ПЭД
for i in range(1, self.Nr):
    self.A[i] = self.thermal_diffusivity * self.dt * (self.r_nodes[i] + self.r_nodes[i - 1]) / (self.r_nodes[i] - self.r_nodes[i - 1])
    self.C[i] = self.thermal_diffusivity * self.dt * (self.r_nodes[i + 1] + self.r_nodes[i]) / (self.r_nodes[i + 1] - self.r_nodes[i])
    self.W[i] = ((self.r_nodes[i + 1] + self.r_nodes[i]) / 2)**2 - ((self.r_nodes[i] + self.r_nodes[i - 1]) / 2)**2
    self.B[i] = -self.C[i] - self.A[i] - self.W[i]

def _nusselt_force(self, Re, Pr):
    """Расчет числа Нуссельта в зависимости от режима течения."""
    if Re >= 10000:

```

```

        return 0.023 * Re**0.8 * Pr**0.3
    if Re<= 2100:
        return 4.36
    # Переходный режим
    Nu_lam = 4.36
    Nu_turb = 0.023 * 10000**0.8 * Pr**0.3
    return Nu_lam + (Nu_turb - Nu_lam) / (10000 - 2100) * (Re - 2100)

    def _get_heat_source(self, t):
        """Определение мощности тепловыделения в зависимости от времени (периодический
        режим)."""
        if any([t < 300, (1200 < t < 1500), (2400 < t < 2700), (3600 < t < 3900)]):
            return self.q_v
        else:
            return 0

    def _progonka(self, T_old_layer, T_fluid_val, q_val, h_val):
        """
        Решение 1D уравнения теплопроводности для одного слоя по z методом прогонки.
        """
        T_new = np.zeros(self.Nr + 1)
        F = np.zeros(self.Nr)

        # Заполнение вектора правой части
        for i in range(1, self.Nr):
            F[i] = -self.W[i] * (T_old_layer[i] + q_val * self.dt / (self.c_motor * self.rho_motor))

        # Прямой ход прогонки
        self.alpha[1] = 1 # Условие симметрии dT/dr = 0 при r=0
        self.beta[1] = 0
        for i in range(1, self.Nr):
            denom = self.A[i] * self.alpha[i] + self.B[i]
            self.alpha[i + 1] = -self.C[i] / denom
            self.beta[i + 1] = (F[i] - self.A[i] * self.beta[i]) / denom

        # Обратный ход прогонки с учетом граничного условия на стенке
        K1 = self.alpha[self.Nr]
        K2 = self.beta[self.Nr]
        K3 = self.dr * h_val / self.lambda_motor
        T_new[self.Nr] = (K2 + K3 * T_fluid_val) / (1 + K3 - K1)

        for i in range(self.Nr, 0, -1):
            T_new[i - 1] = self.alpha[i] * T_new[i] + self.beta[i]

        return T_new

    def _calculate_fluid_temp(self, T_fluid_old, T_wall, T_fluid_inlet, h_val):
        """
        Расчет температуры жидкости на одном слое по z.
        """
        # Коэффициент теплопередачи от жидкости к горным породам

```

```
heat_transfer_to_formation = 2 * np.pi / (1 / (h_val * self.r_casing_in) + np.log(self.r_casing_out /
self.r_casing_in) / self.lambda_motor + np.log(self.r_cement_out / self.r_casing_out) /
self.lambda_cement)
```

```
# Полный тепловой баланс для элемента жидкости
```

```
numerator = (self.rho_fluid * self.c_fluid * self.S_flow * T_fluid_old * self.dz +
self.rho_fluid * self.c_fluid * self.Q_fluid * T_fluid_inlet * self.dt +
h_val * 2 * np.pi * self.r_motor * T_wall * self.dz * self.dt +
heat_transfer_to_formation * self.T_formation * self.dz * self.dt)
```

```
denominator = (self.rho_fluid * self.c_fluid * self.S_flow * self.dz +
self.rho_fluid * self.c_fluid * self.Q_fluid * self.dt +
h_val * 2 * np.pi * self.r_motor * self.dz * self.dt +
heat_transfer_to_formation * self.dz * self.dt)
```

```
return numerator / denominator
```

```
def run(self, output_filename="res.txt"):
    """Запуск основного цикла моделирования."""
    print("Запуск симуляции...")
```

```
# Расчет гидродинамических параметров и коэффициента теплоотдачи
self.S_flow = np.pi * (self.r_casing_in**2 - self.r_motor**2)
v_fluid = self.Q_fluid / self.S_flow
d_hydraulic = 2 * (self.r_casing_in - self.r_motor)
Re = self.rho_fluid * v_fluid * d_hydraulic / self.mu_fluid
Pr = self.mu_fluid * self.c_fluid / self.lambda_fluid
Nu = self._nusselt_force(Re, Pr)
h_conv = Nu * self.lambda_fluid / d_hydraulic
```

```
time = 0
```

```
with open(output_filename, 'w') as f:
    f.write("Time(s)\tT_motor_center(C)\tT_fluid_outlet(C)\n") # Заголовок файла
```

```
while time < self.time_calc:
    # Получаем текущую мощность тепловыделения
    q_current = self._get_heat_source(time)
```

```
# Итерация по длине ПЭД (по оси z)
for j in range(1, self.Nz + 1):
    T_layer_old = self.Temp_motor[:, j]
    T_fluid_val = self.Temp_fluid[j]
    T_fluid_inlet = self.Temp_fluid[j - 1]
```

```
# 1. Рассчитываем новое поле температур в ПЭД
T_layer_new = self._progonka(T_layer_old, T_fluid_val, q_current, h_conv)
self.Temp_motor[:, j] = T_layer_new
```

```
# 2. Рассчитываем новую температуру жидкости
T_wall = T_layer_new[self.Nr]
self.Temp_fluid[j] = self._calculate_fluid_temp(T_fluid_val, T_wall, T_fluid_inlet, h_conv)
```

```

time += self.dt

    # Запись результатов в файл
T_motor_center_outlet = self.Temp_motor[0, self.Nz]
T_fluid_outlet = self.Temp_fluid[self.Nz]
f.write(f'{time:.1f}\t{T_motor_center_outlet:.2f}\t{T_fluid_outlet:.2f}\n')

print(f"Симуляция завершена. Результаты сохранены в файл {output_filename}")

if __name__ == '__main__':
    # --- Словарь с исходными параметрами для симуляции ---
    simulation_params = {
        # Геометрия
        'r_motor': 0.0585,    # м
        'L_motor': 3.0,      # м
        'r_casing_in': 0.065, # м
        'r_casing_out': 0.073, # м
        'r_cement_out': 0.103, # м

        # Свойства ПЭД
        'lambda_motor': 25.0, # Вт/(м*К)
        'rho_motor': 7800.0,  # кг/м^3
        'c_motor': 500.0,     # Дж/(кг*К)

        # Свойства флюида (80% воды, 20% нефти)
        'lambda_fluid': 0.52, # Вт/(м*К)
        'rho_fluid': 970.0,   # кг/м^3
        'c_fluid': 3760.0,    # Дж/(кг*К)
        'mu_fluid': 0.0018,   # Па*с

        # Свойства цемента
        'lambda_cement': 1.2, # Вт/(м*К)

        # Режим работы
        'P_motor': 45000.0,   # Вт
        'KPD': 0.9,
        'Q_fluid': 30 / 86400, # м^3/с
        'T0': 80.0,           # °C, начальная температура
        'T_formation': 75.0,  # °C, температура пласта

        # Численная схема
        'Nr': 50,             # узлов по радиусу
        'Nz': 60,             # узлов по длине
        'dt': 0.5,            # с, шаг по времени
        'time_calc': 4500.0,  # с, общее время
    }

    # Создание и запуск симулятора
    simulator = ThermalSimulator(simulation_params)
    simulator.run()

```