

МИНИСТЕРСТВО НАУКИ И ВЫСШЕГО ОБРАЗОВАНИЯ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ  
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический университет»

На правах рукописи



**СИЛЬНОВ ДЕНИС ВЛАДИМИРОВИЧ**

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКИ И ТЕХНОЛОГИИ ВЫВОДА  
НА РЕЖИМ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ  
ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫМИ ЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСНЫМИ  
СИСТЕМАМИ**

специальность 05.02.13 – «Машины, агрегаты и процессы»  
(нефтегазовая отрасль)

**ДИССЕРТАЦИЯ**

на соискание ученой степени  
кандидата технических наук

Научный руководитель:  
доктор технических наук, профессор  
Уразаков Камил Рахматуллович

Уфа – 2022

## ОГЛАВЛЕНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	С. 4
ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ВЫВОДА УЭЦН НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ .....	11
1.1 Анализ особенностей работы УЭЦН при выводе скважин на стационарный режим работы .....	11
1.1.1 Понятие и задачи вывода скважин с УЭЦН на стационарный режим работы .....	11
1.1.2 Классификация и типовой порядок вывода скважин на режим установками электроцентробежных насосов.....	12
1.1.3 Основной этап вывода скважин с УЭЦН на стационарный режим работы .....	16
1.2 Анализ причин остановок и отказов УЭЦН при выводе скважин на режим.....	18
1.2.1 Анализ причин остановок УЭЦН при выводе скважин на режим .....	18
1.2.2 Анализ причин отказов УЭЦН при вводе в эксплуатацию .....	21
1.3 Методы снижения осложнений при выводе скважин с УЭЦН на режим .....	27
1.3.1 Способы защиты оборудования от осложняющих факторов .....	27
1.3.2 Регулирование режима работы УЭЦН при выводе скважины на режим .....	29
1.3.3 Цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН как средство мониторинга текущей ситуации и прогноза оптимального режима .....	31
1.4 Постановка задач исследования .....	33
1.5 Выводы к главе 1 .....	35
ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАБОТЫ УЭЦН ПРИ ВЫВОДЕ СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ.....	37
2.1 Анализ существующих математических моделей .....	37
2.2 Постановка задачи и граничных условий .....	40
2.3 Комплексная математическая модель «пласт - скважина - УЭЦН» .....	42
2.3.1 Модель пласта.....	42
2.3.2 Модель скважины.....	47
2.3.3 Модель насосного оборудования.....	50
2.3.4 Параметры настройки модели.....	59
2.4 Численное моделирование процесса ВНР скважины с УЭЦН .....	62
2.5 Моделирование течения жидкости глушения при ВНР и оценка ее влияния на работу УЭЦН .....	70
2.6 Влияние переменной продуктивности пласта на риск остановки УЭЦН во время ВНР ....	79
2.7 Выводы к главе 2 .....	83
ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ВЫВОДА НА РЕЖИМ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН .....	85

3.1 Разработка устройства для стабилизации уровня жидкости над насосом .....	85
3.1.1 Актуальность разработки устройства для стабилизации уровня жидкости над насосом .....	85
3.1.2 Обзор технических устройств для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине.....	87
3.1.3 Разработка устройства для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине .....	89
3.1.4 Влияние критического погружения под динамический уровень на устойчивость работы УЭЦН .....	93
3.1.5 Оценка скорости стекания жидкости по внешней поверхности колонны насосно-компрессорных труб по сливе ее через устройство перепуска жидкости .....	96
3.2 Совершенствование устройства для охлаждения ПЭД.....	100
3.2.1 Актуальность совершенствования устройства для охлаждения ПЭД.....	100
3.2.2 Разработка устройства для охлаждения погружного электродвигателя с отклонителем потока жидкости .....	103
3.2.3 Влияние траектории частиц жидкости в отклонителе потока при обтекании ПЭД на скорость его теплообмена с окружающей жидкостью .....	105
3.2.4 Влияние параметров конструкции устройства на температурный режим УЭЦН при выводе скважины на режим .....	108
3.3 Выводы к главе 3 .....	111
<b>ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИКИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫВОДА</b>	
<b>СКВАЖИН С УЭЦН НА РЕЖИМ.....</b>	<b>113</b>
4.1 Совершенствование процесса ввода в эксплуатацию УЭЦН.....	113
4.1.1 Описание разработанной системы поддержки принятия решений.....	113
4.1.2 Результаты тестирования цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН реализованного в СППР .....	116
4.2 Разработка и внедрение лабораторного стенда и учебно-методического пособия .....	121
4.3 Выводы к главе 4 .....	126
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....</b>	<b>127</b>
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ.....</b>	<b>129</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ А.....</b>	<b>149</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Б .....</b>	<b>172</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ В.....</b>	<b>173</b>
<b>ПРИЛОЖЕНИЕ Г .....</b>	<b>174</b>

## ВВЕДЕНИЕ

### **Актуальность темы исследования**

Одной из заметных тенденций в области механизированной добычи нефти за последнее десятилетие является увеличение доли установок электроприводного центробежного насоса (УЭЦН) относительно других способов добычи нефти. Фонд действующих скважин, эксплуатируемых данными установками в России, за 2008–2019 годы вырос на 55 %. При вводе в эксплуатацию УЭЦН важным этапом является вывод скважины на стационарный (установившийся) режим работы. Основная задача данного этапа - сохранить ресурс УЭЦН и избежать осложнений, отказов и аварийных ситуаций.

С развитием в последние годы средств автоматизации, удаленного мониторинга и управления в распоряжении технологического персонала появились инструменты контроля вывода скважин с УЭЦН на стационарный режим работы. Однако, как показывает практика, сохранить ресурс УЭЦН при выводе скважин на режим не всегда удается. Согласно промысловой статистике нефтедобывающих компаний, до 10 % технологических операций по выводу на стационарный режим работы (ВНР) скважин механизированного фонда сопровождаются осложнениями, которые завершаются либо отказами УЭЦН, либо требуют длительных во времени восстановительных мероприятий.

Основной причиной неуспешности ВНР является недостаточность притока из пласта в начальный момент времени, и как следствие, невозможность обеспечения необходимого значения уровня погружения УЭЦН в жидкости, снижение которого может привести к срыву подачи УЭЦН и перегреву двигателя. Кроме того, как правило, перед подземным ремонтом скважин производится глушение скважин жидкостью, отличающейся по свойствам от пластового флюида. Поэтому в начальной стадии вывода скважины на стационарный режим работы после запуска УЭЦН в работу производится откачка преимущественно жидкости глушения из затрубного пространства, причем жидкость поступает на

прием насоса, не омывая погружной электродвигатель (ПЭД). Следствием этого являются случаи перегрева ПЭД и выхода его из строя.

В этой связи для повышения работоспособности и эффективности насосной установки в процессе ввода УЭЦН в эксплуатацию актуальным является исследование и совершенствование технологического процесса работы УЭЦН при ВНР, разработка и модернизация технических устройств стабилизации динамического уровня жидкости и охлаждения ПЭД. А также создание автоматических систем контроля и управления процессом работы УЭЦН в скважине, оборудованных УЭЦН, учитывающих влияния изменения продуктивности пласта и свойств откачиваемой жидкости на параметры работы насосной установки.

### **Степень разработанности темы исследования**

Вопросами повышения работоспособности УЭЦН при эксплуатации и ВНР в разное время занимались: Ведерников Ю. А., Гук В.Ю., Ивановский В.Н., Конопля Д.В., Листрицкий В.М., Мальцев Н.В., Мищенко И.Т. и другие. Основные решения, направленные на повышение работоспособности УЭЦН, касались разработки, совершенствования конструкции и эффективности применения технических устройств (например, газосепараторов), технологических систем, в частности, закачки реагентов на прием установки электроприводного центробежного насоса, систем автоматизации (станций управления с интеллектуальными алгоритмами), систем контроля и управления (систем поддержки принятия решений - СППР). Однако комплексного решения, включающего внедрение технических устройств, информационных систем и совершенствование самого процесса вывода скважин на режим не было.

Вопросами совершенствования технических систем для стабилизации режима работы УЭЦН занимались: Аминев М. Х., Давлетов И. Я., Поляков Д. Б. и другие. Авторами предложены системы контроля динамического уровня, основанные на контроле измерения давления в затрубном пространстве скважины. Однако косвенное определение динамического уровня по значениям затрубного давления может быть недостаточно точным, поэтому актуальной

задачей является разработка системы, позволяющей контролировать значение динамического уровня жидкости.

Для разработки интеллектуальных алгоритмов и систем поддержки принятия решений требуется разработка математической модели пласта - скважина - УЭЦН», построение которой рассматривалось в ряде работ применительно к ВНР (Грибенников О.А., Конопля Д.В., Мальцев Н.В. и другие). Однако в работах сделан акцент на решении узких задач - определении плотности жидкости глушения в затрубном пространстве скважины, прогноз перегрева ПЭД и других. Кроме того, авторами использованы упрощенные модели отдельных элементов УЭЦН, математические модели адаптированы для конкретных месторождений, не учитывающие широкий диапазон параметров эксплуатации и свойства откачиваемой жидкости. К тому же, разработанные модели не учитывают наличие специальных технических устройств, позволяющих стабилизировать динамический уровень жидкости в скважине или охладить ПЭД. Для решения задач, связанных с совершенствованием процесса ввода в эксплуатацию УЭЦН, требуется разработка комплексной математической модели, учитывающей нестационарные процессы в системе «пласт – скважина – УЭЦН», такие как изменение коэффициента продуктивности и замещение жидкости глушения, и их влияние на работу насосной установки.

### **Соответствие заявленной специальности**

Тема и содержание диссертационной работы соответствуют специальности 05.02.13 Машины, агрегаты и процессы (нефтегазовая отрасль), а именно областям исследования: «Теоретические и экспериментальные исследования параметров машин и агрегатов и их взаимосвязей при комплексной механизации основных и вспомогательных процессов и операций», «Исследование технологических процессов, динамики машин, агрегатов, узлов и их взаимодействия с окружающей средой».

### **Цель диссертационной работы**

Выявление закономерности влияния коэффициента продуктивности и свойств жидкости глушения на изменение параметров работы УЭЦН при вводе в

эксплуатацию для научно обоснованных технологических и технических решений разработки устройства с отклонителем потока жидкости для ограничения роста температуры погружного электродвигателя и системы стабилизации динамического уровня жидкости.

### **Научная идея**

Установление закономерностей формирования температуры погружного электродвигателя и течения многофазного флюида при нестационарном режиме работы пласта и скважины в процессе ее вывода на режим с учетом выноса жидкости глушения и изменения коэффициента продуктивности пласта, с последующим моделированием температурного режима электродвигателя при оборудовании скважины устройством для охлаждения двигателя с отклонителем потока.

### **Задачи диссертационной работы**

1 Анализ влияния осложняющих факторов на работу установок электроприводного центробежного насоса при выводе скважины на режим. Исследование температурного режима насосной установки при откачке жидкостей с переменными характеристиками в условиях нестационарного режима работы скважины.

2 Разработка цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, включающего усовершенствованную комплексную математическую модель работы установки электроприводного центробежного насоса для нестационарного режима работы в системе «пласт – скважина – УЭЦН».

3 Разработка устройства стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оборудованной электроцентробежным насосом, при выводе на стационарный режим работы.

4 Разработка устройства с отклонителем потока жидкости для ограничения роста температуры погружного электродвигателя путем принудительного его омывания во время вывода скважины на режим.

5 Совершенствование технологического процесса ввода в эксплуатацию электроцентробежных насосных систем путем разработки рекомендаций,

основанных на исследовании влияния изменения продуктивности пласта и свойств откачиваемой жидкости на параметры работы УЭЦН.

### **Научная новизна**

1 Разработана и исследована математическая модель работы установок электроприводного центробежного насоса в скважине, описывающая нестационарное течение пластового флюида в элементах системы, учитывающая вынос жидкости глушения и изменение коэффициента продуктивности.

2 Предложено устройство для охлаждения двигателя с отклонителем потока, позволяющим в период выноса жидкости глушения обеспечить омывание и охлаждение ПЭД. Моделированием температурного режима погружного электродвигателя во время ВНР установлено, что при использовании данного устройства температура двигателя может быть снижена в среднем на 10-15°С, а в период пикового нагрева во время выноса жидкости глушения – на 20-22°С.

3 Предложена система стабилизации динамического уровня жидкости при вводе в эксплуатацию УЭЦН. Аналитически установлено, что за счет стабилизации динамического уровня разработанным устройством его контроля исключается риск срыва подачи ЭЦН и обеспечивается рост дебита.

4 Предложен новый алгоритм обеспечения автоматизированного ввода в эксплуатацию УЭЦН с помощью изменения ее режима работы за счет варьирования частоты тока. Данный алгоритм позволяет снизить количество внеплановых остановок УЭЦН из-за срывов подачи и перегрева ПЭД вследствие снижения продуктивности пласта и замещения жидкости глушения пластовым флюидом более чем в 2 раза.

### **Теоретическая и практическая значимость**

Теоретическая значимость заключается в установлении закономерностей течения многофазного флюида в системе «пласт – скважина – УЭЦН» при нестационарном режиме работы пласта и скважины с учетом выноса жидкости глушения, изменения коэффициента продуктивности пласта. Исследованы закономерности формирования температуры погружного электродвигателя при нестационарном режиме работы пласта и скважины в процессе ее вывода на



режим, а также исследован температурный режим электродвигателя при оборудовании скважины устройством для охлаждения двигателя с отклонителем потока.

Практическая значимость заключается в следующем:

1 Разработана система стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, и на ее основе предложен новый метод снижения рисков срыва подачи электроприводного центробежного насоса при выводе на режим.

2 Разработана конструкция устройства для охлаждения погружного электродвигателя с отклонителем потока жидкости при нестационарном режиме работы пласта и скважины в процессе вывода на режим.

3 Разработаны и внедрены в учебный процесс лабораторный стенд и методическое пособие для исследования работы УЭЦН с устройством для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине.

4 Разработана система поддержки принятия решений для обеспечения автоматизированного ввода в эксплуатацию УЭЦН.

### **Методология и методы исследований**

При выполнении диссертационного исследования применялись известные положения механики жидкости и газа, теории математического и компьютерного моделирования, а также методы машинного обучения.

### **Положения, выносимые на защиту**

1 Разработанная математическая модель системы «пласт-скважина-УЭЦН» для нестационарного режима работы скважины, реализованная в форме цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН. Данная модель описывает нестационарное течение пластового флюида в элементах системы, и учитывает вынос жидкости глушения, изменение параметров работы УЭЦН и коэффициента продуктивности.

2 Конструкция устройства с отклонителем потока для обеспечения охлаждения ПЭД. Применение данного устройства обеспечивает снижение температуры двигателя в среднем на 10-15 °С, а в период пикового нагрева во

время выноса жидкости глушения – на 20-22°C, что подтверждается математическим моделированием температурного режима погружного электродвигателя.

### **Степень достоверности и апробация результатов**

Достоверность полученных результатов подтверждается корректностью разработанной математической модели, её адекватностью, использованием известных положений инженерных наук, сходимостью результатов численного моделирования с промышленными данными.

Результаты и основные положения диссертационной работы доложены и обсуждались на международной научной конференции «Наука и образование в современной России» (2010 г.), международной конференции «Современные технологии в нефтегазовом деле» (2021 г.), всероссийской научно-технической конференции «Современная наука: актуальные проблемы, достижения и инновации» (2021 г.), международной научной конференции "Наука. Исследования. Практика" (2021 г.), международной конференции «Булатовские чтения» (2022 г.), всероссийской (национальной) научной конференции «Фундаментальные и прикладные исследования. Актуальные проблемы и достижения» (2022 г.)

### **Публикации**

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 20 научных трудах, в том числе в 3 статьях в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК при Министерстве науки и высшего образования Российской Федерации, в трех статьях в журналах, индексируемых в Scopus и Web of Science, в одном патенте РФ, в трех свидетельствах о регистрации программ для ЭВМ и в одном учебно-методическом пособии.

### **Структура и объем работы**

Диссертационная работа состоит из введения, четырех глав, основных выводов, списка литературы, включающего 181 наименований. Работа изложена на 174 страницах машинописного текста, содержит 89 рисунков, 4 таблицы и 4 приложения.

## **ГЛАВА 1 АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ВЫВОДА УЭЦН НА СТАЦИОНАРНЫЙ РЕЖИМ РАБОТЫ**

### **1.1 Анализ особенностей работы УЭЦН при выводе скважин на стационарный режим работы**

#### **1.1.1 Понятие и задачи вывода скважин с УЭЦН на стационарный режим работы**

Вывод скважины с УЭЦН на стационарный режим работы можно охарактеризовать как процесс, включающий в себя запуск насоса в работу и регулирование его работы для установления стабильных параметров забойного давления и дебита скважины. При этом основная задача вывода скважины с УЭЦН на стационарный режим работы состоит в отборе жидкости глушения из скважины и вызове притока из пласта, не допуская при этом перегрева ПЭД и кабельной линии. Также должно обеспечиваться отключение УЭЦН при снижении динамического уровня жидкости ниже допустимого.

Особенностью процесса является то, что диапазон рабочих характеристик УЭЦН в ряде случаев не позволяет обеспечить безостановочную работу насосной установки, поскольку технические характеристики насосной установки подбираются под установившийся режим работы, а диапазон регулирования параметров эксплуатации ограничен этими характеристиками. Помимо этого, по мере отбора жидкости глушения и увеличения притока жидкости в скважину, необходимо осуществлять постоянный контроль и регулирование параметров эксплуатации УЭЦН. Дополнительно, данный процесс может сопровождаться осложнениями, например, выносом механических примесей, а также ростом температуры ПЭД во время откачки жидкости глушения. Все это приводит к снижению надежности насосной установки, поэтому основными задачами вывода скважин на стационарный режим являются обеспечение работоспособности УЭЦН и сохранение ресурса установки для последующей ее эксплуатации. При

этом эффективность зависит от минимизации простоев оборудования во время плановых и внеплановых остановок и от исключения затрат, связанных с ремонтами [10].

### 1.1.2 Классификация и типовой порядок вывода скважин на режим установками электроцентробежных насосов

На основе 300 карт вывода скважин с УЭЦН на режим на месторождениях Волго-Уральского региона и Западной Сибири был проведен анализ, в результате которого была разработана классификация ВНР (Рисунок 1.1).

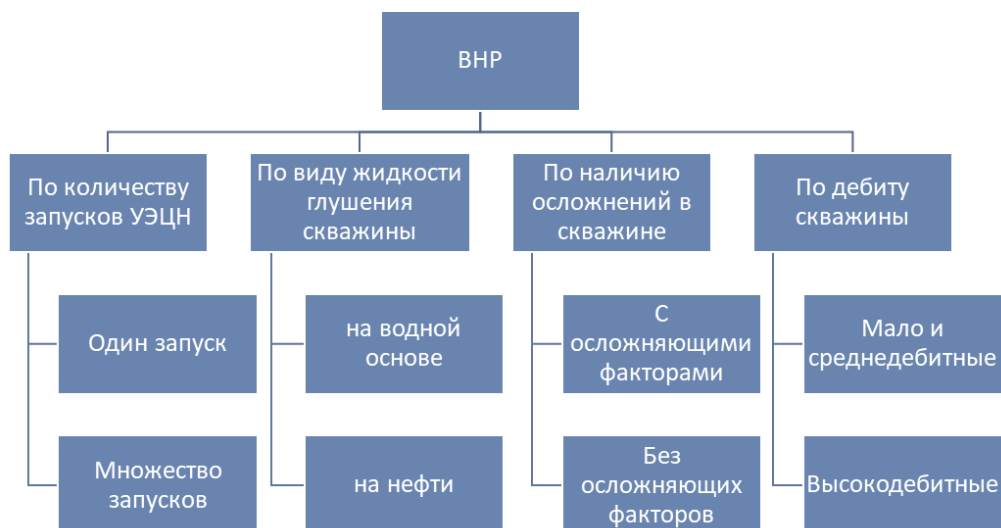


Рисунок 1.1 – Классификация ВНР

По результатам анализа сформирована типовая последовательность операций при ВНР, представленная на Рисунке 1.2. Данная последовательность включает в себя три этапа: подготовительный, основной и заключительный.



НЭО – наземное электрооборудование; ГНО – глубинно насосное оборудование; ТКРС – текущий и капитальный ремонт скважины; НКТ– насосно-компрессорные трубы; СУ – станция управления; ТМПН – трансформатор маслonaполненный для погружных насосов; ФА – фонтанная арматура; АГЗУ – автоматическая групповая замерная установка

Рисунок 1.2 – Существующая схема вывода скважины с УЭЦН на режим

Подготовительные мероприятия включают в себя подготовку наземного электрооборудования и различного рода проверки (сопротивления изоляции, герметичности насосно-компрессорных труб, устьевой арматуры).

При наличии СУ с частотным преобразователем формируется расчет программы вывода на режим (расчет пусковой частоты работы УЭЦН в зависимости от величины статического уровня жидкости в скважине и ее плотности, расчет параметров набора частоты, учитывающий ограничения, связанные с выносом механических примесей, и расчет максимальной рабочей частоты).

По завершению всех подготовительных работ выполняется ручной запуск УЭЦН. После запуска обычно определяется правильность направления вращения ПЭД, если значение рабочего тока не превышено над номинальным в течение длительного времени, а также проводится проверка установленной величины напряжения ТМПН и уставок СУ.

После обеспечения работоспособности системы заполняется эксплуатационный паспорт.

Основной этап ВНР включает в себя выполнение замеров, контроль режимных параметров и корректировку уставок УЭЦН в соответствии с изменениями этих параметров. При этом после каждого замера выполняется заполнение карты ВНР. Данный этап начинается с откачки жидкости глушения, характеристики которой отличаются от характеристик пластовой жидкости. При снижении уровня столба жидкости в скважине происходит постепенное замещение жидкости глушения пластовой жидкостью. С уменьшением плотности жидкости изменяются расходно-напорные параметры УЭЦН, что влияет на скорость изменения динамического уровня жидкости в стволе скважины. Несвоевременный контроль динамического уровня может привести к его снижению до уровня приема насоса, что приведет к остановке УЭЦН или перегреву ЭЦН с последующим отказом. Если приток из пласта меньше, чем подача насоса, принимаются меры по ограничению производительности (уменьшение частоты или перевод в периодический режим эксплуатации) [21,66].

Помимо уровня жидкости контролируется температура ПЭД. В случае приближения температуры ПЭД к критическим значениям необходима его остановка на охлаждение для исключения риска отказа УЭЦН.

При вводе в эксплуатацию УЭЦН также возможно влияние осложняющих факторов, например, подхватывание газа или механических примесей. Высокое содержание газа приводит к изменению режима трения опор рабочих колес насоса, что может привести к дополнительному увеличению температуры, способствуя солеотложению на рабочих органах. Наличие высокого содержания механических примесей может привести к заклиниванию вала УЭЦН. Поэтому, на данном этапе также необходим контроль технологического персонала за показателями работы УЭЦН для предупреждения срабатывания защит в станции управления, связанной с автоматическим прекращением работы насосной установки [53].

На заключительном этапе, после проведения контрольных замеров, станция управления настраивается на параметры установившегося режима работы скважины с УЭЦН и завершается оформление эксплуатационного паспорта и карты ВНР. Согласно регламентным документам, скважина с УЭЦН считается вышедшей на стационарный режим работы, при условии стабилизации динамического уровня и дебита жидкости. Также отобранный объем жидкости из скважины должен быть равен 2-ум объемам ее обсадной колонны, но не менее 2-х объемов жидкости глушения, использованной при ремонте. В свою очередь должно соблюдаться условие одинаковости линейного и затрубного давлений ( $P_{лин} = P_{зат}$ ) [46].

Таким образом, вывод на режим скважин с УЭЦН является нестационарным процессом, характеризующимся изменением притока из пласта, изменением свойств и состава откачиваемой жидкости, что влияет на параметры работы УЭЦН и требует постоянного контроля за его работой.

### 1.1.3 Основной этап вывода скважин с УЭЦН на стационарный режим работы

Наиболее ответственным этапом процесса ВНР является контроль за эксплуатацией УЭЦН. Для представления последовательности операций, действий и информационных потоков, а также для анализа текущего состояния было проведено моделирование данного этапа процесса в нотации BPMN (Business Process Model and Notation) с декомпозицией на подпроцессы и детальным анализом на уровне функций и действий (Рисунок 1.3).

Постоянное изменение параметров работы УЭЦН при вводе в эксплуатацию требует строгого контроля, поскольку, например, снижение динамического уровня ниже критического может привести к остановке насоса с риском выхода его из строя, а отсутствие контроля нагрева электродвигателя может привести к его перегреву и отказу.

Замер контрольных параметров и заполнение карточки ВНР включает в себя значительное количество рутинных операций (выполняемых вручную), выполнение которых, как правило, требует постоянного присутствия специалиста цеха добычи нефти и газа или сотрудника сервисной организации, участвующих в процессе ввода в эксплуатацию УЭЦН. При этом отсутствие автоматического онлайн контроля и мониторинга данных параметров может приводить к ошибкам персонала, связанным с человеческим фактором, как при выполнении замеров, так и при заполнении данных, тем самым снижая качество исходной информации для проведения анализа, и выработке дополнительных оптимизационных мероприятий.

Анализ изменений контрольных параметров, таких как частота тока УЭЦН, дебит жидкости и нефти, обводнённость, динамический уровень и пробы количества взвешенных частиц (КВЧ), подразумевает использование большого количества ПО («АДКУ», «Регион», «МРМ», «Мехфонд» и др.) для проведения текущих и прогнозных расчетов, что в свою очередь занимает значительное количество времени и не всегда исключает ошибки, связанные с человеческим



фактором. Большое количество времени также теряется при передаче информации и согласовании мероприятий между участниками процесса, что в целом увеличивает длительность процесса ввода в эксплуатацию УЭЦН.

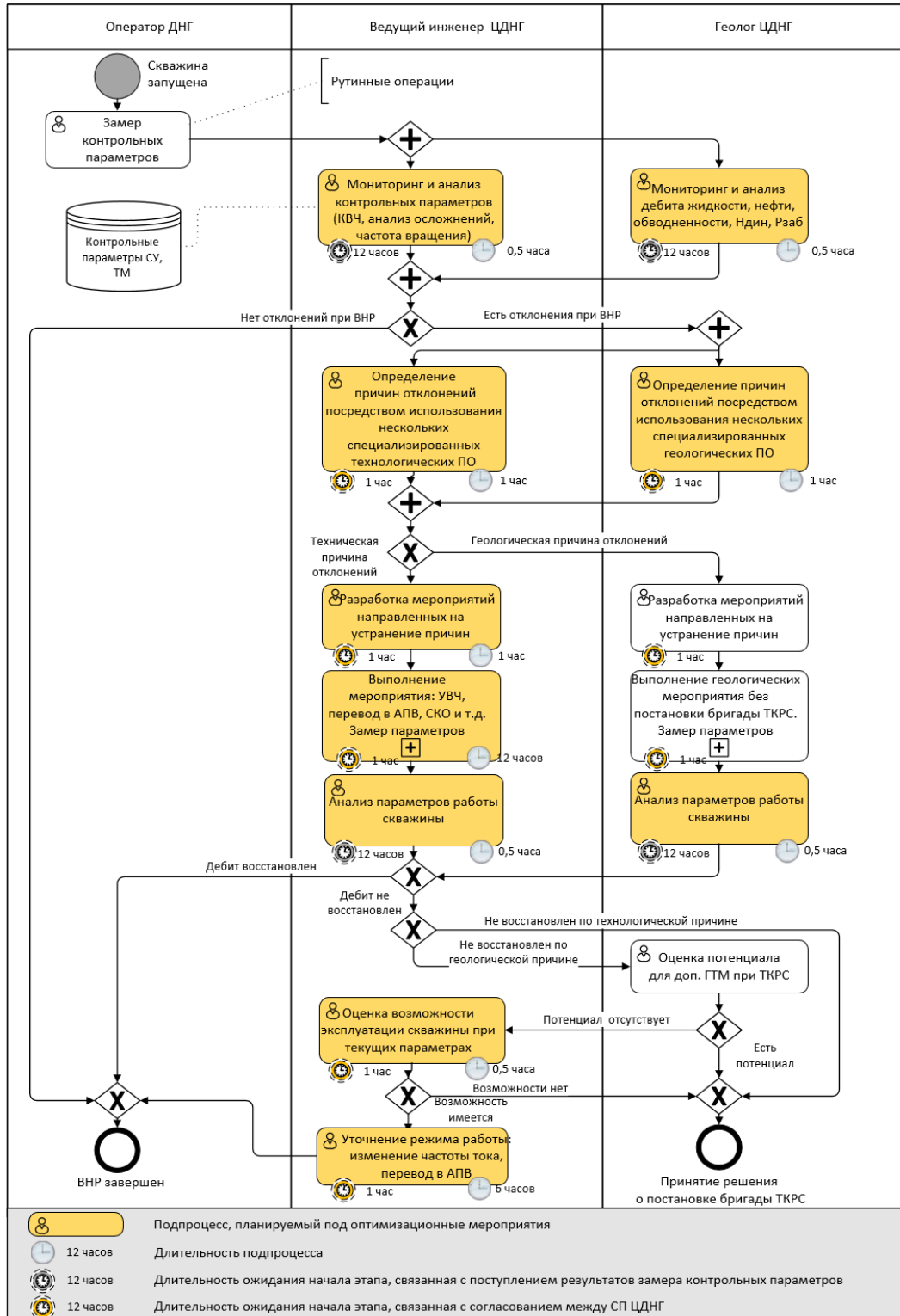


Рисунок 1.3 – Текущая модель основного этапа процесса ВНР

Таким образом, для предупреждения ошибок и снижения загрузки участников процесса необходимо внедрение комплекса программных инструментальных средств, позволяющих осуществлять мониторинг и анализ текущих параметров, разрабатывать дополнительные мероприятия, направленные на устранение причин отклонения текущих параметров от плановых значений, а также производить расчёт прогнозных значений и анализ рисков при ВНР. Также необходимо внедрение технических устройств, обеспечивающих безостановочный режим работы оборудования и минимизирующих необходимость постоянного контроля.

## **1.2 Анализ причин остановок и отказов УЭЦН при выводе скважин на режим**

### **1.2.1 Анализ причин остановок УЭЦН при выводе скважин на режим**

Для определения основных причин остановок УЭЦН при ВНР выполнена статистическая обработка 300 карт ВНР по 270 скважинам за 2019 г. месторождений Волго-Уральского региона и Западной Сибири. Согласно статистике, всего было зафиксировано в явном виде 105 остановок по причине срабатывания защит СУ УЭЦН за 2019 год, при этом доля неуспешных ВНР скважин с УЭЦН составило около 10% от числа всех ВНР.

На Рисунках 1.4, 1.5 и 1.6 показаны средняя длительность ВНР скважин с УЭЦН, среднее время простоя УЭЦН после остановки и процентное соотношение остановок, обусловленных срабатыванием защит по технологическим причинам.

По Рисунку 1.4 видно, что средняя длительность ВНР скважин с УЭЦН составляет 6 суток без осложнений и ремонтов, а при возникновении осложнений, требующих проведение дополнительных ремонтных работ, средняя длительность возрастает в среднем в три раза, до 17 суток.

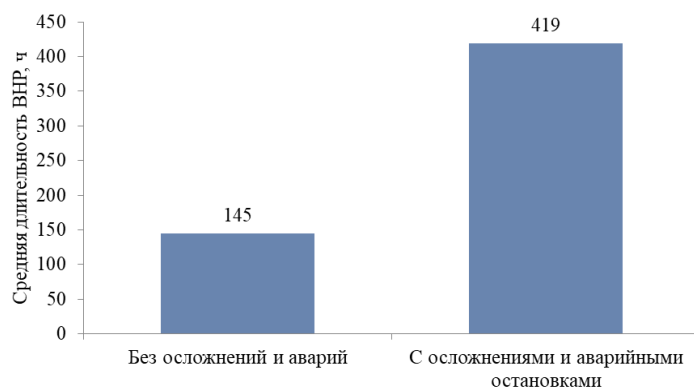


Рисунок 1.4 – Средняя длительность ВНР

Согласно статистике, наиболее часто срабатывали защиты по давлению на приеме УЭЦН ( $P_{пр}$ ), по температуре двигателя ( $T_{дв}$ ), по защите от срыва подачи (ЗСП) и превышения загрузки двигателя (ЗП) (Рисунок 1.5).

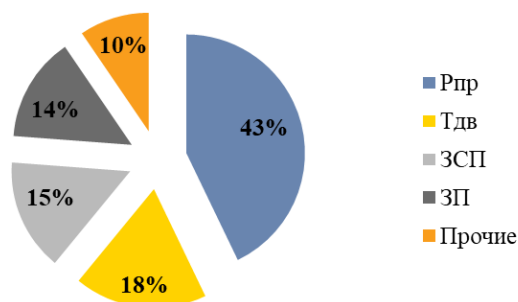


Рисунок 1.5 – Причины остановок УЭЦН при ВНР

При этом наибольшая длительность простоя наблюдалась при остановках по срабатыванию защит ЗП – около 8,5 ч. Длительность прочих причин составила в среднем около 1,6 часа на одну остановку. При наличии в жидкости механических примесей, а также при осложнениях, связанных с отложением солей, такие остановки могут приводить к заклиниванию УЭЦН, что требует проведения дополнительных мероприятий по восстановлению работоспособности УЭЦН (например, промывка насоса) либо подъему насосного оборудования [91].

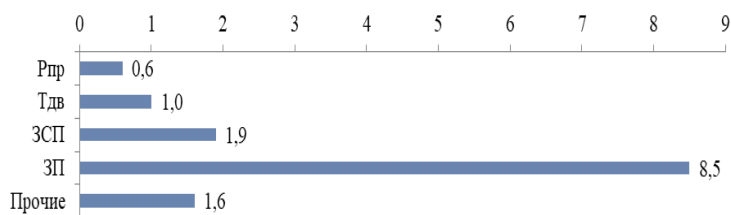


Рисунок 1.6 – Среднее время простоя УЭЦН при ВНР, час

На Рисунке 1.7 показано распределение остановок без срабатывания защиты СУ. Часть из этих остановок произошла по причине отказа оборудования или отключения электроэнергии, а часть – при ручной остановке насоса для проведения исследования, определения причины отклонений в работе УЭЦН.

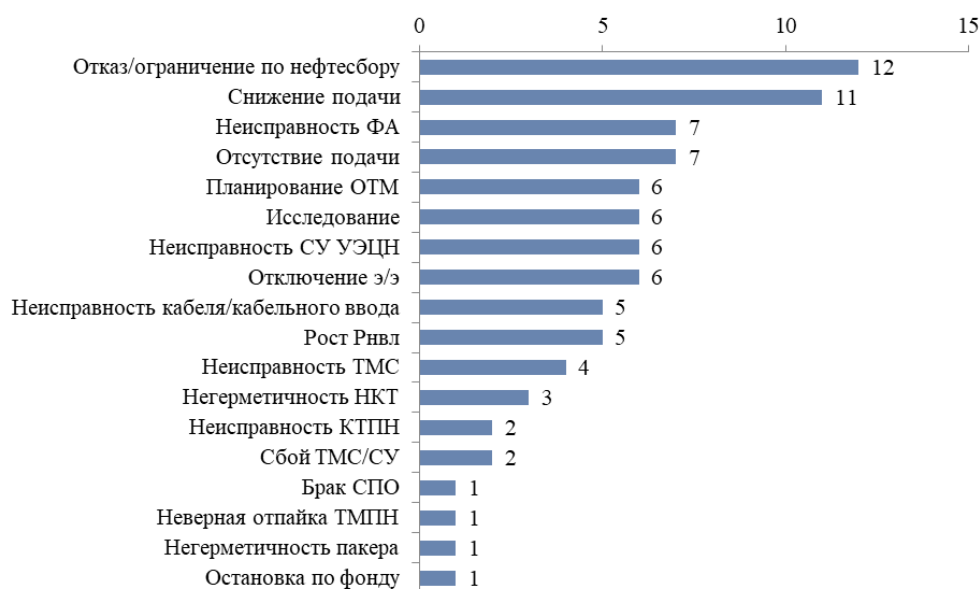
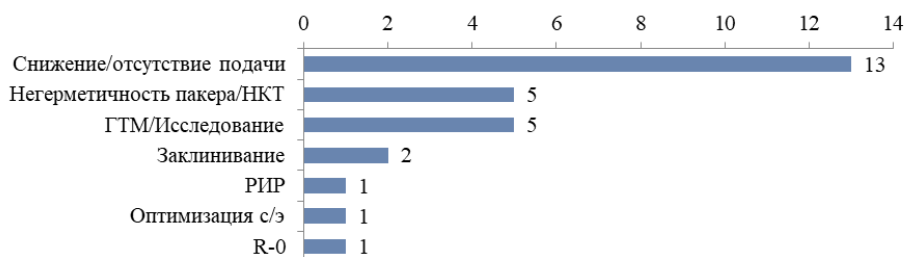


Рисунок 1.7 – Остановки УЭЦН без срабатывания защиты, шт.

Наибольшее число остановок связано со снижением и отсутствием подачи, проблемами в нефтесборной линии, неисправностью наземного оборудования.

На Рисунке 1.8 приведена статистика по причинам аварийного завершения ВНР.



ГТМ – геолого-техническое мероприятие, РИР – ремонтно-изоляционные работы, с/э – способ эксплуатации

Рисунок 1.8 – Причины аварийного завершения ВНР, шт.

Основной причиной аварийной остановки УЭЦН при ВНР является снижение или отсутствие подачи. Это может быть вызвано либо отказом оборудования из-за повышения температурного режима двигателя в начальный период ВНР (в первые 6 часов) или из-за падения динамического уровня до приема УЭЦН, либо воздействием осложняющих факторов, повлиявших на деградацию расходно-напорной характеристики УЭЦН (отложение солей, формирование высоковязких эмульсий, влияние газа).

Исходя из этого, разработка мероприятий, направленных на уменьшение риска возникновения осложнений, аварийных ситуаций и, в целом, сокращения длительности ВНР скважин с УЭЦН, является актуальной задачей. Для снижения количества остановок УЭЦН необходима разработка и совершенствование технических устройств, обеспечивающих безостановочный режим работы оборудования, а также внедрение информационной системы для контроля и управления режимом работы насосного оборудования.

### 1.2.2 Анализ причин отказов УЭЦН при вводе в эксплуатацию

Как было показано ранее, наиболее частой причиной отказов УЭЦН при ВНР является перегрев ПЭД, связанный с недостаточным притоком из пласта в начальный момент времени (при запуске насоса в эксплуатацию после ремонта скважины). Усугубляют процесс охлаждения большие диаметры

эксплуатационной колонны (ЭК), при которых скорость обтекания электродвигателя потоком откачиваемой жидкости может быть недостаточна. Кроме того, на ряде месторождений температура пласта может быть выше 100°C, что уменьшает охлаждающую способность откачиваемой жидкости (в настоящее время серийно выпускаются УЭЦН с температурным исполнением до 120-150°C). В таких случаях (при невозможности обеспечить охлаждение потоком откачиваемой жидкости) насос периодически останавливают на охлаждение [68]. При установке УЭЦН ниже интервала перфорации поток жидкости направляется во входной модуль, минуя электродвигатель, с использованием специальных устройств, перенаправляющие поток жидкости для обтекания корпуса ПЭД. Дополнительным фактором, влияющим на температурный режим УЭЦН, является жидкость глушения. При повышенной плотности перекачиваемой смеси УЭЦН будет работать с повышенной нагрузкой в первое время после запуска, что повышает риск остановки или отказа насоса.

Перегрев двигателя также может усугубляться наличием осложняющих факторов. Статистика причин отказов УЭЦН, связанных с осложняющими факторами при ВНР, приведена на Рисунке 1.9 (статистика получена на основе обработки 300 карт ВНР).

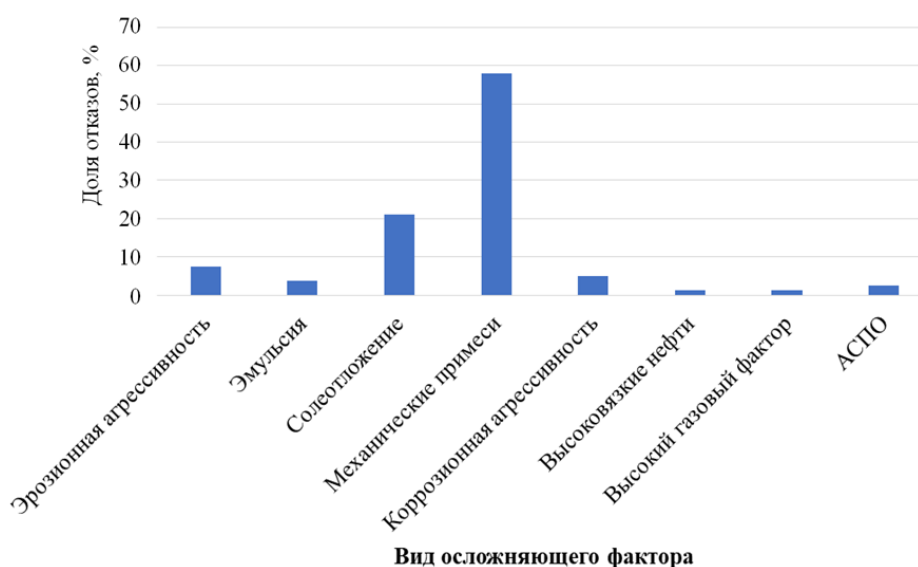


Рисунок 1.9 – Статистика отказов УЭЦН из-за осложняющих факторов при ВНР

Наибольшую долю отказов УЭЦН из-за осложняющих факторов во время ВНР составляют солеотложения (Рисунки 1.10, 1.11) и механические примеси (Рисунок 1.12).



Рисунок 1.10 – Отложение солей и механических примесей на рабочем колесе УЭЦН

На Рисунке 1.11 показано, что отложения солей могут привести к засорению проходных каналов рабочих органов насосной установки.

При наличии отложений солей происходит снижение коэффициента полезности действия (КПД) насоса и деградация расходно-напорных характеристик (РНХ), а также увеличение уровня вибрации. Кроме того, рост температуры погружного электродвигателя приводит к интенсивному отложению солей на самом электродвигателе, что снижает коэффициент теплоотдачи и приводит к дальнейшему росту температуры [82-84].



Рисунок 1.11 – Отложения солей и засорение ими проходных каналов

Механические примеси по времени выноса можно разбить на две категории: материалы, применяемые при гидроразрыве пласта (ГРП), продукты коррозии оборудования и продукты разрушения горных пород (от 500 мг/л). В первом случае вынос механических примесей продолжается около двух недель с массовым содержанием от 1000 мг/л и выше. Во втором, вынос примесей постепенно уменьшается и зависит от времени.

Следствием выноса мехпримесей после ГРП массой 1,5-2,0 т., который происходит за счет повышения депрессии и плохого цементирования эксплуатационной колонны, является изнашивание рабочих органов УЭЦН и заклинивание вала насоса (Рисунок 1.12).

При разрушении скелета пласта выносятся продукты разрушения горных пород, размеры частиц которых варьируются в пределах 0,1 см и больше. При этом, вынос по времени продолжительный и характеризуется всплесками при запуске УЭЦН [110].



Рисунок 1.12 – Пропант

При ВНР интенсивный пиковый вынос механических примесей в основном наблюдается в первые 4 часа эксплуатации после запуска. Только по истечению 4 суток работы насоса вынос кварца прекращается, что является оптимальным временем для завершения плавного уменьшения депрессии [110].

За время работы УЭЦН при ВНР наличие механических примесей обычно не приводит к катастрофическому износу рабочих органов, однако за счет интенсивности выноса (высокой концентрации), а также их крупного размера



(например, пропант после ГРП) возможно засорение клина вала насосной установки. Дальнейшие мероприятия по расклиниванию в ряде случаев приводят к слому вала (Рисунок 1.13).



Рисунок 1.13 – Слом вала секции УЭЦН

В ряде случаев наличие механических примесей приводит к существенному снижению ресурса УЭЦН из-за износа различных элементов. В работе [110] показано, что для высокопроизводительных УЭЦН (более 500 т/сут) при высоких значениях КВЧ (более 500 мг/л) за несколько суток через насос проходит несколько тонн песка, что приводит к снижению наработки насосных установок.

Каждая остановка при ВНР скважины с УЭЦН на стационарный режим работы при интенсивном выносе механических примесей или при интенсивном солеобразовании увеличивает риск невозможности последующего запуска УЭЦН в связи с заклиниванием вала. Кроме того, интенсивный вынос механических примесей может привести к пересыпанию забоя, что приводит к уменьшению притока жидкости и, соответственно, охлаждению двигателя. Поэтому необходимы технические устройства для охлаждения ПЭД и контролирующая информационная система, позволяющая оперативно менять режим работы УЭЦН для избежания ситуаций, приводящих к срабатыванию защит СУ [15].

При отсутствии постоянного контроля за работой оборудования или ошибках технологического персонала возникают условия для аварийных ситуаций. Например, перегрев погружного электродвигателя или гидрозащиты (Рисунок 1.14).

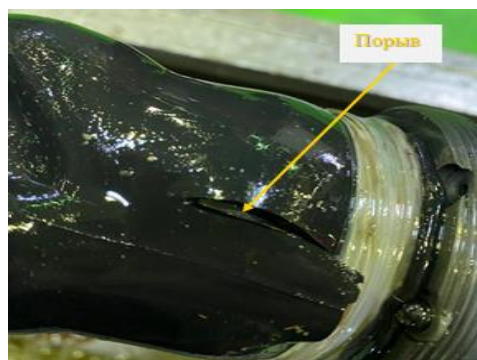


Рисунок 1.14 – Перегрев и порыв гидрозащиты

При длительной работе УЭЦН как во время ВНР, так и при эксплуатации скважины в условии низкого погружения под уровень в откачиваемой жидкости увеличивается доля газа на приеме насоса, что ухудшает охлаждающую способность откачиваемой жидкости и ухудшает смазывающие свойства откачиваемой жидкости. Это может привести к интенсификации износа опорных шайб даже при отсутствии механических примесей (Рисунок 1.15).



а)



б)

Рисунок 1.15 – Износ и разрушение текстолитовой опорной шайбы (а) и износ осевых сопряжений рабочего колеса после износа опорной шайбы (б)

### **1.3 Методы снижения осложнений при выводе скважин с УЭЦН на режим**

#### **1.3.1 Способы защиты оборудования от осложняющих факторов**

Процессу вывода скважин с УЭЦН на режим свойственны те же самые осложняющие факторы, что и при установившейся работе. Отличием является то, что ВНР длится всего несколько суток при значительном изменении параметров эксплуатации (разгон и увеличение температуры двигателя, изменение свойств откачиваемой жидкости, изменение коэффициента продуктивности и др.). Например, пиковый вынос механических примесей наблюдается при запуске и резком увеличении депрессии на пласт, однако при установившемся процессе вынос механических примесей стабилизируется. При этом методы защиты от осложняющих факторов используются в основном те же самые, что и во время нормальной эксплуатации.

Для предотвращения и борьбы с отложениями неорганических солей в нефтепромысловом оборудовании применяют следующие методы:

- механические способы удаления твердых осадков;
- химические способы удаления твердых осадков;
- обработка электрическим и магнитным полем;
- акустическое воздействие;
- использование защитных покрытий;
- использование солезакщитных материалов;
- химические методы предотвращения солеотложения.

Методы защиты от засорения механическими примесями делятся на две большие группы: работа с механическими примесями и борьба с ними. К первой группе относятся обеспечение условий выноса механических примесей (уменьшение отборов, снижение обводненности и т.д.), применение износостойкого и низкоадгезионного оборудования. Ко второй группе относятся:

- химические методы;

- механические методы (применение забойных фильтров, а также фильтров, устанавливаемых на пакере перед и в составе УЭЦН);
- физико-химические методы (коксование).

При ВНР снижению вредного влияния осложняющих факторов во многом способствуют строгий контроль за эксплуатацией глубинно-насосного оборудования, своевременная адаптация режима работы нефтедобывающей скважины к изменяющимся условиям добычи. Можно выделить следующие способы регулирования работы УЭЦН, которые направлены на защиту от осложняющих факторов без применения дополнительного оборудования и химических реагентов:

- ограничение по скорости набора частоты в зависимости от количества взвешенных частиц в продукции скважины, давления на приеме насоса и стабильности токовой нагрузки на погружной электродвигатель (снижение риска засорения механическими примесями);
- принудительные остановки погружного электродвигателя на охлаждение при длительной работе в условиях недостаточного притока (снижение риска перегрева ПЭД);
- контроль динамического уровня и давления на приеме насоса (снижение риска срыва подачи насоса из-за попадания газа в УЭЦН);
- перевод в режим периодической эксплуатации (снижение риска перегрева ПЭД и срыва подачи из-за попадания газа в насос).

Существующие способы регулирования работы УЭЦН, которые направлены на защиту от осложнений, связанные с трудоемкими расчетами, при которых необходимо оперировать множеством данных из различных информационных систем. Например, для ограничения скорости набора частоты требуется информация о результатах отбора проб на КВЧ, текущее давление на приеме насоса (или динамический уровень жидкости в скважине), токограмма работы погружного электродвигателя. Поэтому возникают сложности перед инженером при принятии решений. Для исключения ошибок действий

инженерного персонала необходима система поддержки принятия решений, которая позволила бы давать рекомендации по изменению режима работы УЭЦН, основываясь на всей имеющейся информации о скважине и технологических параметрах.

### 1.3.2 Регулирование режима работы УЭЦН при выводе скважины на режим

С целью предупреждения воздействия негативных факторов используются различные интеллектуальные системы. Например, ряд производителей выпускает интеллектуальные станции управления, алгоритмы работы которых основаны на регулировании выходной частоты тока УЭЦН. При этом автоматическое изменение частоты тока происходит в результате изменения таких параметров, как давление на приеме насоса и температура двигателя. Кроме того, алгоритмы содержат в себе программу вывода на режим: пусковая частота тока, параметры разгона до начальной частоты тока, поэтапное повышение частоты тока до ВНР[40].

В интеллектуальных СУ «Триол» функция ВНР используется только при наличии исправно работающей телеметрической системы, которая базируется на изменении выходной частоты для обеспечения плавной откачки жидкости глушения из скважины [2]. По мере снижения давления на приеме насоса приток жидкости из пласта увеличивается, станция управления поднимает выходную частоту, при этом одновременно работает режим "ухода от перегрева ПЭД". В процессе эксплуатации насоса происходит нагрев ПЭД и при достижении температуры, близкой к 5% от критического порога (до срабатывания аварийной защиты по температуре) включается режим «ухода от перегрева ПЭД» путем уменьшения выходной частоты. По кривым изменения параметров можно отметить, что после двойной активации алгоритма "уход от перегрева ПЭД" следует освоение скважины со стабилизацией давления и температуры на приеме, что подтверждается достаточностью притока из пласта для охлаждения ПЭД (Рисунок 1.16). Автоматический переход в режим автоадаптации происходит только после стабилизации параметров [40].

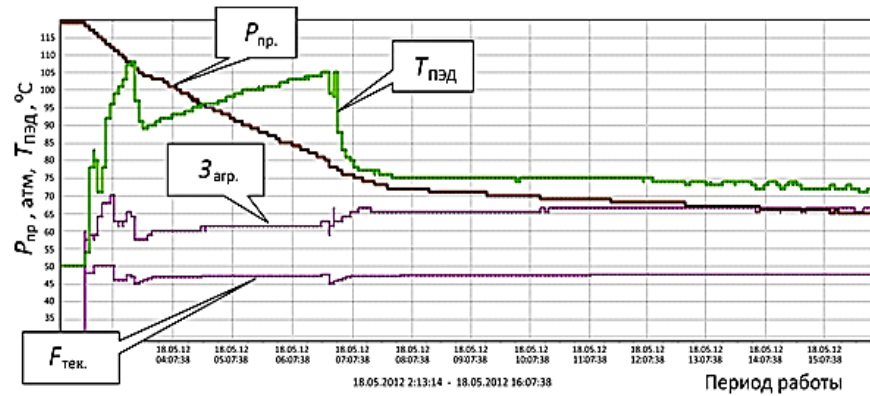


Рисунок 1.16 – Пример вывода скважины на режим при помощи СУ ИС "Триол"

Алгоритмы для интеллектуальных СУ, позволяющие сопровождать ввод УЭЦН в эксплуатацию, имеют ряд ограничений.

Наибольшая доля эксплуатируемых УЭЦН имеет ограниченный диапазон рабочей области расходно-напорной характеристики (это главная причина высокой доли скважин, эксплуатируемых в периодическом режиме). УЭЦН с широкой рабочей областью дорогостоящие, поэтому одним из вариантов увеличения возможности регулирования работы УЭЦН является разработка техники для стабилизации динамического уровня жидкости при ВНР.

Для успешного ввода в эксплуатацию УЭЦН технологический персонал анализирует широкий перечень данных, который не ограничивается данными, получаемыми с датчиков (датчиков температуры и давления). Необходимо также выполнять анализ отбора проб, иметь информацию по возможному выносу механических примесей (если был проведен гидроразрыв пласта, например), учитывать плотность жидкости глушения и т.д. Не учитывая эту информацию, ввод УЭЦН в эксплуатацию может происходить с осложнениями и аварийными остановками по таким причинам, как:

- излишне высокий темп отбора может привести к интенсивному выносу механических примесей вплоть до засорения насоса, остановки и последующего заклинивания;

- невозможность учета переменного коэффициента продуктивности может привести к неадекватному расчету прогнозной частоты вращения вала УЭЦН;
- невозможность учета процессов замещения плотности жидкости глушения, изменения обводненности добываемой продукции приводят к некорректному расчету необходимой частоты вращения вала УЭЦН и параметров выставления уставок СУ.

Разработка системы, которая бы вносила эти данные в интеллектуальную СУ, не технологична и экономически нецелесообразна. Поэтому такие алгоритмы реализуются на «верхнем уровне» (уровень диспетчеризации и мониторинга «АСУ ТП») в виде программного обеспечения или Web приложения, представляя собой систему поддержки принятия решений, включающую в себя цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН, позволяющий рекомендовать корректировки параметров эксплуатации насоса [72].

### 1.3.3 Цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН как средство мониторинга текущей ситуации и прогноза оптимального режима

Цифровой двойник – это программный аналог физического устройства, основанный на математических моделях и позволяющий моделировать внутренние процессы, технические характеристики и поведение реального объекта в условиях внешних воздействий. Цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН – это программный аналог скважины со всем спущенным оборудованием, позволяющий моделировать процессы, возникающие в скважине при работе оборудования.

Существующие модели цифровых двойников механизированной скважины могут быть различных видов, каждый из которых имеет ряд недостатков [67]:

- 1 Цифровые двойники, представляющие собой программную реализацию системы математических уравнений, которая описывает течение многофазного потока в элементах скважины и насосного оборудования при заданных

управляющих параметрах. Такая модель хорошо интерпретируемая, поскольку описывает физические процессы в скважине, но требует специальной настройки для решения задач по адаптации к фактическим данным и прогнозированию.

2 Цифровые двойники, представляющие собой набор алгоритмов для обработки больших объемов промысловых данных, которые описывают технологический режим работы скважины с целью получения прогноза на новых параметрах. Такие модели, как правило, не стремятся описать сами физические процессы, а оперируют с откликами системы «пласт – скважина – УЭЦН» на внешние воздействия, поэтому не являются интерпретируемыми и работают по принципу «черного ящика». Их основной недостаток заключается в неверном прогнозе, при котором проанализировать причину такого результата практически никогда не получается.

Цифровые двойники процесса функционирования скважины с УЭЦН, в которых отсутствуют указанные недостатки, должны содержать в себе следующие элементы:

- математическую модель скважины с насосной установкой, включающая модели пласта, элементы скважины (насосно–компрессорные трубы, обсадная колонна, затрубное пространство) и насосную установку (насос, ПЭД, кабельная линия и т.д.);
- параметры настройки модели, такие как эффективный коэффициент продуктивности, коэффициент деградации напора и мощности УЭЦН и другие;
- алгоритмы адаптации на замерные значения, в том числе удаление выбросов, сглаживание и экстраполяция;
- алгоритмы прогноза режима работы скважины, в том числе определение возможности достижения целевых параметров после смены насосного оборудования, расчет оптимальной частоты УЭЦН.

В общем случае, алгоритм применения цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, следующий:



1 Цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН начинает функционировать еще до момента кнопочного запуска насоса в работу.с учетом характеристик глубинно–насосного оборудования и параметров скважины производится оценка пластового давления и рассчитывается стартовая частота вращения вала погружного электродвигателя, которая обеспечит подъем продукции скважины до устья без риска срыва подачи по напору. Импорт замерных параметров (дебит, давление на приеме, электрические параметры со станции управления и другие) начинается сразу после кнопочного пуска насоса. На основе реализованных математических моделей по известным замерным параметрам восстанавливается фактический режим работы скважины. При этом учитывается история изменения замерных параметров, поэтому параметры настройки модели экстраполируются на основе существующего тренда изменения фактического режима работы скважины.

2 После того как математическая модель полностью адаптирована на замерные параметры, проводится оптимизация таких параметров как, прогнозная частота тока, длительность периодов работы и остановки УЭЦН (в случае функционирования скважины в режиме периодической эксплуатации) и др., которая позволяет достичь потенциальных значений дебита и забойного давления [67].

#### **1.4 Постановка задач исследования**

Для обеспечения устойчивой работы установок электроприводных центробежных систем во время ВНР необходимо решить следующие задачи:

1 Анализ влияния осложняющих факторов на работу установок электроприводного центробежного насоса при выводе скважины на режим. Исследование температурного режима насосной установки при откачке жидкостей с переменными характеристиками в условиях нестационарного режима работы скважины.

2 Разработка цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, включающего усовершенствованную комплексную математическую модель работы установки электроприводного центробежного насоса для нестационарного режима работы в системе «пласт - скважина - УЭЦН».

3 Разработка устройства стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оборудованной электроцентробежным насосом, при ВНР.

4 Разработка устройства с отклонителем потока жидкости для ограничения роста температуры погружного электродвигателя путем принудительного его омывания во время вывода скважины на режим.

5 Совершенствование технологического процесса ввода в эксплуатацию электроцентробежных насосных систем путем разработки рекомендаций, основанных на исследовании влияния изменения продуктивности пласта и свойств откачиваемой жидкости на параметры работы УЭЦН.

Для решения этих задач разработана структурная схема исследования.

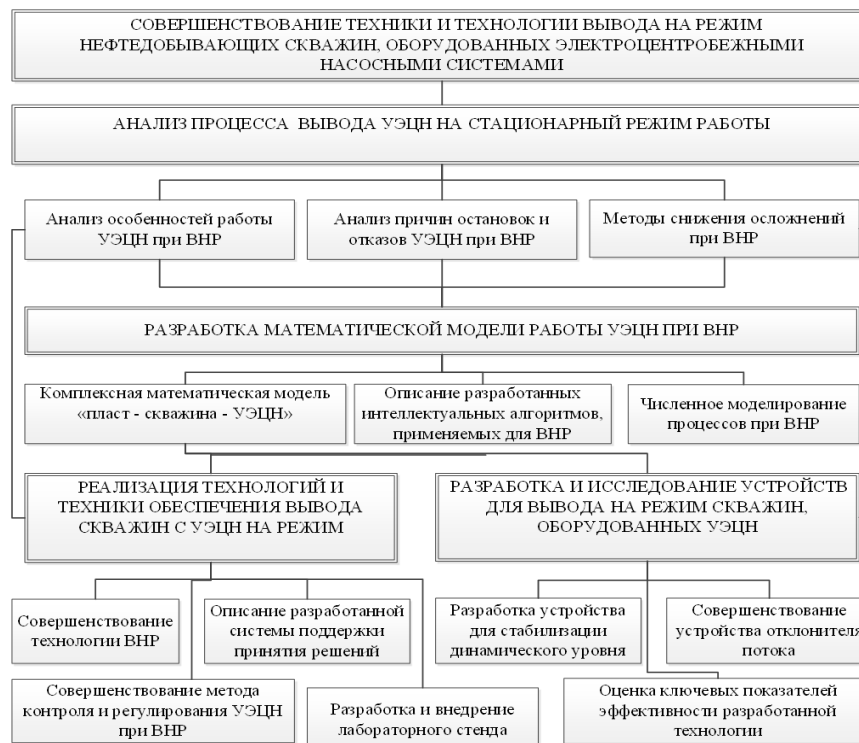


Рисунок 1.17 – Структурная схема исследования

## 1.5 Выводы к главе 1

1 Установлено, что 10% выводов скважин с УЭЦН на режим неуспешны, а из-за внеплановых остановок он может увеличиваться в 3 раза по времени по сравнению с безостановочным ВНР, что приводит не только к простоем оборудования, но и может привести к невозможности повторного запуска насосной установки из-за заклинивания. При этом основные причины неуспешности ВНР связаны со снижением или отсутствием подачи УЭЦН, вызванные отказом оборудования из-за повышения температурного режима двигателя в начальный период работы и падением динамического уровня до приема УЭЦН.

2 Исследование технологического процесса работы скважин с УЭЦН при ВНР показало необходимость совершенствования процесса в части сокращения временных и материальных затрат из-за остановок и отказов УЭЦН посредством внедрения комплекса программных инструментальных средств, позволяющих осуществлять мониторинг и анализ текущих параметров, разрабатывать дополнительные мероприятия, направленные на устранение причин отклонения текущих параметров от плановых значений, а также производить расчёт прогнозных значений и анализ рисков. Также необходимо внедрение технических устройств, обеспечивающих безостановочный режим работы оборудования и минимизирующих необходимость постоянного контроля.

3 При интенсивном росте температуры электродвигателя могут происходить отказы из-за перегрева электродвигателя, либо частые остановки на охлаждение. Наибольшее число отказов связаны с перегревом электродвигателя. Перегрев двигателя значительно усугубляется воздействием осложняющих факторов. Основные осложняющие факторы, приводящие к отказам следующие: высокое содержание механических примесей (более 50% всех отказов по осложняющим факторам), отложения солей (около 20% всех отказов по осложняющим факторам). Кроме того, множество скважин характеризуются низкими скоростями обтекания жидкостью электродвигателя (при малом притоке,

большом диаметре эксплуатационной колонны, заглублении ниже интервала перфорации, высокой температуре пласта).

4 На основе анализа работы алгоритмов интеллектуальных станций управления установлено, что для обеспечения контроля за работой УЭЦН и успешного вывода скважины на режим требуется создание системы поддержки принятия решений, позволяющей проводить анализ данных не только поступающих в станцию управления (токовые характеристики, данные с датчиков температуры и давления), но и промысловых данных (отбора проб, геологических данных), а также осуществлять прогнозирование процессов, происходящих в скважине, с помощью цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН и формировать рекомендации по изменению режима работы насосного оборудования.

5 В качестве инструмента автоматизации и контроля ВНР предложена концепция цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, состоящая из комплексной математической модели «пласт – скважина – УЭЦН», включающая модель пласта, элементы скважины (обсадная колонна, НКТ, затрубное пространство) и насосной установки (насос, ПЭД, кабельная линия и т.д.), параметров настройки модели (эффективный коэффициент продуктивности, коэффициент деградации напора и мощности насоса и другие), а также алгоритмов адаптации на замерные значения, в том числе удаление выбросов, и алгоритмов прогноза режима работы УЭЦН.

## ГЛАВА 2 РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ РАБОТЫ УЭЦН ПРИ ВЫВОДЕ СКВАЖИНЫ НА РЕЖИМ

### 2.1 Анализ существующих математических моделей

Как было показано в главе 1, в связи с особенностью протекающих процессов при ВНР, цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН должен включать в себя три обязательных элемента: пласт, скважину и насосное оборудование. При этом взаимодействие всех трех элементов должно осуществляться согласованно, хотя временной масштаб процессов в них значительно отличается. В пласте характерный временной масштаб изменений составляет сутки и месяцы, в скважине – минуты и часы, а в насосе – секунды.

Построение модели «пласт-скважина-УЭЦН» уже рассматривалось в нескольких работах применительно к выводу скважины на режим [21, 37, 50, 86, 88]. Однако, поскольку в каждом случае акцент делался на решении более узкой задачи (определение плотности жидкости глушения в затрубном пространстве скважины, прогноз перегрева ПЭД, определение пластового давления по изменению динамического уровня жидкости), то использовались упрощенные модели одного или нескольких ее элементов. Так, например, для описания пласта применялись закон Дарси (линейная зависимость дебита от депрессии на пласт), квазистационарное уравнение пьезопроводности (принимается, что дебит скважины постоянный). Для скважины - гидростатический закон изменения давления (не учитываются силы вязкого трения, наличие свободного газа и режим потока) и линейная функция изменения уровня от времени. Для насоса - постоянная во времени или кусочно-линейная зависимость расхода от перепада давлений. Для целей настоящей работы такие упрощения могут использоваться только в некоторых частных случаях, в целом же требуется разработка такой модели, которая бы учитывала все основные эффекты, возникающие при ВНР. Рассмотрим основные подходы к моделированию пласта, скважины и насосного

оборудования, сделав акцент на тех положениях, которые являются важными с точки зрения описания процесса ВНР [78].

Для моделирования нестационарной фильтрации в пласте и околоскважинной зоне могут использоваться различные модели, в том числе различающиеся типом (жидкость, газ) и составом флюида (однофазное, двухфазное, многофазное течение), геометрией пласта (бесконечный пласт, ограниченный пласт, плоско-радиальная фильтрация и т.д.) и типом скважины (вертикальная, горизонтальная, с трещиной ГРП и т.д.) [1, 11, 26, 31, 105, 108]. Однако их применение, кроме значительных вычислительных затрат, связано с необходимостью задания характеристик пласта, таких как относительные фазовые проницаемости, пористость, проницаемость породы, сжимаемость флюида, геометрические параметры скважины и трещин ГРП (при наличии) и т.д., которые не всегда точно известны. Кроме того, корректное моделирование процессов в околоскважинной области при ВНР требует знания истории работы скважины, включая операции по глушению и подземному ремонту [79].

Более простым способом моделирования пласта является решение уравнения пьезопроводности в приближении однофазной фильтрации. Например, в работе [21] для этих целей использовалось плоско-радиальное приближение, а в работе [65] применялся метод источников, который позволяет моделировать различные типы заканчивания скважин, в том числе горизонтальные скважины с многостадийным ГРП. Но и здесь, несмотря на значительные упрощения, перечень исходных данных для моделирования остается широким.

Наконец, наиболее простым классом моделей пласта, отвечающим требованиям быстрой работы, является тот, который включает корреляционные зависимости, к числу которых относятся в первую очередь корреляции Дарси [130] и Вогеля [170]. Но они имеют недостаток, заключающийся в том, что используются слишком сильные упрощения и применимы к установившемуся течению. Следовательно, плохо адаптируются к промысловым замерам. Между тем, вывод скважины с УЭЦН на режим характеризуется нестационарностью в призабойной зоне пласта. Вызов притока с помощью УЭЦН приводит к тому, что

в околоскважинной области создается воронка пониженного давления, которая с течением времени расширяется к периферии. При этом очевидно, что в такой ситуации применение стационарных моделей для притока из пласта является некорректным.

Применительно к рассматриваемой задаче оптимальным является подход, когда используется простая корреляция, в которой один или несколько коэффициентов являются переменными во времени для моделирования нестационарного притока из пласта.

Модели для описания течения многофазного потока в скважине с УЭЦН также принято делить на несколько классов. Наиболее простое приближение, которое часто используется в инженерных расчетах это – гидростатический закон распределения давления и линейная зависимость температуры от глубины скважины. Но оно становится слишком грубым, когда в скважине появляется газ, либо возникают потери на трение, сравнимые с гидростатическими (при добыче вязкой жидкости и/или при высокой скорости течения многофазного потока). Кроме того, наличие при ВНР в скважине жидкости глушения требуется дополнительное условие для расчета плотности жидкости, поскольку она может изменяться на 10% и более.

Второй класс моделей – это так называемые эмпирические корреляции для определения перепада давлений (и иногда температуры) от глубины скважины. Наиболее известные из них – это корреляции Хадегорна-Брауна [145], Данса-Роса [133], Оркижевского [159], Азиза [119], Беггса-Брилла [121]. Помимо естественных ограничений, которые лежат в основе этих моделей, а именно в том, что они используют корреляции для описания физических процессов, а не пытаются их моделировать, имеется сложность их использования при описании нестационарных течений [67].

Более физичными являются механистические модели, такие как модель Ансари [117] или Хасана-Кабира [146]. Однако их применение в оригинальном виде для описания ВНР также некорректно, поскольку они описывают стационарные течения.

Таким образом, необходимость учета нестационарных эффектов, связанных с распространением волн давления и установлением скоростного режима, требует привлечения моделей, которые учитывают изменение параметров потока не только в пространстве, но и во времени.

Моделирование насосного оборудования подразумевает в случае УЭЦН описание таких процессов, как расчет перепада давлений в насосе, перепада температур в насосе и электродвигателе, потерь электроэнергии в кабельной линии и наземном оборудовании. Применение простых усредненных моделей, которые использовались в предыдущих работах, посвященных моделированию ВНР, в этом случае есть вероятность потери точности, поскольку характеристики УЭЦН и ПЭД могут отличаться существенно, даже если их номинальные параметры совпадают. Так, например, ЭЦН-50 одного производителя может успешно откачивать жидкость глушения из скважины на частоте 50 Гц, а аналогичный насос другого производителя при этих же условиях срывает подачу. В зависимости от марки ПЭД выбирается режим его эксплуатации и необходимость остановки на охлаждение, поскольку риск перегрева также зависит от спецификации. Таким образом, необходимо ориентироваться на паспортные характеристики фактически спущенного оборудования [82].

## **2.2 Постановка задачи и граничных условий**

В первой главе показано, что для обеспечения успешного ввода в эксплуатацию УЭЦН необходимо создание системы поддержки принятия решений, позволяющей проводить анализ всей доступной информации, осуществлять прогнозирование процессов, происходящих в скважине и формировать рекомендации по изменению режима работы УЭЦН. Для этого необходима реализация цифрового двойника процесса функционирования скважины, оборудованной УЭЦН, включающий:

- комплексную математическую модель в системе «пласт – скважина – УЭЦН», которая включает в себя модель пласта, модель элементов



скважины (насосно-компрессорные трубы, обсадная колонна и затрубное пространство) и модель элементов установки (насос, погружной электродвигатель и т.д.);

- параметры адаптации модели на фактические данные, включающие в себя: коэффициент продуктивности, деградацию напора УЭЦН, деградацию мощности УЭЦН, скорость снижения жидкости в НКТ при неисправном обратном клапане, скорость оседания жидкости глушения, алгоритмы оптимизации (по дебиту, забойному давлению, давлению на приеме УЭЦН, времени откачки/накопления, комплексу критериев).

В общем случае, алгоритм использования цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН при решении задач, возникающих на этапе ВНР, следующий:

1 На основе разработанной комплексной математической модели по известным замерным параметрам восстанавливается фактический режим работы скважины с УЭЦН. При этом, поскольку математическая модель, как правило, имеют дело с идеальными ситуациями (паспортная характеристика УЭЦН, использование конкретных корреляций для расчета перепада давления и др.), то для адаптации к реальному технологическому режиму используются параметры настройки модели.

2 После адаптации на фактический режим работы проводится оптимизация параметров (частота тока УЭЦН, длительность периодов остановки и работы насоса и т.д.), которая позволяет достичь потенциального дебита и забойного давления.

Цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН позволяет решать следующие основные задачи:

- расчет коэффициента продуктивности при текущих параметрах эксплуатации;
- учет характеристик УЭЦН;
- учет технологических ограничений при оптимизации режима работы УЭЦН (максимальная длительность суммарного цикла работы и остановки при

- периодической эксплуатации, максимальное погружение под уровень, доля газа на приеме, минимальная и максимальная загрузка ПЭД, рабочая область УЭЦН, исправность обсадной колонны, риск перегрева ПЭД и т.д.);
- учет влияния жидкости глушения (плотность, объем) на параметры работы УЭЦН;
  - адаптация (подбор деградации напора) на фактический режим работы УЭЦН по дебиту, давлению на приеме, нормальной эксплуатации в постоянном и периодическом режимах;
  - прогнозирование оптимального режима по целевому забойному давлению, давлению на приеме, времени работы и остановки насоса;
  - определение прогнозного времени выхода на режим скважины с УЭЦН после ВНР и остаточного объема жидкости глушения в скважине.

## **2.3 Комплексная математическая модель «пласт - скважина - УЭЦН»**

### **2.3.1 Модель пласта**

При прогнозировании притока флюида из пласта при заданном забойном давлении в разработанной модели используется аналитическая корреляция Вогеля. Отличием данной модели от существующих является использование переменного коэффициента продуктивности. Данный коэффициент рассчитывается на основе замерных данных в процессе ВНР при заданном пластовом давлении. Более подробное описание моделей пласта, которые использовались в предыдущих работах, посвященных моделированию ВНР, приведено в разделе 2.1. Приемлемость такого подхода основана на следующих соображениях:

1 Корреляция Вогеля является широко применяемой формулой для расчета дебита жидкости в поверхностных условиях на основе известных значений коэффициента продуктивности, пластового давления (задается постоянным), забойного давления (замеряется либо рассчитывается в процессе ВНР), объемной

доли воды (замеряется во время ВНР) и давления насыщения [170]. В отличие от формулы Дарси, корреляция Вогеля учитывает разгазирование нефти в пласте при забойном давлении, которое ниже давления насыщения, и может быть описана следующими формулами:

$$Q_l = wcQ_w + (1 - wc)Q_o, \quad (2.1)$$

$$Q_w = K_{prod}(P_{res} - P_{wf}), \quad (2.2)$$

$$Q_o = K_{prod}(P_{res} - P_{wf}) + \frac{K_{prod}P_{wf}}{1,8} \left( 1 - 0,2 \left( \frac{P_{wf}}{P_{res}} \right) - 0,8 \left( \frac{P_{wf}}{P_{res}} \right)^2 \right), \quad P_{wf} < P_{bp}, \quad (2.3)$$

$$Q_o = K_{prod}(P_{res} - P_{wf}), \quad P_{wf} \geq P_{bp}. \quad (2.4)$$

где  $Q_l$ ,  $Q_w$  и  $Q_o$  – дебиты жидкости, воды и нефти соответственно, приведенные к поверхностным условиям ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ),  $wc$  – объемная доля воды,  $P_{wf}$ ,  $P_{bp}$  и  $P_{res}$  – забойное давление, давление насыщения нефти газом и пластовое давление (МПа),  $K_{prod}$  – коэффициент продуктивности ( $\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ).

2 Использование более сложной нестационарной модели пласта неизбежно приведет к необходимости учета дополнительных параметров, настройка которых представляет собой сложную самостоятельную задачу. Например, даже для задачи однофазной фильтрации жидкости в пласте существует минимум пять различных типов заканчивания: вертикальная или горизонтальная скважина, с ГРП (продольным и поперечным) или с многостадийным ГРП, а также без ГРП. При этом входными параметрами, требующими определения для моделирования, в этом случае являются мощность пласта, пористость породы, проницаемость породы, проницаемость трещины ГРП, начальное пластовое давление, вязкость флюида, общая сжимаемость, размеры контура питания, длина горизонтального ствола, количество трещин ГРП, полудлина трещины ГРП, радиус ствола скважины, ширина трещины ГРП [9].

Для примера на Рисунке 2.1. показаны кривые изменения расчетного коэффициента продуктивности во времени для вертикальной скважины и горизонтальной скважины с многостадийным ГРП, на которых скачкообразно понизили забойное давление. Графики получены с помощью метода источников [65] для некоторого набора исходных параметров. В обоих случаях коэффициент продуктивности со временем уменьшается по экспоненциальной зависимости.

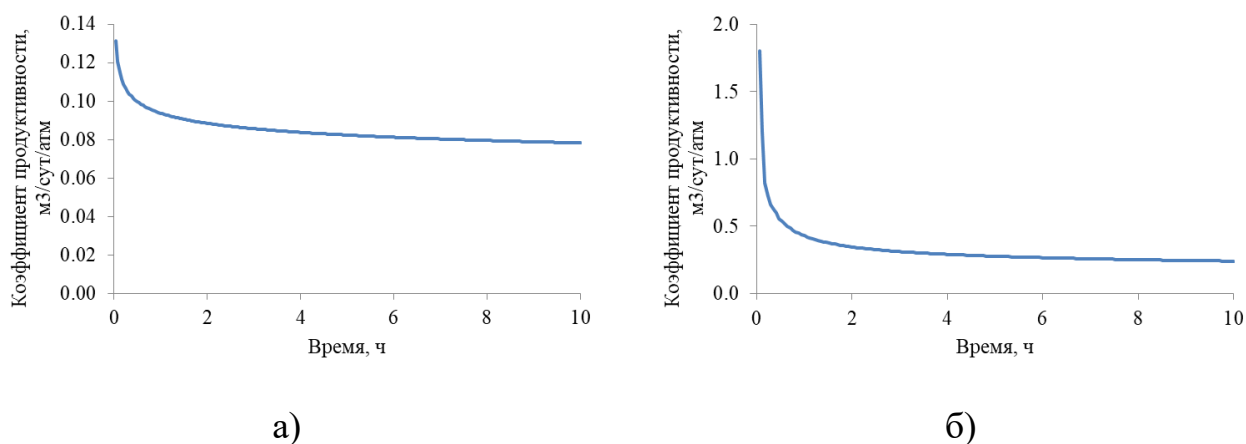


Рисунок 2.1 – Расчетный коэффициент продуктивности для вертикальной скважины (а) и горизонтальной скважины с многостадийным ГРП (б)

Чтобы определиться с видом зависимости для  $K_{prod}$  в каждом конкретном случае необходимо обратиться к промышленным данным. Как следует из формул (2.1) – (2.4), коэффициент продуктивности является функцией нескольких параметров, переменными из которых являются обводненность, забойное давление и приток. При этом, если обводненность замеряется во время ВНР, то последние два параметра требуют вычисления через замерные значения дебита жидкости и давления на приеме (динамического уровня).

Мгновенный приток жидкости из пласта  $Q_{in}$  (м<sup>3</sup>/сут) может быть найден приближенно по формуле (2.5), если замеряется динамический уровень  $H_d$  (м):

$$Q_{in} = Q_l - \frac{\partial H_d}{\partial t} S, \quad (2.5)$$

где  $S$  – площадь сечения затрубного пространства ( $\text{м}^2$ ), или по формуле (2.6), если измеряется давление на приеме насоса  $p_{in}$  (Па):

$$Q_{in} = Q_l + \rho_l g \cos \varphi \frac{\partial p_{in}}{\partial t} S, \quad (2.6)$$

где  $\rho_l$  – средняя плотность жидкости в затрубном пространстве ( $\text{кг}/\text{м}^3$ ),  $g$  – ускорение свободного падения ( $\text{м}/\text{с}^2$ ),  $\varphi$  – средний угол наклона скважины к вертикали на глубине спуска насоса ( $^\circ$ ). На Рисунке 2.2 для примера точками показан график изменения мгновенного коэффициента продуктивности для скважины А1 В1 месторождения полученного из формул (2.1) – (2.6).

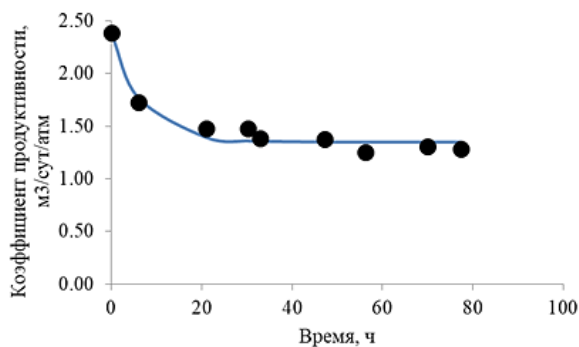


Рисунок 2.2 – Изменение мгновенного значения коэффициента продуктивности для скважины А1 месторождения В1 во время ВНР

Как видно из графика, коэффициент продуктивности является убывающей функцией с выходом на плато, которая приближенно может быть описана экспоненциальной зависимостью типа:

$$K_{prod} = K_{prod0} + (K_{prod1} - K_{prod0}) \exp(-\alpha t), \quad (2.7)$$

где  $K_{prod1}$  – максимальное значение коэффициента продуктивности в начальный момент ВНР ( $\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ),  $K_{prod0}$  – коэффициент продуктивности при установившемся режиме ( $\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ),  $\alpha$  – коэффициент, отвечающий за скорость

снижения коэффициента продуктивности во времени ( $\text{ч}^{-1}$ ),  $t$  – время в часах. В представленном примере  $K_{prod1} = 2,38 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ,  $K_{prod0} = 1,35 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ,  $\alpha = 0,15$  (получены с помощью наилучшего приближения точек на графике, которые пересчитаны через промысловые замеры).

На Рисунке 2.3 приведены расчетный коэффициент продуктивности и его аппроксимация экспоненциальной функцией для скважины А2 В2 месторождения. Аппроксимирующие коэффициенты при этом равны  $K_{prod1} = 1,32 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ,  $K_{prod0} = 0,52 \text{ м}^3/\text{сут}/\text{атм}$ ,  $\alpha = 0,21$ .

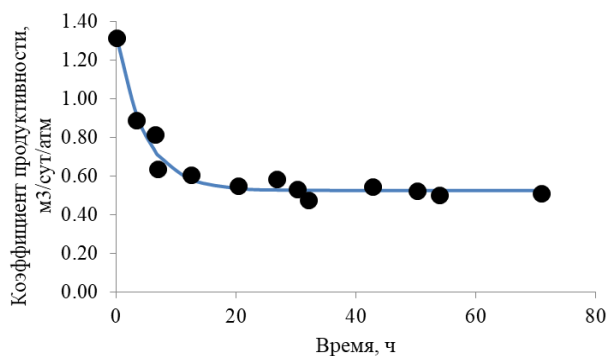


Рисунок 2.3 – Изменение мгновенного значения коэффициента продуктивности для скважины А2 месторождения В2 во время ВНР

Анализ изменения мгновенного коэффициента продуктивности от времени для других скважин показал, что во всех случаях могут быть найдены подходящие коэффициенты, которые позволяют аппроксимировать изменение коэффициента продуктивности во время ВНР с помощью экспоненциальной функции. При этом на практике, когда история изменения коэффициента продуктивности неполная, эти коэффициенты уточняются каждый раз по мере появления новых замеров дебита и давления на приеме УЭЦН (или динамического уровня), и полученная экспоненциальная зависимость используется для прогнозирования притока из пласта в будущие периоды времени.

### 2.3.2 Модель скважины

При моделировании скважины с УЭЦН течение многофазного потока в ее элементах должно описываться с помощью одномерной нестационарной математической модели с учетом взаимного движения фаз, режима течения (пузырьковый/снарядный), характера потока (ламинарный/турбулентный), тепло- и массообмена. При описании динамических процессов в скважине должны использоваться фактические свойства пластового флюида (вода, нефть, газ) и жидкости глушения. Как уже отмечалось выше, в аналогичных исследованиях других авторов для моделирования скважины использовались очень простые модели, основанные на гидростатическом приближении.

Приведем сначала основные уравнения нестационарной модели течения многофазного потока в скважине, со следующими допущениями:

- течение является одномерным;
- газожидкостная смесь состоит из газа, пластовой жидкости, и жидкости глушения, при этом скорости воды и нефти не отличаются.

С учетом выше описанных допущений система уравнений будет выглядеть следующим образом [62, 100, 132, 93]:

$$\frac{\partial(\alpha_g \rho_g)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (\alpha_g \rho_g u_g) = \Gamma_{og}, \quad (2.8)$$

$$\frac{\partial(n\rho_s)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} (n\rho_s u_s) = 0, \quad (2.9)$$

$$\frac{\partial((1-n-\alpha_g)\rho_l)}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} ((1-n-\alpha_g)\rho_l u_l) = -\Gamma_{og}, \quad (2.10)$$

$$\begin{aligned} & \frac{\partial}{\partial t} (\alpha_g \rho_g u_g + n\rho_s u_s + (1-n-\alpha_g)\rho_l u_l) \\ & + \frac{\partial}{\partial x} (\alpha_g \rho_g u_g^2 + n\rho_s u_s^2 + (1-n-\alpha_g)\rho_l u_l^2), \\ & = -\frac{\partial p}{\partial x} - \frac{\tau S}{A} - (\alpha_g \rho_g + n\rho_s + (1-n-\alpha_g)\rho_l) g \cos \theta, \end{aligned} \quad (2.11)$$

$$\rho c_v \left( \frac{\partial T}{\partial t} + u \frac{\partial T}{\partial x} \right) = \frac{\partial}{\partial x} \left( \lambda \frac{\partial T}{\partial x} \right) + q, \quad (2.12)$$

где  $t$  – время (с),  $x$  – координата по длине трубы (м),  $n$  – объемная доля жидкости глушения в смеси,  $\alpha_g$  – объемная доля газа в смеси,  $u_g$ ,  $u_l$  и  $u_s$  – их фазовые скорости (м/с),  $\rho_g$ ,  $\rho_l$  и  $\rho_s$  – плотности газа, пластовой жидкости и жидкости глушения соответственно (кг/м<sup>3</sup>),  $\Gamma_{og}$  и  $\Gamma_{go}$  – массовый приток за счет фазовых превращений в системе газ–нефть (кг/(м<sup>3</sup>·с)),  $S$  – периметр трубы (м),  $p$  – давление (Па),  $\tau$  – касательное напряжение на стенке трубы для смеси в целом (Па),  $T$  – температура смеси (К),  $\theta$  – угол наклона трубопровода к вертикали (°),  $c_v$  – удельная теплоемкость смеси (Дж/(кг·К)),  $q$  – приток тепла за счет теплообмена со стенкой трубы (Дж/(м<sup>3</sup>·с)),  $\lambda$  – коэффициент теплопроводности смеси (Дж/(м·с·К)),  $\rho$  – плотность смеси (кг/м<sup>3</sup>),

$$\rho = \alpha_g \rho_g + n \rho_s + (1 - n - \alpha_g) \rho_l, \quad (2.13)$$

где плотность смеси выражается через плотности нефти  $\rho_o$ , воды  $\rho_w$  и обводненность  $wc$  (доли ед.):

$$\rho_l = wc \rho_w + (1 - wc) \rho_o, \quad (2.14)$$

$$u = \alpha_g u_g + n u_s + (1 - n - \alpha_g) u_l, \quad (2.15)$$

где  $u$  скорость смеси (м/с), выраженная через фазовые скорости.

Массовый приток за счет преобразований в системе газ–нефть может быть выражен через функцию растворимости газа  $R_s(p, T)$  по следующей формуле:

$$\Gamma_{og} = -\rho_{g0} \frac{\partial}{\partial x} \left( (1 - \alpha_g) (1 - n) u_o R_s \right), \quad (2.16)$$



где  $\rho_{g0}$  – плотность газа при нормальных условиях ( $p = 101325$  Па,  $T = 293$  К).

Касательное напряжение на стенке трубы для смеси в целом (Па), в приближении гомогенного потока [171] может быть записано следующим образом:

$$\tau = \frac{1}{2} f \rho u^2, \quad (2.17)$$

где  $f$  – коэффициент гидравлического трения потока о стенки трубы.

Приток тепла за счет теплообмена со стенкой трубы определяется зависимостью:

$$q = \frac{4 \lambda \text{Nu} (T_b - T)}{d^2}. \quad (2.18)$$

Система дифференциальных уравнений в частных производных (2.8) – (2.12) замыкается уравнениями состояния, соотношениями на относительные скорости фаз и PVT-корреляциями. Эти корреляции выражают зависимость термодинамических параметров воды, нефти и газа, таких как плотность, вязкость, поверхностное натяжение на границе фаз, теплопроводность от давления и температуры среды и описываются известными аналитическими выражениями [131].

Начальные и граничные условия для системы уравнений (2.8)-(2.12) имеют вид:

$$\begin{aligned} \alpha_g(x, 0) = \alpha_g^0(x), \quad n(x, 0) = n^0(x), \quad u_l(x, 0) = 0, \\ p(x, 0) = p^0(x), \quad T(x, 0) = T^0(x), \quad 0 \leq x \leq L, \end{aligned} \quad (2.19)$$

где  $\alpha_g^0(x)$ ,  $n^0(x)$ ,  $p^0(x)$  и  $T^0(x)$  – начальные распределения объемного содержания газа и жидкости глушения, давления и температуры, которые вычисляются путем решения системы (2.8) – (2.12) при условии  $\partial/\partial t = 0$ ,

$$\begin{aligned}
 u_l(0, t) = u_l^*(t), \quad \alpha_g(0, t) = \alpha_g^*(t), \quad n(0, t) = n^*(t), \\
 T(L, t) = T^*(t), \quad p(L, t) = p^*(t).
 \end{aligned}
 \tag{2.20}$$

Факт того, что четыре граничных условия из пяти используется для расчетов на входе в трубу, а один на ее выходе, связано с направлением распространения характеристик системы уравнений движения смеси (2.8) – (2.12) [92].

Описанная модель элементов скважины позволяет моделировать изменение параметров газожидкостной смеси (давление, скорость, объемная концентрация свободного газа и жидкости глушения) в каждой точке скважины во времени, учитывая физические закономерности нестационарного течения потока (режим течения, тепло- и массообмен) и в этом отношении является более точной, чем использованные модели у других авторов, которые описывали ВНР. Для ее решения используется численная неявная схема первого порядка аппроксимации, основанная на применении метода контрольного объема [64, 92].

### 2.3.3 Модель насосного оборудования

Процессы, происходящие в подземном оборудовании УЭЦН, в каждый момент времени могут быть описаны с помощью стационарных моделей с учетом характеристик фактически применяемого глубинно-насосного оборудования (геометрические размеры, расходно-напорно-мощностная характеристика), и управляющих параметров (частота тока, входное напряжение, деградации напора УЭЦН, линейное и буферное давление). Обычно при моделировании работы УЭЦН эти факторы не учитываются или учитываются очень приближенно.

Так как суммарная длина подземной части УЭЦН, включающая насос, ПЭД, гидрозащиту и газосепаратор, как правило, составляет не более 20-30 м или порядка 1% от длины колонны НКТ, то в масштабе времени изменения параметров газожидкостной смеси их изменение происходит мгновенно при течении внутри элементов УЭЦН или обтекании снаружи [8].

Далее представлены модели каждого элемента насосного оборудования.

### Электроцентробежный насос.

Предположим, что нам известны рабочие характеристики работы насоса на воде, т.е. зависимость напора, мощности и коэффициента полезного действия УЭЦН от дебита жидкости при фиксированной частоте вращения вала насоса (Рисунок 2.4). Если насос состоит из нескольких секций, имеющих разные характеристики, то его характеристики усредняются.

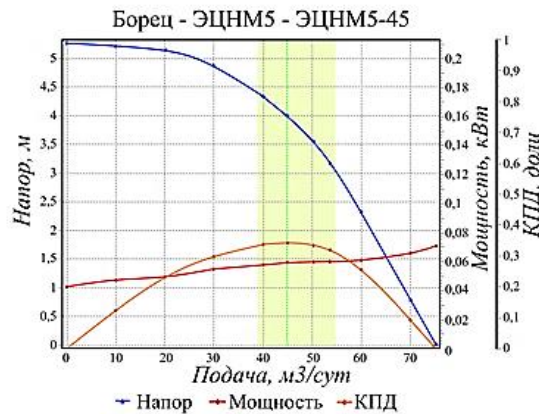


Рисунок 2.4 – Пример графиков рабочих характеристик, полученных на стенде завода-производителя

Это позволяет, определить расход смеси через насос по гидростатической формуле, зная давление на приеме  $P_{in}$  и выкиде насоса  $P_{out}$  и плотность перекачиваемой среды  $\rho$ :

$$p_{out} = p_{in} - \rho g H(Q) K_{degr} \left( \frac{F}{F_0} \right)^2, \quad (2.21)$$

где  $F$  и  $F_0$  – фактическая и базовая частота вращения вала электродвигателя (Гц),  $K_{degr}$  – коэффициент деградации напора насоса.

Коэффициент деградации напора УЭЦН является основным параметром, который отвечает за несоответствие между паспортной характеристикой насоса и выдаваемым напором УЭЦН при эксплуатации в скважинных условиях. В общем случае принято выделять три составляющие коэффициента деградации напора: деградация напора из-за влияния газа, деградация напора из-за влияния вязкости

перекачиваемой среды и деградация из-за износа рабочих органов, куда также включается поправка к напору из-за несоответствия паспортной характеристики нового насоса реальной при испытаниях на воде.

Для расчета коэффициента деградации напора УЭЦН из-за влияния газа воспользуемся подходом, предложенным в работе [134], в которой исследовалась зависимость деградации напора насоса для водовоздушной смеси от входного газосодержания и режима течения многофазного потока.

Согласно экспериментальным наблюдениям (Рисунок 2.5) по мере роста объемного содержания газа в жидкости происходит переход от пузырькового к снарядному режиму течения, который сопровождается резким провалом на кривой напора. Образовавшиеся газовые каверны блокируют течение жидкости, в результате чего напор насоса резко уменьшается по сравнению с напором насоса на чистой жидкости.

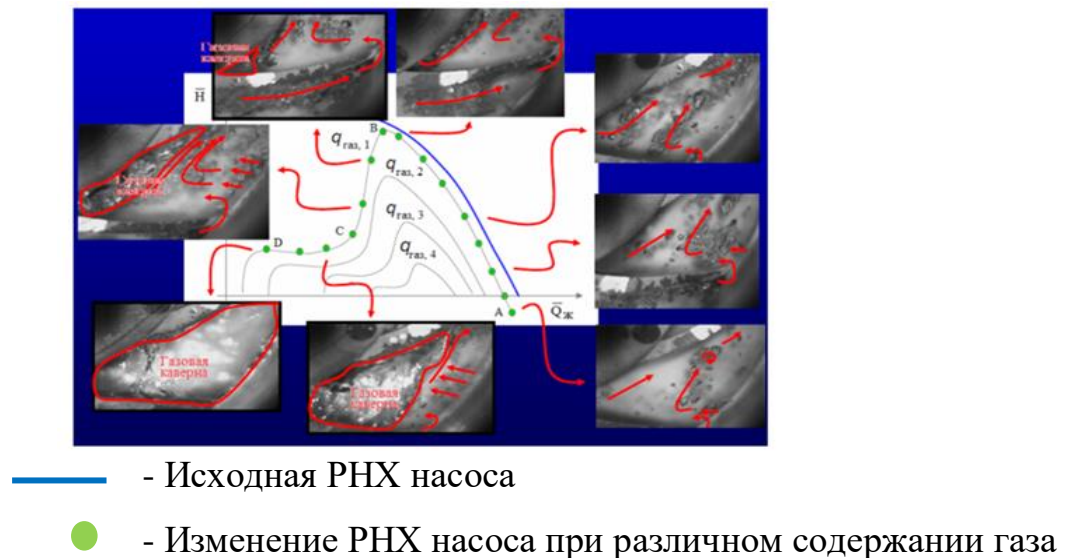


Рисунок 2.5 – Изменение расходно-напорной характеристики насоса при последовательном увеличении содержания газа от  $q_{газ,1}$  до  $q_{газ,4}$

Пусть  $Q_{max}$  – максимальный дебит насоса при нулевом напоре (м<sup>3</sup>/сут) (крайняя правая точка кривой напора на Рисунке 2.8),  $Q_l$  и  $Q_g$  – дебиты жидкости и газа на входе в ступень насоса (м<sup>3</sup>/сут). Коэффициент деградации по газу  $K_{degr\ gas}$  определяется по корреляции [134].

Для расчета коэффициента деградации напора из-за влияния вязкости используется формула из работы [165]:

$$K_{degr \mu} = 1 - \exp(-0.079St^{0.298}). \quad (2.22)$$

где  $St$  – так называемое число Степанова, которое является размерным и выражается по формуле:

$$St = 108.7 \frac{FQ_{opt}\rho}{\mu\sqrt{H_{opt}}}. \quad (2.23)$$

где  $H_{opt}$  и  $Q_{opt}$  – напор (м) и дебит (м<sup>3</sup>/с) соответственно в точке максимального КПД насоса на воде,  $\mu$  – вязкость среды (Па·с).

Искомый коэффициент деградации напора насоса будет учитывать деградацию напора из-за влияния вязкости и газа по отдельности по формуле:

$$K_{degr} = K_{degr \text{ gas}} \cdot K_{degr \mu} \cdot K_{degr 0}, \quad (2.24)$$

где  $K_{degr 0}$  – коэффициент деградации напора насоса из-за износа, является настраиваемым параметром.

Следует отметить, что наряду с деградацией напора для УЭЦН возможно отклонение характеристики от паспортной по потребляемой мощности и КПД. Для учета этого в модель насоса вводится коэффициент деградации по мощности. Его величина может быть найдена эмпирически на основе калибровки УЭЦН на замерные показатели энергопотребления:  $N = K_{degr N} N_f$ , где  $N$  и  $N_f$  – расчетная и замерная мощность насоса,  $K_{degr N}$  – коэффициент деградации по мощности.

Тепловой поток от ступеней насоса к жидкости будет равен:

$$q = \frac{W(1-\eta)}{L}, \quad (2.25)$$

где  $\eta$  – КПД насоса,  $L$  – длина насоса (м),  $W$  – потребляемая мощность ЭЦН (Вт). Будем считать, что этот тепловой поток полностью расходуется на нагрев протекающей жидкости, поскольку снаружи насос «заключен» в термостат, образуемый пузырьками газа с низкими теплопроводными свойствами. Тогда нагрев газожидкостной смеси после прохождения УЭЦН будет определяться зависимостью:

$$c_v \rho Q \Delta T = qL. \quad (2.26)$$

*Погружной электродвигатель.*

Погружной электродвигатель так же, как и УЭЦН, задается своими паспортными характеристиками (Рисунок 2.6): зависимостью силы тока (или загрузки), КПД, коэффициента мощности и числа оборотов от нагрузки.

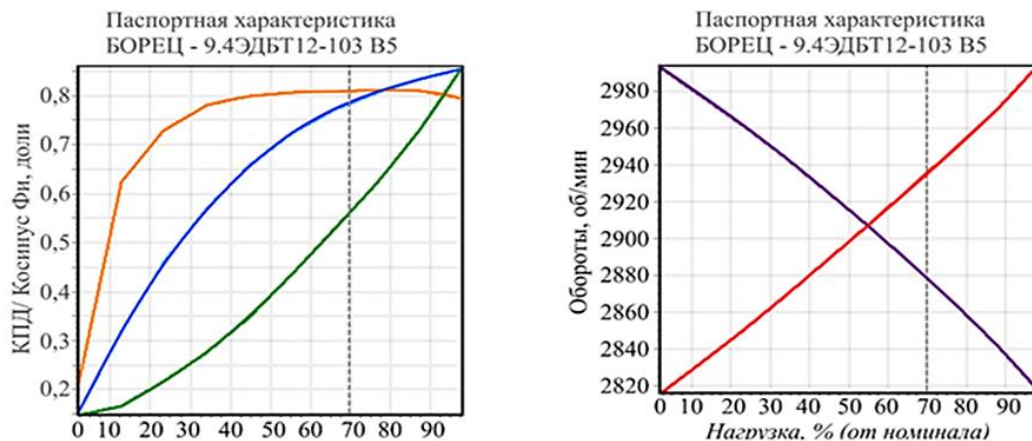


Рисунок 2.6 – Пример графиков рабочих характеристик погружного электродвигателя, полученных на стенде завода-производителя

Нагрев газожидкостной смеси, обтекающей ПЭД, описывается формулой (2.48), аналогичной для УЭЦН [51].

Нагрев погружного электродвигателя в общем случае определяется равенством [162]:

$$T_w = T_a + \Delta T_f + \Delta T_s + \Delta T_w. \quad (2.27)$$

где  $T_w$  – температура обмоток ПЭД (К),  $T_a$  – начальная температура пластовой жидкости (К),  $\Delta T_f$  – нагрев жидкости (К),  $\Delta T_s$  – разность температур стенки ПЭД и жидкости (К),  $\Delta T_w$  – разность температур обмоток статора и стенки ПЭД (К).

Перепад температур между стенкой ПЭД и пластовой жидкостью равен:

$$\Delta T_s = \frac{W'(1-\eta')}{\pi h d_{motor} L'} \quad (2.28)$$

где  $d_{motor}$  и  $L'$  – диаметр (м) и длина ПЭД (м),  $h$  – коэффициент теплообмена:

$$h = \frac{\lambda Nu}{d_{motor}} \quad (2.29)$$

Таблица 2.1 – Зависимость числа Нуссельта для ламинарного режима течения в кольцевом канале от соотношения внешнего и внутреннего диаметров

$d_{motor}/d_{tube}$	0,02	0,05	0,1	0,2	0,25	0,4	0,5	0,6	0,8	1,0
Nu	32,7	17,81	11,91	8,499	7,753	6,583	6,181	5,912	5,58	5,385

Число Нуссельта Nu для ламинарного течения определяется только соотношением диаметров ПЭД  $d_{motor}$  и обсадной колонны  $d_{tube}$ . Зависимость, приведенная в таблице 2.1 для фиксированных значений  $d_{motor}/d_{tube}$ , может быть приближенно описана функцией:

$$Nu_{lam} = 4,605 \left( \frac{d_{motor}}{d_{tube}} \right)^{-0,457} \quad (2.30)$$

Для турбулентного режима течения будем использовать зависимость [149]:

$$Nu_{tur} = \frac{0,125 f (Re - 1000) Pr}{1 + 4,49 \sqrt{f} (Pr^{2/3} - 1)} \quad (2.31)$$

где  $f$  – коэффициент гидравлического сопротивления в кольцевом канале,

$$\text{Pr} = \frac{\mu c_p}{\lambda}, \quad (2.32)$$

где  $\text{Pr}$  – число Прандтля, а  $\text{Re}$  – число Рейнольдса, которое выражается через плотность, вязкость и скорость газожидкостной смеси, рассчитывается по формуле:

$$\text{Re} = \frac{u(d_{\text{tube}} - d_{\text{motor}})\rho}{\mu} \quad (2.33)$$

Переход от ламинарного к турбулентному режиму течения на практике соответствует числам Рейнольдса от 2000 до 3000, поэтому примем:

$$\text{Nu} = \text{Nu}_{\text{lam}} + \frac{\max(\min(\text{Re} - 2000, 1000), 0)}{1000} (\text{Nu}_{\text{turb}} - \text{Nu}_{\text{lam}}). \quad (2.34)$$

Наконец, перепад температур на стенке и обмотках ПЭД  $\Delta T_w$  в общем случае зависит от конструкции ПЭД, а потому должен рассчитываться индивидуально для каждой марки погружного электродвигателя. В рамках рассматриваемой модели принята модель, приведенная в работе [94].

#### *Газосепаратор.*

Газосепаратор является опциональным предвключенным устройством УЭЦН, которое сепарирует часть газа с приема насоса в затрубное пространство. Основная характеристика газосепаратора – это коэффициент сепарации газа, который показывает отношение объема свободного газа, отсепарированного в затрубное пространство, к объему свободного газа, подаваемому на вход газосепаратора (Рисунок 2.7). Коэффициент сепарации газосепаратора является исходным параметром, который задается [5].



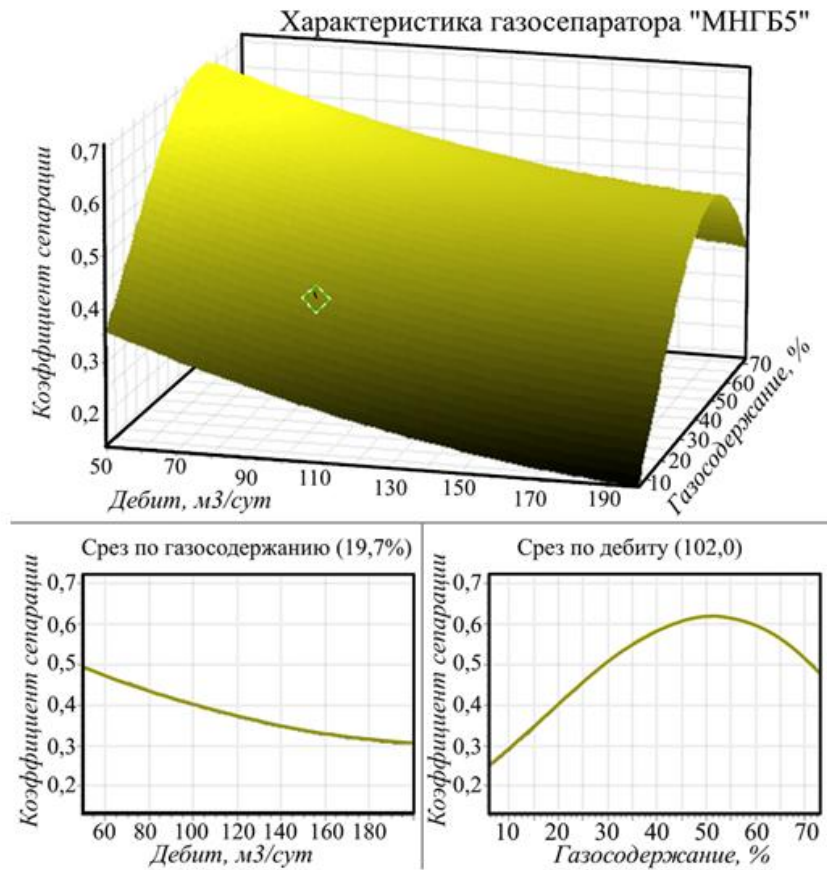


Рисунок 2.7 – Пример графиков рабочих характеристик газосепаратора, полученных по результатам обработки данных стендовых испытаний

В отличие от него, коэффициент естественной сепарации зависит от параметров многофазного потока и геометрии подземной части УЭЦН и рассчитывается по формуле [157]:

$$K_{nat} = 1 - (M + m_s), \quad (2.35)$$

$$m_s = \frac{4Q_{l,3}}{86400\pi(d_{tube}^2 - d_{pump}^2)u_\infty}, \quad (2.36)$$

$$M = -\frac{ab + c(m_s)^d}{b + (m_s)^d}, \quad (2.37)$$

где  $u_{\infty}$  – скорость всплытия пузырьков газа в жидкости (м/с),  $a = -0,0093$ ,  $b = 57,758$ ,  $c = 34,4$ ,  $d = 1,308$  – эмпирические константы.

*Кабельная линия.*

В модели цифрового двойника УЭЦН параметры кабельной линии (сечение жил, максимальная температура нагрева, максимальный ток) используются для расчета потерь мощности и напряжения в кабельной линии, а также для оценки риска перегрева кабеля. При этом используются следующие формулы [29]:

$$T_{cable} = T_l + 0.14 \frac{I^2}{S_{cable}}, \quad (2.38)$$

$$\Delta U = \sqrt{3} I R \cos \varphi, \quad (2.39)$$

$$R = \frac{0.0195}{S_{cable}} (1 + 0.004(T_{cable} - 293)) L_{cable}, \quad (2.40)$$

где  $T_{cable}$  – температура кабельной линии (К), соответствующая температуре окружающей жидкости  $T_l$  (К),  $I$  – сила тока (А),  $S_{cable}$  – площадь сечения кабеля ( $\text{мм}^2$ ),  $\Delta U$  – потери напряжения (В),  $R$  – сопротивление кабельной линии (Ом),  $L_{cable}$  – длина кабеля (м).

*Трансформатор и станция управления ЭЦН.*

ТМПН и СУ УЭЦН служат для оценки энергопотребления установки в целом, поэтому основным параметром, который для них используется, это КПД. Остальные характеристики, такие как выходная мощность СУ УЭЦН, нижняя и верхняя ступень регулирования ТМПН и др. могут использоваться для оценки корректности подбора устьевого оборудования к скважине при заданном режиме работы УЭЦН.

Приведенные выше уравнения, как было отмечено ранее, записаны в предположении, что все процессы в элементах насосного оборудования происходят почти мгновенно, даже в условиях нестационарного течения

многофазного потока в скважине. В явном виде нестационарность необходимо учитывать при расчете температуры погружного электродвигателя и температуры нагрева жидкости при обтекании УЭЦН и ПЭД.

Так, например, если происходит нагрев корпуса ПЭД, то необходимо учитывать диссипацию части тепла внутри самого двигателя и вместо формулы (2.44) использовать уравнение сохранения энергии в форме:

$$c_{v\ steel}\rho_{steel}V\frac{\partial T}{\partial t} + c_v\rho Q\Delta T = qL. \quad (2.41)$$

Данное уравнение решалось численно с помощью явного метода Эйлера на каждом шаге по времени.

Полученная модель позволяет адекватно описывать поведение подземного оборудования УЭЦН в условиях изменения расхода газожидкостной смеси и термобарических условий. При этом учитываются такие важные на практике факторы, как деградация расходно-напорной характеристики насоса при работе в условиях, отличных от тех, в которых она была получена на заводском стенде, нагрев электродвигателя и кабельной линии, сепарация газа на приеме насоса. В работах предшественников эти факторы либо не учитывались совсем, либо учитывались, но очень приближенно.

### 2.3.4 Параметры настройки модели

Параметры настройки модели предназначены для адаптации разработанной расчетной модели цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН к реальным условиям. Ниже представлено краткое описание этих параметров и алгоритмы адаптации.

### *Коэффициент продуктивности*

Коэффициент продуктивности – это параметр корреляции Вогеля, изменение которого во времени позволяет моделировать реальный пласт. Алгоритм настройки этого параметра приведен в разделе 2.3.

### *Коэффициент деградация напора УЭЦН*

Коэффициент деградации напора УЭЦН или, если быть точным, поправка на коэффициент деградации напора УЭЦН, не связанная с влиянием вязкости и газа, позволяет скорректировать паспортный напор насоса, чтобы добиться равенства расчетного и фактического расхода жидкости через насос. Алгоритм его расчета следующий:

1 По известным давлениям на выкиде и на приеме насоса (обычно на скважинах оно не замеряется, но может быть пересчитано с помощью одной из известных корреляций, например, Беггса-Брилла, по известному буферному давлению) рассчитывается фактический напор, который создает насос. При этом плотность жидкости в насосе рассчитывается с учетом известных плотности воды, нефти и газа и их объемных долей.

2 Замерной дебит жидкости пересчитывается для условий УЭЦН, при этом учитывается, что смесь в насосе может содержать не только пластовую жидкость, но и свободный газ.

3 Построенная таким образом рабочая точка в координатах расход-напор наносится на рабочую характеристику УЭЦН. Далее с помощью коэффициента деградации напора рабочая характеристика варьируется таким образом, чтобы она стала проходить через рабочую точку.

### *Коэффициент деградация мощности УЭЦН*

Коэффициент деградации мощности УЭЦН необходим, чтобы адаптировать паспортную характеристику УЭЦН в координатах расход-КПД или расход-потребляемая мощность к фактическим условиям [3].

Предположим, что нам известно фактическое и расчетное энергопотребление установки УЭЦН в целом или ее подземной части. Тогда, учитывая, что основные потери мощности происходят в насосе, можно с помощью изменения коэффициента деградации мощности УЭЦН добиться соответствия расчетной и фактической потребляемой мощности.

*Скорость снижения жидкости в НКТ при неисправном обратном клапане*

При периодическом режиме работы УЭЦН различают два режима эксплуатации: условно-постоянный режим (УПР), когда длительности циклов откачки и накопления в сумме не превышают 1 часа и перепад давлений на приеме менее 5 атм. А также режим автоматического повторного включения (АПВ), к разновидностям которого относятся все периодические режимы, не отвечающие требованиям к УПР. На практике критерием выбора режима АПВ часто служит условие негерметичности обратного клапана. При негерметичности обратного клапана в НКТ скважинная жидкость сливается через насос, вызывая обратное вращение лопастей рабочих колес. Поскольку запуск УЭЦН на обратном вращении достаточно рискован и может приводить к заклиниванию насоса, то рекомендуется дождаться полного слива жидкости из НКТ. Для расчета времени полного слива жидкости из НКТ вводится параметр скорости снижения жидкости в НКТ при перепаде давлений в 1 атм. Варьируя данный параметр, можно существенно уточнить время накопления и тем самым оптимизировать режим АПВ.

*Скорость оседания жидкости глушения*

Скорость замещения жидкости глушения в скважине с УЭЦН при ВНР может быть рассчитана на основе известных величин притока пластовой жидкости и скорости оседания жидкости глушения в этой жидкости. При этом, если проблем с расчетом притока из пласта, как правило, не возникает, то определение скорости оседания жидкости глушения требует проведения специальных лабораторных исследований. Алгоритм определения этого параметра в модели цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН основан на том, что при различных значениях скорости оседания жидкости

глушения изменяется динамика плотности жидкости, получаемой на устье скважины (Рисунок 2.8). На рисунке 2.8. сплошной линией показан график при скорости оседания жидкости 0,02 м/с, а штриховой – 0,05 м/с.

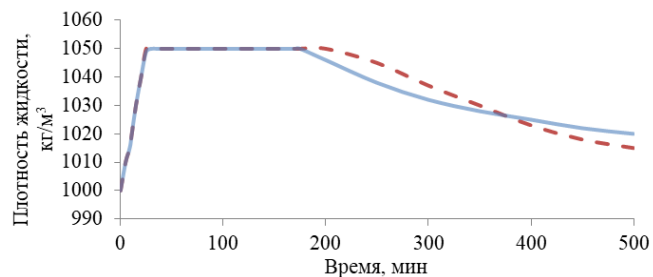


Рисунок 2.8 – Графики изменения расчетной плотности жидкости на устье скважины при ВНР, полученные с помощью разработанной математической модели

## 2.4 Численное моделирование процесса ВНР скважины с УЭЦН

Алгоритм расчета прогнозного режима работы УЭЦН при ВНР, реализованный в цифровом двойнике процесса функционирования скважины с УЭЦН, и основанный на разработанной комплексной математической модели, запускается во время ВНР скважины с УЭЦН с заданной периодичностью (например, каждые 6 часов) и служит для построения изменения параметров во времени, начиная от текущего момента ВНР и заканчивая достижением скважины установившегося режима (согласно расчету).

Данный алгоритм в качестве исходных параметров использует дебит жидкости, давление на приеме УЭЦН (или динамический уровень, если давление на приеме отсутствует) и историю изменения частоты тока на скважине. Адаптируясь на историю замеров, начиная с кнопочного пуска, с помощью настройки переменного коэффициента продуктивности и коэффициента деградации напора УЭЦН алгоритм рассчитывает прогнозное изменение всех параметров УЭЦН и тем самым позволяет прогнозировать оставшееся время до выхода скважины на режим, целевую частоту тока УЭЦН, дебит жидкости и

другие параметры, а также информирует о потенциальных рисках, которые могут сопровождать процесс ввода насоса в эксплуатацию, если придерживаться текущей динамики разгона. Если по каким-то причинам (некорректный замер параметра или отсутствие актуальных данных) алгоритм расчета прогнозного режима не может быть инициирован или обнаруживается ошибка на этапе адаптации на промысловые замеры, то он откладывается на определенное время (по умолчанию на 1 час) и запускается снова через этот промежуток времени с новым набором исходных данных [67].

Сформулированы основные положения алгоритма вывода скважины с УЭЦН на режим:

1 ВНР является нестационарным процессом (приток из пласта в общем случае не равен дебиту жидкости на поверхности), поэтому алгоритм состоит из многих повторяющихся шагов по времени.

2 Основные параметры скважины с УЭЦН (приток из пласта, дебит жидкости на поверхности, забойное давление, давление на приеме и на выкиде насоса, динамический уровень) подлежат определению на каждом временном шаге.

3 Помимо основных параметров, есть еще несколько вспомогательных, которые также изменяются во времени и пересчитываются на каждом временном шаге: коэффициент продуктивности пласта, коэффициент сепарации газа на приеме насоса, коэффициент деградации насоса, доля газа на приеме насоса, частота вращения вала ПЭД, распределения давлений, температур, объемной доли свободного газа, концентрации жидкости глушения в обсадной колонне, НКТ и затрубном пространстве и т.д.

4 Затрубное, линейное и пластовое давления считаются фиксированными (хотя модель допускает, что они могут изменяться во времени), они выступают в качестве граничных условий.

5 Управляющими параметрами являются частота питающего тока УЭЦН и, если режим периодический, то длительности циклов откачки и накопления.

6 ВНР завершается тогда, когда скважина выходит на установившийся режим: приток из пласта сравнивается с дебитом жидкости на поверхности (при этом должны перестать изменяться все основные параметры) [67].

Порядок действий на каждом временном шаге следующий:

1) для известного перепада давлений в насосе ( $P_{\text{вык}} - P_{\text{пр}}$ ) по РНХ с учетом деградации напора УЭЦН из-за влияния различных факторов вычисляется расход газожидкостной смеси, который пересчитывается в дебит жидкости на поверхности;

2) для известного забойного давления вычисляется приток из пласта (используется корреляция Вогеля с переменным коэффициентом продуктивности), который пересчитывается в приток смеси в условиях приема насоса.

3) поскольку известно, сколько жидкости откачивает насос и сколько жидкости притекает к нему из обсадной колонны, то можем вычислить изменение объема жидкости (оно может быть и положительным, и отрицательным) в затрубном пространстве и найти отличные от текущих значений динамического уровня и давления на приеме насоса;

4) по известному давлению на приеме пересчитывается забойное давление;

5) по известному расходу жидкости в НКТ пересчитывается давление на выкиде;

6) шаги 1-5 повторяются до того момента, пока скважина не выйдет на установившийся режим работы.

ВНР характеризуется нестационарностью процессов, протекающих в скважине и в пласте. На Рисунке 2.10 показаны графики изменения расчетного и замерного дебита для скважины А3 месторождения В3 Волго-Уральского региона для постоянного и переменного во времени коэффициента продуктивности. Из графиков видно, что при постоянной продуктивности пласта не удастся аппроксимировать замерной дебит (точками обозначены замерные значений, а линиями – результаты моделирования) . В то же время переменный во времени



коэффициент продуктивности позволяет добиться хорошего согласования замерного и расчетного дебита [67].

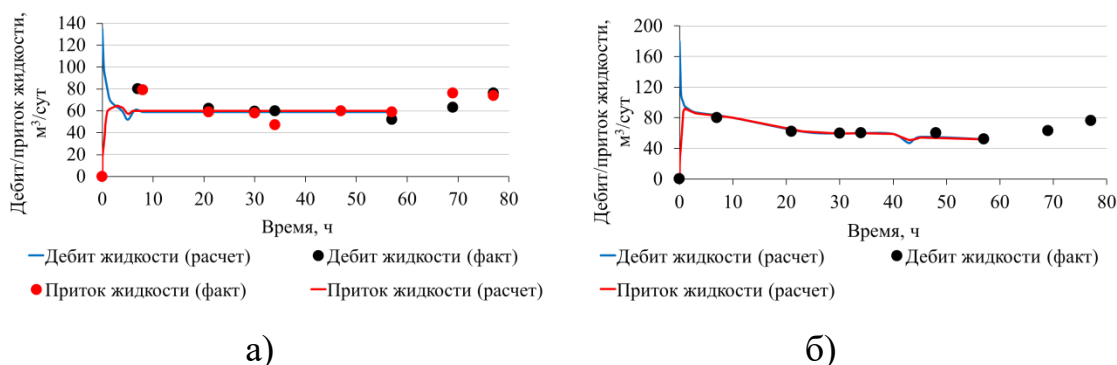


Рисунок 2.9 – Расчетные и замерные значения дебита и динамического уровня при моделировании пласта с постоянной (а) и переменным (б) коэффициентом продуктивности

Цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН позволяет предсказывать критические ситуации, приводящие к потенциальным остановкам насоса. На Рисунке 2.10 показан график изменения дебита и притока для скважины А3 месторождения В3 Волго-Уральского региона. Примерно через 17 часов после запуска УЭЦН наблюдается резкое снижение ее расчетного дебита из-за срыва подачи по напору. На практике в этот момент времени произошла остановка установки при срабатывании защиты от срыва подачи [67].

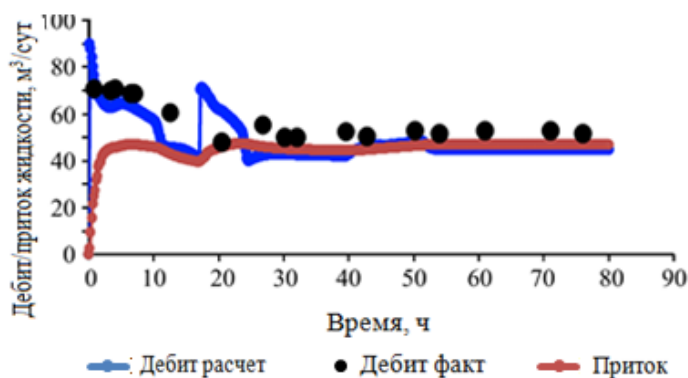


Рисунок 2.10 – Пример индикации срыва подачи УЭЦН по напору при ВНР через 17 часов после запуска

На Рисунках 2.11-2.15 показаны графики изменения прогнозных параметров (дебита жидкости и давления на приеме), построенные для скважины А4 месторождения В4 Волго-Уральского региона для 5 различных моментов времени. После появления новых замерных данных в каждый следующий расчетный момент времени прогноз корректируется.

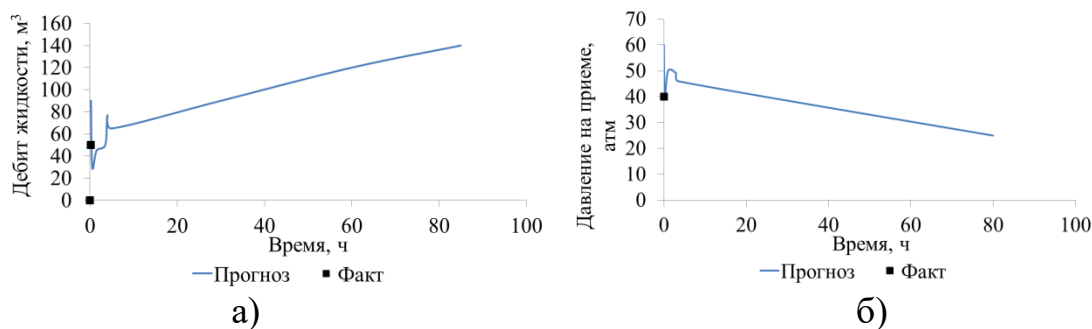


Рисунок 2.11 – Расчет прогноза для скважины А4 через 28 минут после запуска УЭЦН по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

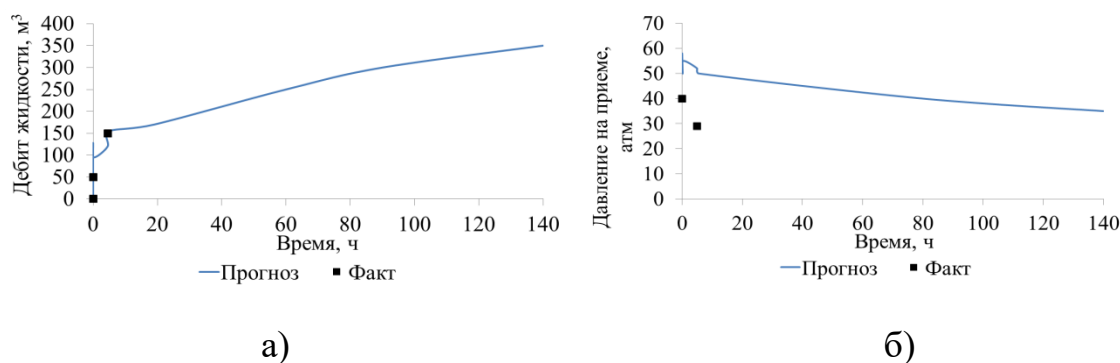


Рисунок 2.12 – Расчет прогноза для скважины А4 через 6,5 часа после запуска УЭЦН по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

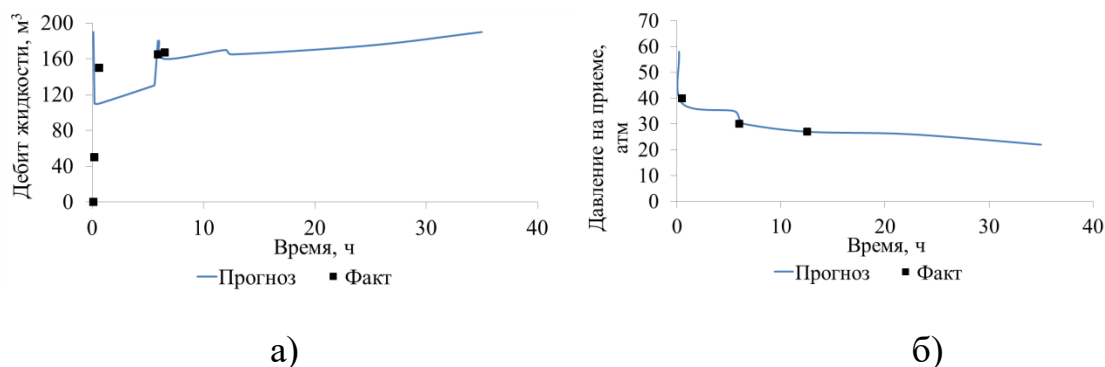


Рисунок 2.13 – Расчет прогноза для скважины А4 через 12,5 часов после запуска УЭЦН по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

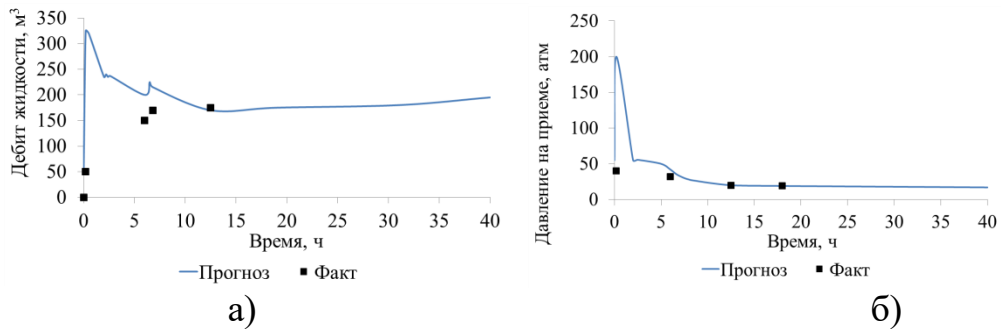


Рисунок 2.14 – Расчет прогноза для скважины А4 через 18,5 часов после запуска УЭЦН по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

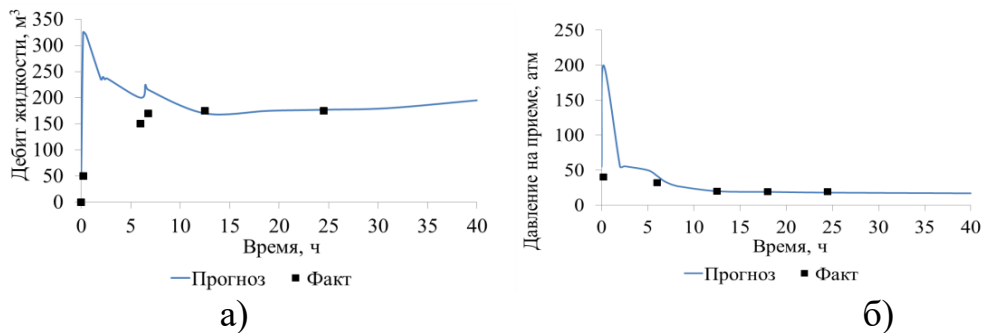


Рисунок 2.15 – Расчет прогноза для скважины А4 через 24,5 часа после запуска УЭЦН по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

При этом для расчета прогнозных параметров приоритет замеров определяется их давностью, что в ряде случаев (Рисунки 2.14 и 2.15) приводит к тому, что аппроксимация начальных точек проводится уже достаточно грубо за счет увеличения точности аппроксимации последних фактических замеров. Прогнозная частота тока УЭЦН, соответствующая Рисункам 2.12-2.16, равна 52,4, 59,9, 47,8, 47,8 и 47,7 Гц соответственно, из расчета целевого динамического уровня при погружении в 100 м. Фактическая частота тока УЭЦН после ВНР составила 46 Гц. При этом давление на приеме составило 25 атм при расчетном 22 атм (отсюда и получилась разница в значениях).

На Рисунках 2.16-2.21 показаны аналогичные расчеты для скважины А5 месторождения В5 Волго-Уральского региона. Здесь следует отметить, что последние четыре прогноза близки друг к другу как по динамике прогнозных дебита жидкости и давления на приеме, так и по целевой частоте. Еще один важный момент: прогноз, выданный через 27 часов и 40 минут после запуска

УЭЦН, предсказывает окончание ВНР уже через 2 часа после выдачи прогноза. По факту скважина проработала 3 суток, прежде чем была выведена на режим.

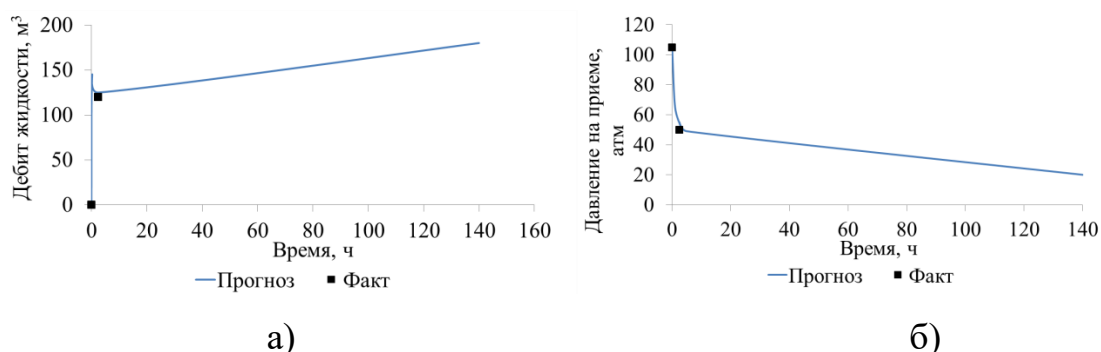


Рисунок 2.16 – Расчет прогноза для скважины А5 через 1 час 40 минут после запуска УЭЦН (прогнозная частота тока - 59,2 Гц) по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

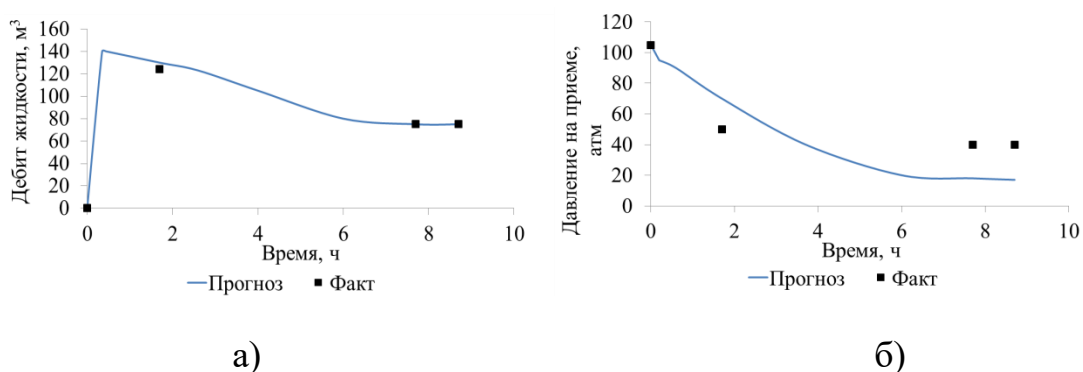


Рисунок 2.17 – Расчет прогноза для скважины А5 через 9 часов 40 минут после запуска УЭЦН (прогнозная частота тока - 40,0 Гц) по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

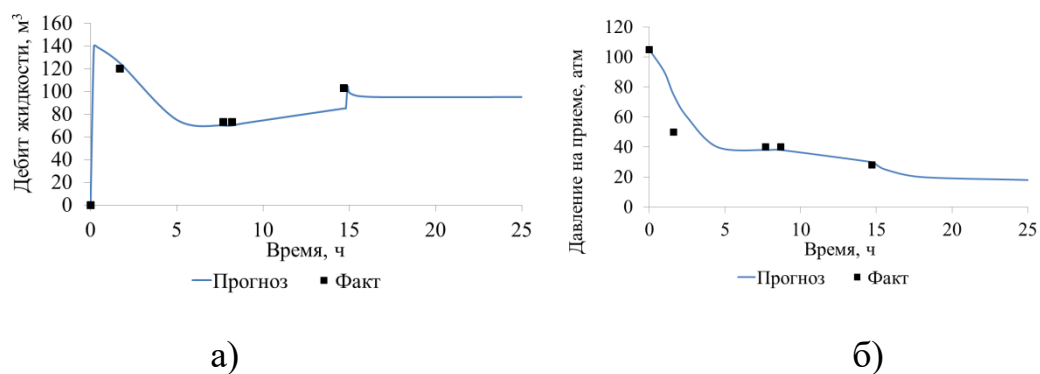


Рисунок 2.18 – Расчет прогноза для скважины А5 через 15 часов 40 минут после запуска УЭЦН (прогнозная частота тока - 44,3 Гц) по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

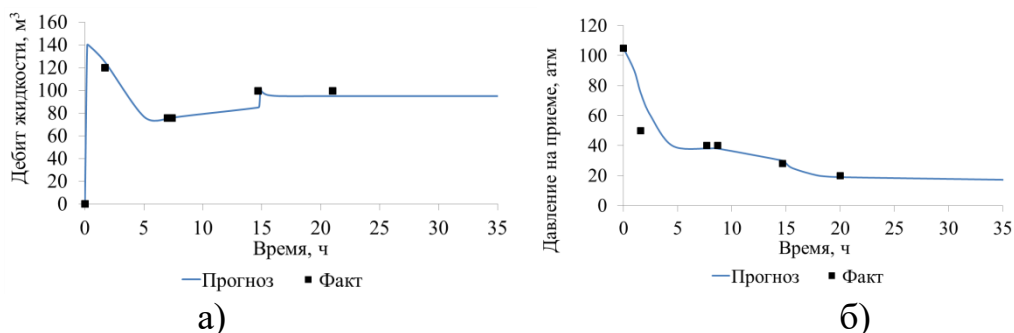


Рисунок 2.19 – Расчет прогноза для скважины А5 через 21 часов 40 минут после запуска УЭЦН (прогнозная частота - 44,8 Гц) по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

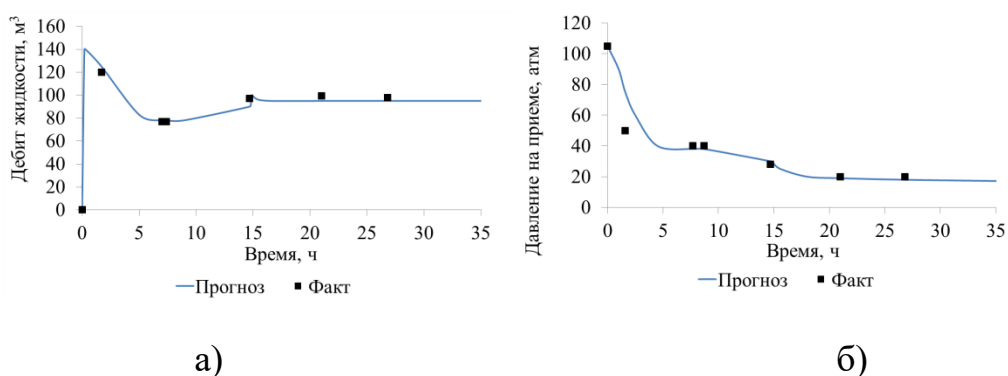


Рисунок 2.20 – Расчет прогноза для скважины А5 через 27 часов 40 минут после запуска УЭЦН (прогнозная частота тока 44,0 Гц) по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

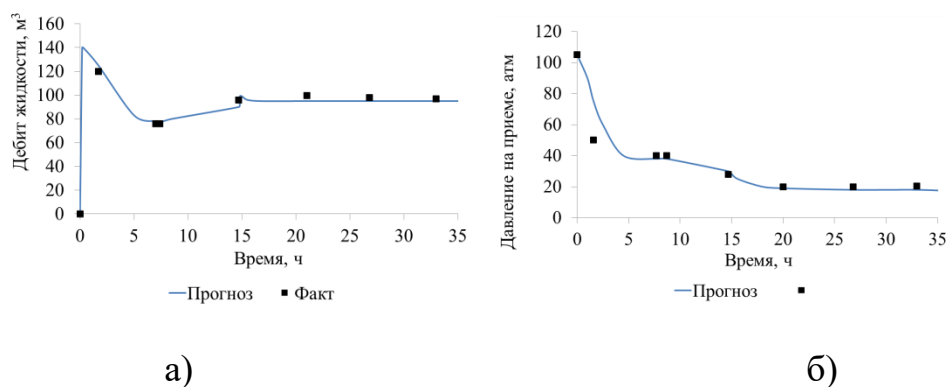


Рисунок 2.21 – Расчет прогноза для скважины А5 через 33 часов 40 минут после запуска УЭЦН (прогнозная частота тока - 44,2 Гц) по дебиту (а) и давлению на приеме насоса (б)

Результаты тестирования модели показывают удовлетворительную сходимость фактических и расчетных параметров, которая составляет

достаточную для использования разработанной модели для прогнозирования параметров работы УЭЦН при ВНР.

## **2.5 Моделирование течения жидкости глушения при ВНР и оценка ее влияния на работу УЭЦН**

Глушение скважин тяжелыми растворами – один из основных этапов ремонта скважин с УЭЦН, который необходим для создания необходимого давления на забое для предотвращения фонтанирования скважины. Глушение не является обязательным для всех нефтедобывающих скважин, но там, где оно проводится, требуется ее учет при вводе в эксплуатацию УЭЦН. В технологических регламентах нефтедобывающих компаний обычно указывается, что окончание ВНР наступает не ранее, чем из скважины будет выкачано достаточно жидкости, чтобы исключить вероятность наличия в ней остаточного объема раствора глушения [10].

Главной особенностью математической модели скважины, отличающей ее от моделей других авторов, является учет жидкости глушения (формулы 2.9-2.11). Существующие алгоритмы, реализованные в большинстве программ, предназначенных для подбора и анализа режима работы нефтепогружного оборудования, не учитывают ее наличия в скважине с УЭЦН, поскольку описывают установившийся режим эксплуатации, когда жидкость глушения уже полностью вымыта на поверхность.

Для иллюстрации замещения жидкости глушения в скважине с УЭЦН рассмотрим модельную задачу в упрощенной постановке относительно рассмотренной ранее нестационарной математической модели скважины. Примем, что пластовая жидкость представляет собой смесь воды и нефти постоянной плотности, свободный газ в скважине отсутствует, а УЭЦН моделируется с помощью расходно-напорной характеристики без учета деградации напора [7, 74, 75, 78].

Предположим, что при запуске УЭЦН скважина частично заполнена жидкостью глушения, забойное давление равно пластовому и приток жидкости из пласта отсутствует. Жидкость глушения заполняет обсадную колонну до приема насоса, нижнюю часть НКТ и затрубного пространства (поскольку ее плотность выше, чем у скважинной жидкости). После включения насоса начинается откачка жидкости из затрубного пространства и обсадной колонны. При этом забойное давление уменьшается ниже пластового и начинается приток пластовой жидкости в скважину. Постепенно пластовая жидкость замещает жидкость глушения в элементах скважины и наконец полностью ее вытесняет на поверхность.

На Рисунке 2.22 показаны распределения концентрации жидкости глушения в скважине с УЭЦН в различные моменты времени после включения насоса. Для наглядности элементы скважины разбиты на элементарные ячейки, для которых указана объемная концентрация жидкости глушения в каждый из моментов времени. Синим цветом окрашены ячейки, в которых объемная концентрация жидкости глушения выше, чем объемная концентрация пластовой жидкости, красным – ячейки, где ситуация прямо противоположная.

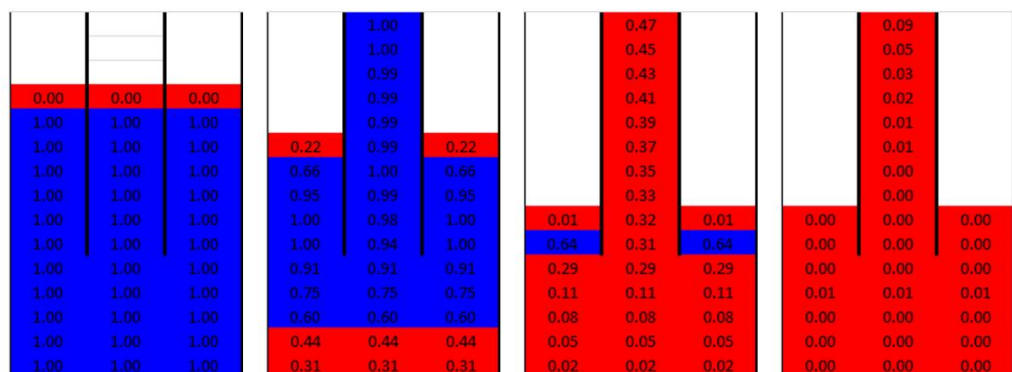


Рисунок 2.22 – Распределения концентрации жидкости глушения в скважине с УЭЦН в модельной задаче для различных моментов времени после запуска насоса (начальное распределение, через 2 часа, через 6 часов, через 12 часов)

Задача решалась при следующих исходных параметрах: пластовое давление – 200 атм, давление насыщения – 120 атм, обводненность – 50%, плотности

нефти, воды и жидкости глушения – 850, 1000 и 1100 кг/м<sup>3</sup> соответственно, объем жидкости глушения – 20 м<sup>3</sup>, коэффициент продуктивности скважины – 0,5 м<sup>3</sup>/сут/атм, глубина скважины до верхних отверстий перфорации – 2500 м, угол наклона скважины к вертикали – 0°, глубина спуска насоса – 2300 м, линейное и буферное давления – по 10 атм, диаметр обсадной колонны – 130 мм, диаметр НКТ – 73 мм, номинальный дебит и напор УЭЦН – 50 м<sup>3</sup>/сут и 2300 м соответственно, скорость оседания жидкости глушения относительно скважинной жидкости – 0,05 м/с.

Из рисунка 2.22 видно, что с течением времени концентрация жидкости глушения в скважине с УЭЦН уменьшается, при этом в обсадной колонне она уменьшается быстрее, чем в затрубном пространстве. Через 12 часов работы насоса максимальная концентрация жидкости глушения во всех элементах скважины не превышает 10%.

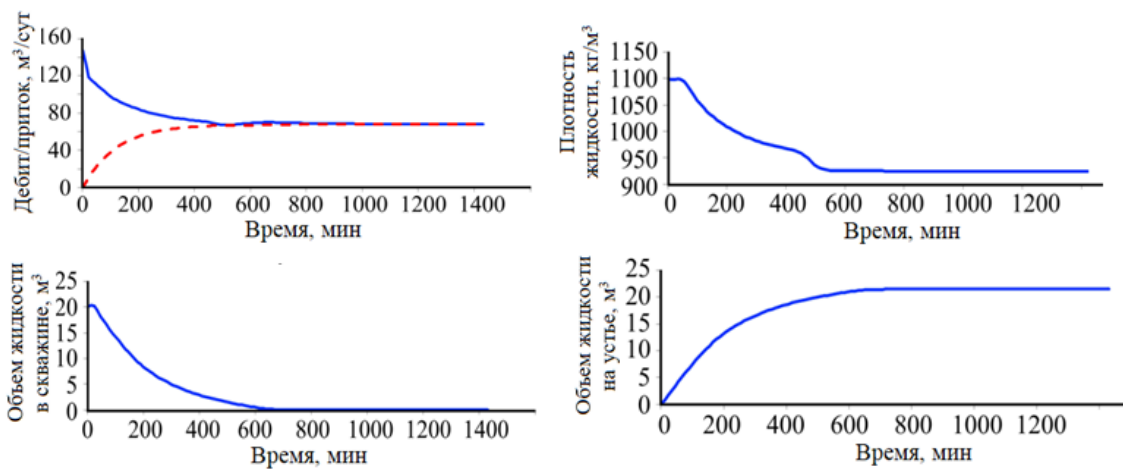


Рисунок 2.23 – Изменения основных параметров в модельной задаче во времени

На Рисунке 2.23 показаны распределения основных параметров во времени. Как следует из рисунка 2.23, дебит скважины с УЭЦН сравнялся с притоком из пласта примерно через 10 часов после запуска насоса в работу. Примерно за это же время произошло полное вымывание жидкости глушения из скважины с УЭЦН: плотность жидкости на устье скважины снизилась со 1100 кг/м<sup>3</sup> (плотность жидкости глушения) до 925 кг/м<sup>3</sup> (плотность скважинной жидкости).



На Рисунке 2.24 показаны распределения во времени объема жидкости глушения в НКТ, эксплуатационной (обсадной) колонне и затрубном пространстве. Как следует из рисунка 2.24, полный вынос жидкости глушения из затрубного пространства и обсадной колонны произошел примерно через 500 минут после пуска УЭЦН, а в НКТ ненулевая концентрация жидкости глушения наблюдалась дольше – примерно 650 минут.

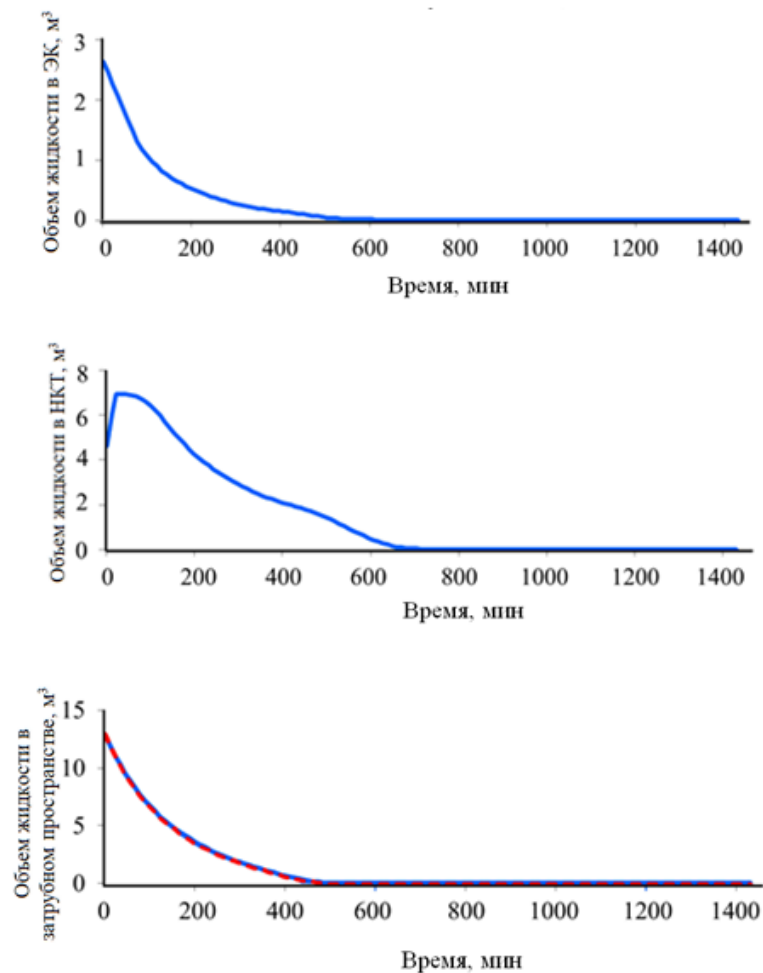


Рисунок 2.24 – Распределения во времени остаточного объема жидкости глушения в эксплуатационной колонне, НКТ и затрубном пространстве (сверху вниз)

Приведенный пример показывает, как изменяется концентрация жидкости глушения во времени в элементах скважины с УЭЦН для модельной задачи. В реальных промысловых условиях отсутствует возможность замерять

концентрацию в скважине. Оценка объема выноса жидкости глушения обычно производится на основании измерений плотности жидкости на устье скважины с УЭЦН и последующего пересчета на объем жидкости глушения. На Рисунке 2.25 приведено сравнение остаточных замерного и расчетного объема жидкости глушения для скважины А6 месторождения В6 Западной Сибири. Из графиков видно, что расчетные значения хорошо согласуются с замерными (отмечены точками), а полный вынос жидкости глушения из скважины с УЭЦН произошел примерно через 35 часов после начала ВНР [7].

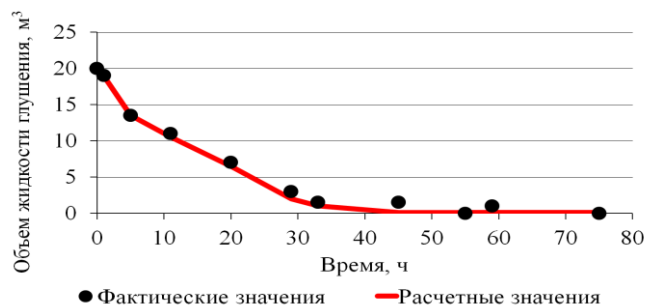


Рисунок 2.25 – Сравнение расчетного и замерного изменения остаточного объема жидкости глушения для скважины А6 месторождения В6 Западной Сибири

В целом, на основе моделирования 300 ВНР установлено, что плотность флюида, проходящего через насос изменяется в пределах до 30 % от начального значения.

С точки зрения мониторинга и регулирования ввода в эксплуатацию УЭЦН, наличие жидкости глушения в скважине перед запуском насоса означает, что плотность смеси, проходящей через насос, в течение первых нескольких часов и суток ВНР будет изменяться в достаточно широких пределах. Сразу после запуска УЭЦН начинает откачивать жидкость глушения, которая занимает объем обсадной колонны, затрубного пространства и в некоторых случаях часть призабойной зоны пласта. Плотность жидкости глушения обычно выбирается плотностью выше, чем плотность воды и нефти, поэтому УЭЦН в первое время после запуска будет работать с повышенной нагрузкой. Следует отметить, что при одинаковом расходе смеси полезный напор УЭЦН на жидкости глушения будет

на 20-40% меньше напора, развиваемого на газоводонефтяной смеси. В результате, при некорректном подборе оборудования и режима его работы может произойти срыв подачи по напору или уровню. При замещении жидкости глушения пластовым флюидом, наоборот, полезный напор насоса резко возрастает и рабочая точка на расходно-напорной характеристике УЭЦН смещается влево, что также чревато остановкой.

Для того чтобы оценить, как меняется режим работы УЭЦН во время ВНР скважины с жидкостью глушения, рассмотрим примеры для конкретных скважин.

На Рисунке 2.26 приведены графики изменения дебита и давления на приеме УЭЦН для скважины А7 месторождения В7 Волго-Уральского региона. Во время проведения ремонта скважина была заглушена тяжелым раствором плотностью  $1240 \text{ кг/м}^3$  объемом  $28 \text{ м}^3$ . При этом плотность воды для этой скважины равна  $1165 \text{ кг/м}^3$ , плотность нефти –  $883 \text{ кг/м}^3$ , а целевая обводненность – 96%. Откачка флюида производилась установкой, включающей ЭЦН5-45-2300, частота которого изменялась от начальных 40 Гц до 49 Гц в конце ВНР (Рисунок 2.30). Остановок УЭЦН во время ВНР не было.

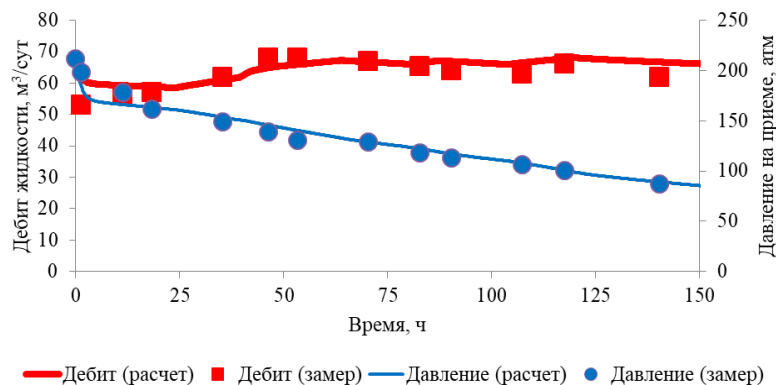


Рисунок 2.26 – Изменение замерных и расчетных дебита жидкости и давления на приеме насоса во времени для скважины А7 месторождения В7 Волго-Уральского региона

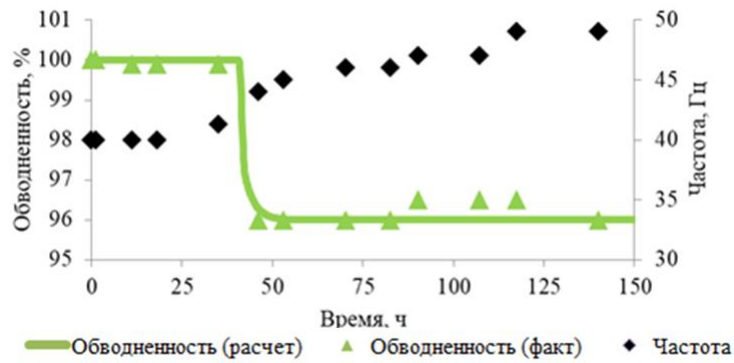


Рисунок 2.27 – Изменение замерной и расчетной обводненности и частоты во времени для скважины А7 месторождения В7 Волго-Уральского региона

Интересно проследить траекторию рабочей точки – пары фактических значений расхода и напора насоса относительно расходно-напорной характеристики УЭЦН (Рисунок 2.27). После запуска УЭЦН, когда он откачивает только жидкость глушения, происходит рост полезного напора насоса от 150 до 650 м. По мере того, как жидкость глушения постепенно вытесняется из скважины пластовой жидкостью (момент прихода пластовой жидкости в насос отмечен на Рисунке 2.28 символом), происходит резкое увеличение расхода жидкости с 58 до 70 м<sup>3</sup>/сут, после чего полезный напор продолжает расти до 1350 метров, но уже по измененной траектории. Для сравнения на Рисунке 2.28 показана траектория рабочей точки УЭЦН, когда жидкость глушения отсутствует.

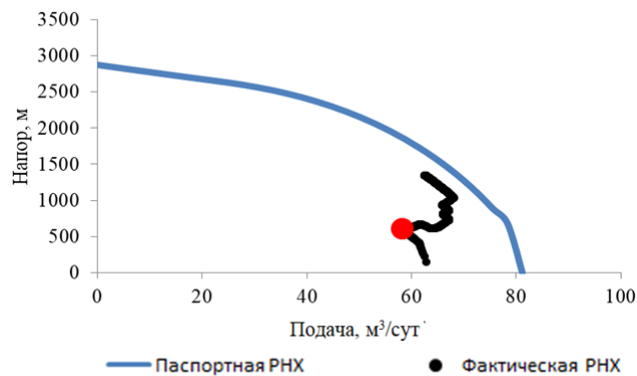


Рисунок 2.28 – Траектория рабочей точки относительно расходно-напорной характеристики ЭЦН5-45-2300, построенной на технической воде

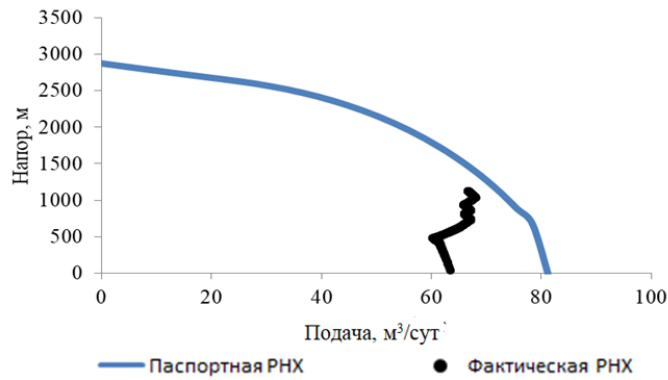


Рисунок 2.29 – Траектория рабочей точки относительно расходно-напорной характеристики ЭЦН5-45-2300, построенной на технической воде при отсутствии жидкости глушения

Следующий пример – это скважина А8 месторождения В8 Волго-Уральского региона. Особенностью ее ВНР является наличие тяжелого раствора глушения плотностью  $1420 \text{ кг/м}^3$  объемом  $38 \text{ м}^3$ . Скважина оборудована ЭЦН5-50-2320, который в начальный момент времени эксплуатируется на низких частотах в интервале 35-40 Гц.

Моделирование работы УЭЦН в постоянном режиме показывает наличие срывов подачи по напору в первые 2,5 суток после запуска в эксплуатацию (Рисунки 2.30, 2.31).

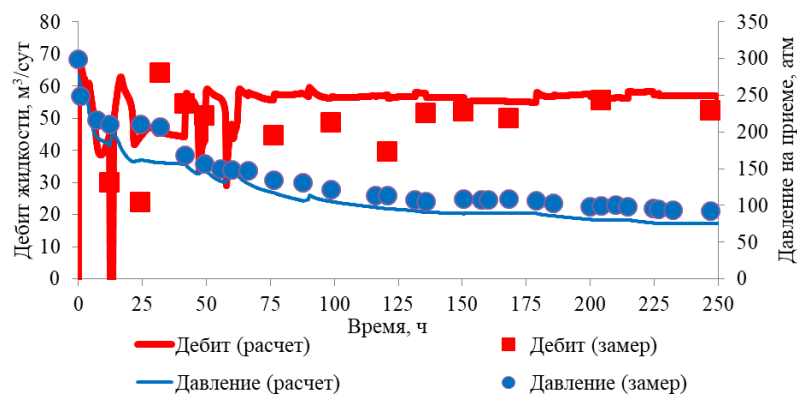


Рисунок 2.30 – Изменение замерных и расчетных дебита жидкости и давления на приеме УЭЦН во времени для скважины А8 месторождения В8 Волго-Уральского региона

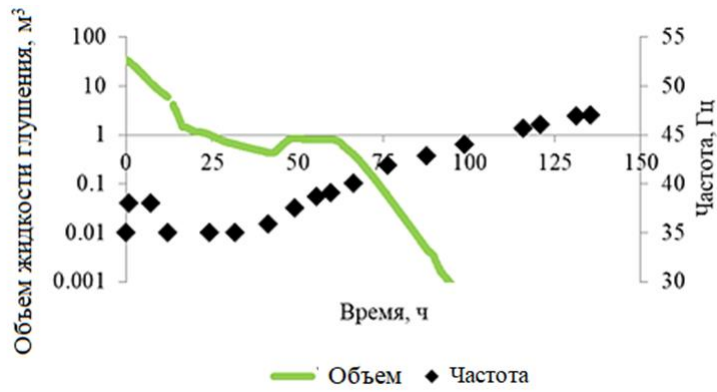


Рисунок 2.31 – Изменение расчетного объема жидкости глушения в скважине и замерной частоты тока УЭЦН во времени для скважины А8 месторождения В8 Волго-Уральского региона

Действительно, в это время, согласно карте ВНР, скважина была временно переведена в режим УПР с длительностью циклов откачки и накопления по 10 минут. После выноса жидкости глушения (примерно через 60 часов после начала ВНР) режим скважины стабилизировался, и в дальнейшем частота тока УЭЦН была постепенно увеличена до 50 Гц.

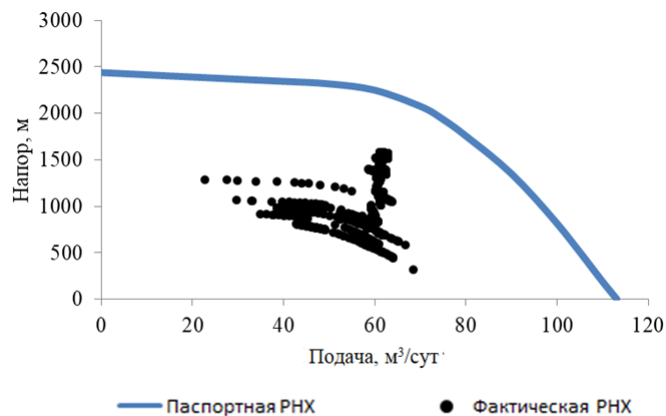


Рисунок 2.32 – Траектория рабочей точки относительно расходно-напорной характеристики ЭЦН5-50-2320, построенной на технической воде.

На Рисунке 2.32 показана траектория рабочей точки УЭЦН для этой скважины в координатах подача-напор. Видно, что при срывах подачи на низких частотах рабочая точка резко перемещается влево.

Таким образом:

1 Наличие жидкости глушения в скважине во время ввода в эксплуатацию УЭЦН влияет на расходно-напорную характеристику насоса. При этом, риски срыва подачи в результате некорректного подбора режима работы насоса могут отмечаться как на этапе откачки жидкости глушения, так и сразу после замещения ее пластовым флюидом.

2 Для оценки рисков остановки УЭЦН из-за влияния жидкости глушения и корректировки ее режима работы с помощью изменения частоты тока необходимо использовать моделирование течения многофазного потока с учетом жидкости глушения.

## **2.6 Влияние переменной продуктивности пласта на риск остановки УЭЦН во время ВНР**

Как уже было отмечено при описании модели пласта (разделы 2.1 и 2.3.1), основной его характеристикой является переменная во времени продуктивность. Уменьшение продуктивности скважины во времени важно учитывать при вводе в эксплуатацию скважины с УЭЦН. Пренебрежение этим правилом на практике часто приводит к остановкам насоса, которые носят серийный характер, если вовремя не скорректировать режим работы УЭЦН [69].

На Рисунках 2.33 и 2.34 показаны графики изменения основных параметров для скважины А9 месторождения В9, у которой на завершающей стадии ВНР произошли подряд две остановки УЭЦН по ЗСП, в результате чего был произведен отход по частоте на 45 Гц, с которой насос был введен в эксплуатацию. Данный пример иллюстрирует некорректный подбор оборудования к скважине, связанный с неверной оценкой притока из пласта. Интересно отметить, что моделирование посредством цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН показало, что режим насоса во время ВНР характеризуется неустойчивостью работы, что выражается в

характерных скачках дебита и зигзагообразной траектории рабочей точки на расходно-напорной характеристике УЭЦН (Рисунок 2.35).

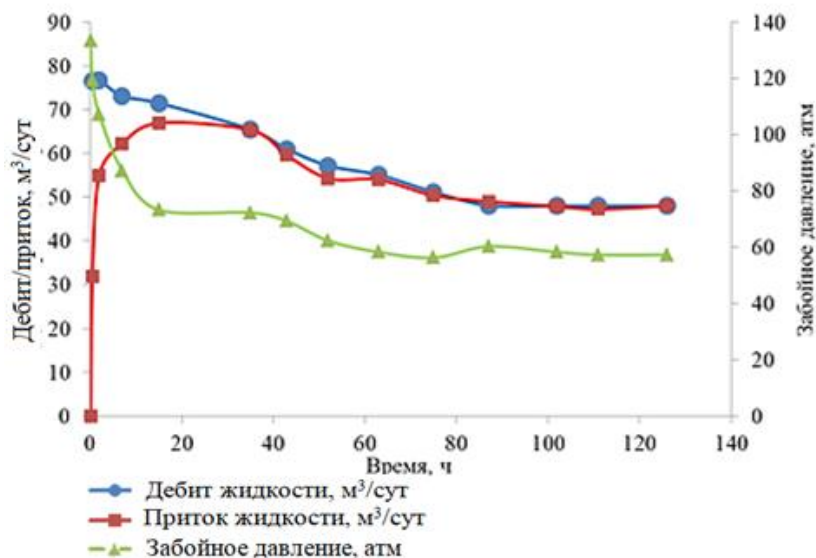


Рисунок 2.33 – Кривые изменения дебита жидкости, расчетного притока и забойного давления во время ВНР для скважины А9 месторождения В9 Западной Сибири

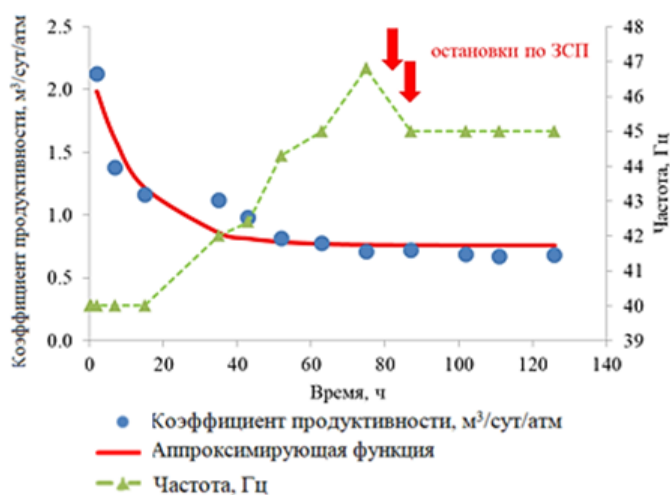


Рисунок 2.34 – Кривые изменения коэффициента продуктивности и частоты тока УЭЦН во время ВНР для скважины А9 месторождения В9 Западной Сибири

Аналогичные графики представлены для скважины А10 месторождения В10 на Рисунках 2.36-2.38. Здесь ВНР характеризуется частыми остановками УЭЦН по ЗСП (кроме первой), вызванными низким притоком жидкости из пласта.



Моделирование показало, что насос значительную часть своего времени работает в левой зоне, что приводит к осцилляциям дебита и создает риск остановки УЭЦН.

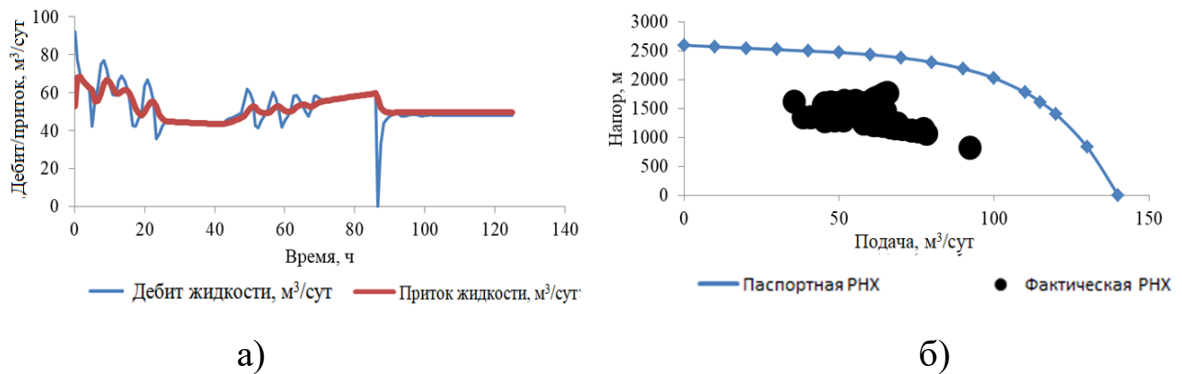


Рисунок 2.35 – Результаты моделирования ВНР для скважины А9 месторождения В9 Западной Сибири. Слева – график изменения расчетных дебита и притока, справа – траектория рабочей точки на расходно-напорной характеристике УЭЦН

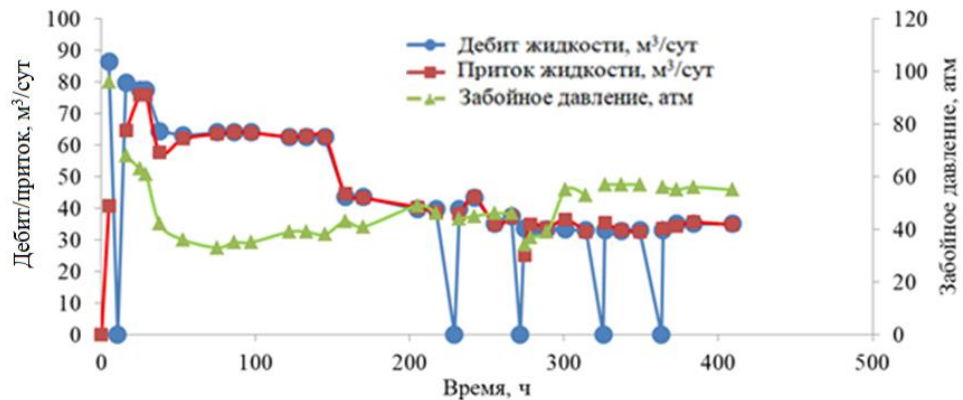


Рисунок 2.36 – Кривые изменения дебита жидкости, расчетного притока и забойного давления во время ВНР для скважины А10 месторождения В10 Западной Сибири

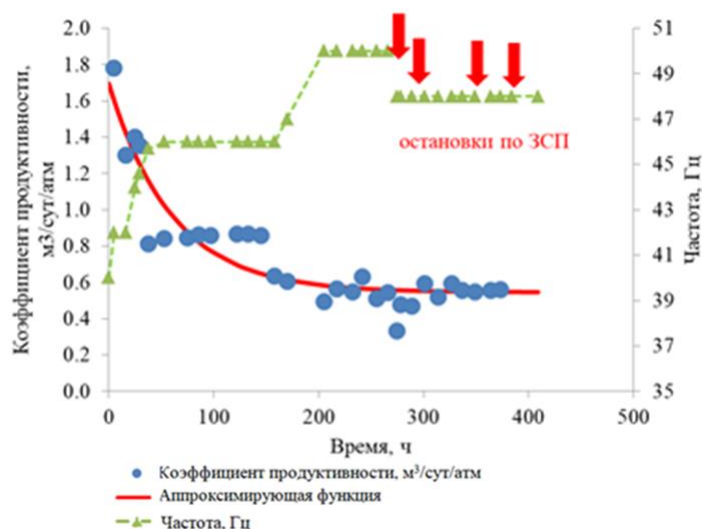
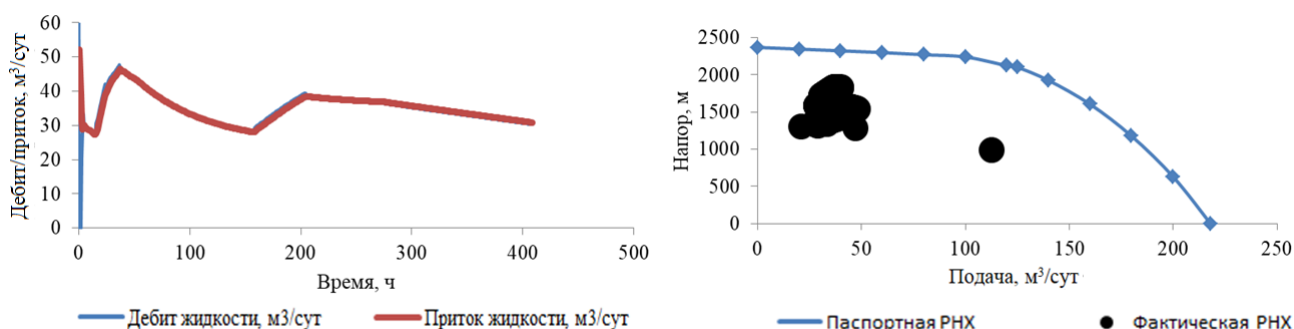


Рисунок 2.37 – Кривые изменения коэффициента продуктивности и частоты во время ВНР для скважины А10 месторождения В10 Западной Сибири



а)

б)

а) – график изменения расчетных дебита и притока, б) – траектория рабочей точки на расходно-напорной характеристике УЭЦН

Рисунок 2.38 – Результаты моделирования ВНР для скважины А10 месторождения В10 Западной Сибири

В целом, в результате моделирования процесса ВНР скважин с УЭЦН месторождений Волго-Уральского региона и Западной Сибири по 300 картам ВНР установлено, что в промысловых условиях во время ВНР значение мгновенного коэффициента продуктивности скважины может изменяться в пределах до 300 % и выше. Таким образом, снижение продуктивности скважины при вводе в эксплуатацию УЭЦН приводит к негативным последствиям, которые прежде

всего проявляются в серийных останков насоса из-за срабатывания защиты от срыва подачи вследствие недостаточного притока из пласта. Для обеспечения безаварийного ввода в эксплуатацию УЭЦН необходимо прогнозировать поведение продуктивности пласта и своевременно корректировать частоту тока.

## 2.7 Выводы к главе 2

1 Анализ существующих моделей цифровых двойников процесса функционирования скважины с УЭЦН показал, что во всех случаях использовались упрощенные модели одного или нескольких ее элементов, что недостаточно для описания нестационарных процессов при ВНР. Для описания пласта применялись модель Вогеля и закон Дарси, квазистационарное уравнение пьезопроводности, для скважины - гидростатический закон изменения давления, линейная функция изменения уровня от времени, для насоса - постоянная во времени или кусочно-линейная зависимость расхода от перепада давлений. Для целей настоящей работы требуется разработка такой модели, которая бы учитывала все основные эффекты, возникающие при ВНР скважины с УЭЦН.

2 Показана необходимость учета процессов замещения жидкости глушения при ВНР для обеспечения возможности оперативного изменения параметров работы насосного оборудования. Поскольку плотность жидкости глушения значительно выше пластовой, то в процессе замещения жидкости глушения может произойти срыв подачи УЭЦН из-за недостаточности напора для преодоления гидростатического давления столба жидкости в НКТ. При определенных условиях это может привести к остановке насоса либо к перегреву УЭЦН (в зависимости от настройки защит в станции управления), выраженному в плавлении погружного кабеля, нарушении герметичности гидрозащиты, электропробое изоляции обмотки статора ПЭД.

3 В результате моделирования процесса ВНР установлено, что значения мгновенного коэффициента продуктивности в промысловых условиях могут изменяться до 300 % и выше. Для корректного предсказания поведения

параметров работы УЭЦН и исключения остановок насоса из-за срабатывания защиты от срыва подачи вследствие недостаточного притока из пласта необходимо учитывать и контролировать эти изменения.

4 Разработана комплексная математическая модель в системе «пласт - скважина - УЭЦН», состоящая из взаимоинтегрированных моделей пласта, скважины и оборудования, и описывающая нестационарное течение пластового флюида в элементах системы с учетом выноса жидкости глушения, изменения коэффициента продуктивности и параметров работы УЭЦН.

5 Разработан цифровой двойник процесса функционирования скважины с УЭЦН, основанный на нестационарной комплексной интегрированной модели, и позволяющий моделировать и оптимизировать технологические процессы в скважине и оборудования при ВНР с учетом процессов фазового замещения жидкости глушения и переменного коэффициента продуктивности.

6 Предложен новый алгоритм обеспечения автоматизированного ввода в эксплуатацию УЭЦН с помощью изменения ее режима работы за счет варьирования частоты тока таким образом, чтобы рабочая точка на РНХ в разные моменты времени не выходила за границы рабочей области. Данный алгоритм позволяет снизить число внеплановых остановок УЭЦН из-за срывов подачи и перегрева ПЭД вследствие снижения продуктивности пласта и замещения жидкости глушения пластовым флюидом более чем в 2 раза.

7 Представлены результаты моделирования в виде зависимостей изменения различных параметров эксплуатации УЭЦН при течении жидкости глушения при ВНР, срабатывания ЗСП, реализации переменного коэффициента продуктивности. Результаты моделирования показали достаточную сходимость промысловых и расчетных данных, которая составляет 2-4%. Установлено, что при наличии жидкости глушения повышается риск остановок УЭЦН из-за срыва подачи как на этапе откачки жидкости глушения, так и сразу после замещения ее пластовым флюидом.

## ГЛАВА 3 РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ВЫВОДА НА РЕЖИМ СКВАЖИН, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

### 3.1 Разработка устройства для стабилизации уровня жидкости над насосом

3.1.1 Актуальность разработки устройства для стабилизации уровня жидкости над насосом

В первой главе было показано, что в процессе ввода или при эксплуатации УЭЦН всё большую актуальность приобретают вопросы, связанные с минимизацией внеплановых остановок насоса, вызванных недостаточным или снижающимся притоком пластовой жидкости. При этом длительность простоя увеличивается из-за негерметичности обратного клапана УЭЦН, который обеспечивает предотвращение турбинного вращения рабочих колес насоса при остановках УЭЦН и облегчает последующий запуск насоса.

В таблице 3.1 приведена статистика распределения фонда скважин месторождений Волго-Уральского региона и Западной Сибири по режимам эксплуатации с разбивкой на группы по номинальной производительности УЭЦН.

Таблица 3.1 – Распределение фонда скважин по режимам эксплуатации с разбивкой на группы по производительности

Режим работы	Производительность УЭЦН, м <sup>3</sup> /сут				Доля от действующего фонда, %
	0-40	40-80	80-160	свыше 160	
Постоянный	93%	42%	56%	88%	58,89%
АПВ	1%	8%	6%	1%	5,61%
УПР	6%	50%	39%	10%	35,50%

Из таблицы 3.1 стоит выделить, что более 40% фонда скважин с УЭЦН эксплуатируются в периодическом режиме, из которых 5,61% составляют скважины с АПВ. Использование данного режима является вынужденной мерой,

связанной с необходимостью длительного простоя скважины в ожидании слива столба жидкости из НКТ, пока не прекратится турбинное вращение. Причиной данного простоя выступает негерметичность обратного клапана УЭЦН, что влечёт за собой значительные потери в добыче нефти.

В целом периодический режим эксплуатации имеет ряд недостатков:

- снижение общего ресурса УЭЦН, вызванное циклическим превышением нагрузок на установку при запуске;
- существует вероятность перемерзания нефтесборных коллекторов в период остановки скважины в накоплении (риск увеличивается вследствие более длительного простоя из-за невозможности запуска УЭЦН в связи с турбинным вращением);
- негерметичность обратного клапана УЭЦН не позволяет реализовать оптимальную эксплуатацию скважин в периодическом режиме и требует длительных простоев в ожидании слива жидкости из НКТ. Также, в случае негерметичности клапана, изменение забойного давления в процессе циклов откачки и накопления не обеспечивает создания постоянного притока;
- низкая энергоэффективность УЭЦН в сравнении с постоянным режимом эксплуатации.

Вышеперечисленные факторы ведут к увеличению времени простоя скважин и, как следствие, увеличению потерь в добыче нефти, росту операционных и капитальных расходов.

Решением данной проблемы является использование устройства, стабилизирующего динамический уровень жидкости в стволе скважины с УЭЦН посредством сброса жидкости из НКТ в затрубное пространство, внедрение которого позволило бы:

1. Обеспечить работу УЭЦН в постоянном режиме путем срабатывания устройства при критическом снижении динамического уровня.
2. Минимизировать время простоя УЭЦН, приходящегося на ожидание перезапуска.
3. Увеличить наработку УЭЦН на отказ.

Область применения данного устройства:

1. Скважины с УЭЦН, в которых недостаточный приток после длительной эксплуатации.
2. Скважины с УЭЦН, имеющие сильную гидродинамическую связь с фондом скважин системы ППД, и тем самым подверженные частым изменениям режима работы по причине изменения притока.
3. Скважины, оборудованные УЭЦН, обратные клапаны которых подвержены ускоренному выходу из строя.

### 3.1.2 Обзор технических устройств для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине

Существует несколько примеров устройств и способов эксплуатации скважины, в которых используется сброс части жидкости в затрубное пространство скважины, обеспечивающий необходимое значение динамического уровня жидкости для устойчивой работы УЭЦН [176-177].

Рассмотрено устройство по патенту РФ 2235904 [178].

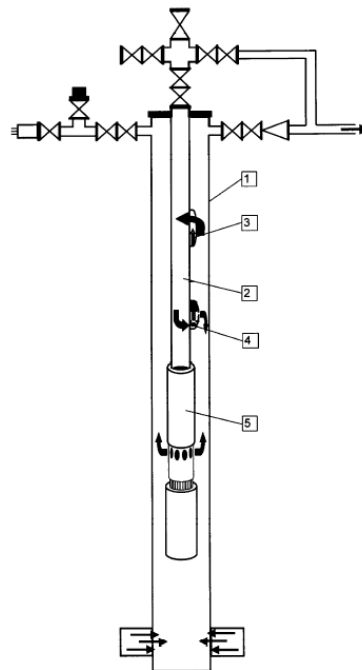


Рисунок 3.1 – Схемы работы оборудования для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине по патенту РФ 2235904

Данное устройство работает следующим образом. Полностью отбирается и утилизируется жидкость глушения с помощью канатной техники в скважинные камеры 3 и 4. Далее устанавливают регулятор динамического уровня и регулятор давления в затрубном пространстве скважины, после чего закрывают затрубное пространство скважины и запускают в работу насос 5. При снижении динамического уровня до критической точки открывается регулятор в скважинной камере 4, и часть жидкости из колонны НКТ 2 перетекает в затрубное пространство скважины, в результате чего компенсируется снижение динамического уровня до расчетной величины, обеспечивая заданное давление в точке установки регулятора динамического уровня. После чего регулятор закрывается, и соответственно, движение откачиваемой жидкости из НКТ в затрубное пространство прекращается. Главным недостатком этого устройства является необходимость проведения спуско-подъемных операций (СПО) после откачки жидкости глушения.

Далее рассмотрен принцип работы устройства по патенту РФ2592590 [177] (Рисунок 3.2), который аналогичен с вышеприведенным устройством, но не требует проведения СПО после откачки жидкости глушения.

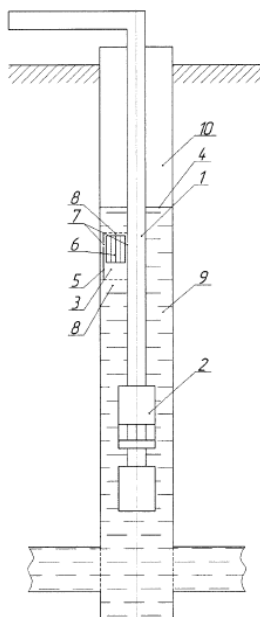


Рисунок 3.2 – Схемы работы оборудования для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине по патенту РФ 2592590



Основным недостатком этого устройства является невозможность регулирования его работы, в связи с отсутствием системы управления (клапан механический).

Также рассмотрена работа устройства по патенту РФ 2716786 [176] (Рисунок 3.3). При работе данного устройства в результате снижения давления срабатывает датчик и открывается клапан, сливающий часть жидкости в затрубное пространство, и восстанавливается динамический уровень в скважине. Недостатком этого устройства является то, что датчик давления не позволяет определить источник этого давления (газ или жидкость). Таким образом, при увеличении давления газа и отжима динамического уровня жидкости в скважине устройство не сможет среагировать на это изменение.

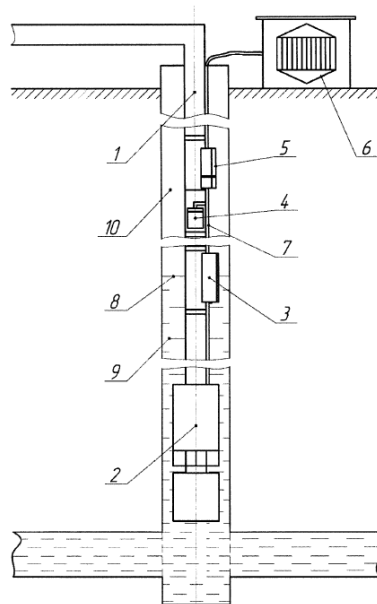
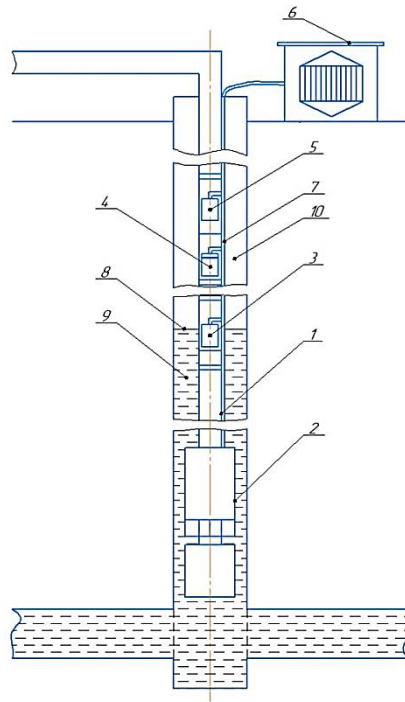


Рисунок 3.3 – Схемы работы оборудования для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине по патенту РФ 2716786

3.1.3 Разработка устройства для стабилизации динамического уровня жидкости в скважине

В разделе 3.1.2 показано, что существует ряд устройств, применяемых для стабилизации уровня жидкости над насосом и их недостатки. На основе рассматриваемых патентов на изобретения предложена новая конструкция

устройства для стабилизации уровня жидкости над насосом, которая включает автоматическую систему управления и систему определения динамического уровня, снабженное механизмом перепуска жидкости, позволяющее с достаточной точностью контролировать изменение динамического уровня. Схема устройства показана на Рисунке 3.4 [77, 80]. На разработанное устройство получен патент РФ 2770776.

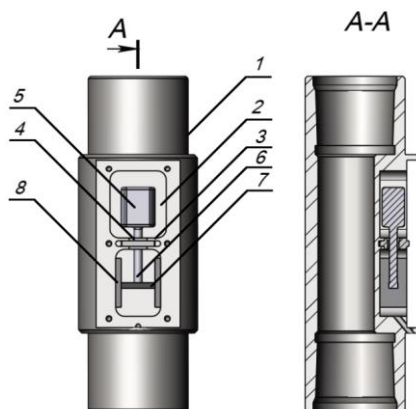


1 – НКТ, 2 – ЭЦН, 3 и 4 – устройство измерения динамического уровня, 5 – устройство перепуска жидкости, 6 – трансформатор, 7 – кабель, 8 – верхняя отметка газожидкостной смеси, 9 – пластовая жидкость, 10 – затрубное пространство скважины

Рисунок 3.4 – Схема устройства для стабилизации уровня жидкости над насосом

Устройства измерения динамического уровня 3 и 4 (Рисунок 3.5), идентичны по конструкции и представляют собой эксцентриковый корпус 1 с камерой 2. Камера 2 разделена на две части, разделенные перегородкой 3 с сальниковым уплотнением 4. В верхней части находится поплавок 5 на штоке 6. В нижней части штока 6 находится контактная пластина 7, замкнутая на

токопроводящих пластинах 8. Вся система смонтирована таким образом, чтобы движения поплавка передавались на электрическую систему 8, при этом нижняя и верхняя камеры гидравлически изолированы друг от друга. На корпусе 1 имеется отверстие для попадания флюида в камеру 2.



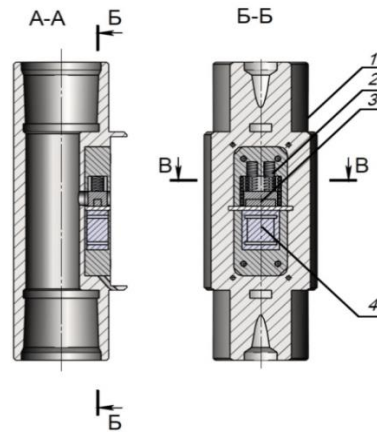
1–корпус; 2 – камера; 3 – перегородка; 4 – уплотнение; 5 – поплавок; 6 – шток; 7 – контактная пластина; 8 – токопроводящая пластина

Рисунок 3.5 – Устройство измерения уровня жидкости

При снижении уровня жидкости над насосом происходит падение поплавка и, соответственно, изменение сопротивления реостата, что определяется автоматической системой управления. Упомянутое устройство установлено в специальном эксцентриковом корпусе между двумя последовательно соединёнными НКТ, под механизмом перепуска жидкости и ниже динамического уровня в полости самого корпуса. Причем одно устройство установлено на отметке верхнего динамического уровня, а второе – нижнего, что позволяет контролировать значение динамического уровня и работу механизма перепуска.

Механизм перепуска жидкости (Рисунок 3.6) состоит из эксцентричного корпуса 1 с отверстием и крестообразного затвора 3 (перегородки). При подъеме затвора создается гидравлический канал, соединяющий полости НКТ и затрубное пространство, причем в нижней части затвора установлен прикрепленный к ней магнит, а в верхней части – две возвратные пружины 2 и стопор. Отверстие на корпусе механизма перепуска жидкости выполнено перпендикулярно относительно оси колонны НКТ. Поэтому при нахождении перегородки в верхнем

(открытом) положении происходит сообщение внутренней полости НКТ и затрубного пространства, а при максимальном нижнем положении (положении закрытия) – перегородка закрывает отверстия на корпусе, перекрывая перепуск жидкости.



1 – корпус; 2 – пружины; 3 – затвор; 4 – катушка индуктивности

Рисунок 3.6 – Устройство перепуска жидкости

Автоматическая система управления состоит из системной платы с процессором и распределителя тока, которые подключаются к системе определения значения динамического уровня и к катушке механизма перепуска жидкости, соответственно. Для исключения попадания добываемой жидкости на плату, в корпусе предусмотрена крышка с уплотненными выходами для проводов. При этом, корпус, в котором находится автоматическая система управления, закреплен между двумя последовательно соединёнными НКТ, ниже механизма перепуска жидкости.

Данное устройство лишено недостатков существующих устройств и позволит обеспечить непрерывность работы УЭЦН посредством автоматического управления изменением динамического уровня в скважинах с УЭЦН, подверженных частым изменениям режима работы по причине изменения притока, а также в скважинах, где обратные клапаны УЭЦН подвержены ускоренному выходу из строя.

### 3.1.4 Влияние критического погружения под динамический уровень на устойчивость работы УЭЦН

Принцип работы представленного устройства основан на отслеживании динамического уровня как основной характеристики контроля устойчивой работы УЭЦН. Вместе с тем, наряду с погружением под уровень, важным параметром, характеризующим эффективность эксплуатации УЭЦН, является доля свободного газа на приеме насоса, при высоком значении которого происходит резкая деградация его расходно-напорной характеристики, приводящая к ситуации, когда создаваемого насосом полезного напора не хватает для подъема пластовой жидкости на поверхность и происходит так называемый «срыв подачи по напору». При малом погружении под динамический уровень резко возрастает риск того, что его случайная флуктуация приведет к опусканию уровня жидкости в затрубном пространстве ниже приема насоса, и тогда в насос попадет пачка газа, а точнее произойдет «срыв подачи по уровню». Обычно два этих фактора работают в совокупности, поскольку снижение погружения под уровень ведет к уменьшению давления на приеме насоса и разгазированию нефти.

Чтобы оценить влияние погружения УЭЦН под динамический уровень на долю свободного газа, проведем параметрическое исследование для модельной задачи с помощью цифрового двойника УЭЦН. Исходные скважинные параметры: пластовое давление – 200 атм, пластовая температура – 90°C, давление насыщения – 100 атм, плотности воды и нефти – 1000 и 860 кг/м<sup>3</sup> соответственно, вязкость нефти в пластовых условиях – 10 сПз, коэффициент продуктивности скважины – 0,5 м<sup>3</sup>/сут/атм, глубина скважины – 2000 м, скважина строго вертикальная, диаметр НКТ – 73 мм, глубина спуска насоса – 1500 м, внутренний диаметр обсадной колонны – 130 мм, линейное и затрубное давления – 10 атм, скважина эксплуатируется ЭЦН-100 с номинальным напором 1500 м без газосепаратора. Варьируемыми параметрами для этой задачи являются газовый фактор и обводненность скважинной продукции, которые в совокупности определяют содержание свободного газа в смеси.

Алгоритм построения зависимости критического погружения УЭЦН под уровень от обводненности при различных значениях газового фактора следующий. Для трех значений газового фактора – 50, 100 и 200 м<sup>3</sup>/сут строятся зависимости критического погружения под динамический уровень жидкости, которые соответствуют доле свободного газа на приеме насоса 20%, от обводненности, принимающая значения в широком диапазоне при ВНР. Результаты расчетов приведены на Рисунке 3.7.

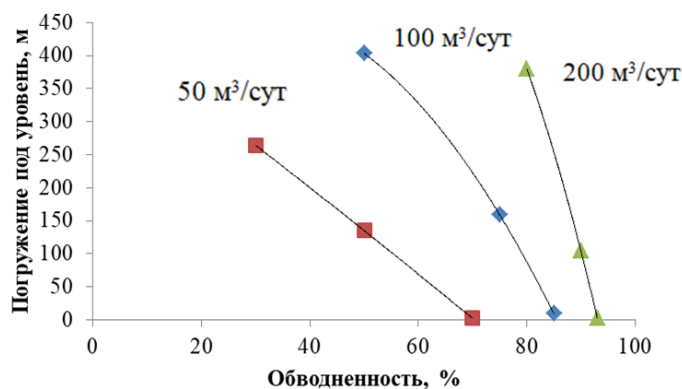


Рисунок 3.7 – Зависимость критического погружения УЭЦН под уровень от обводненности при различных значениях газового фактора в модельной задаче

Каждая из трех кривых делит плоскость на две части, в левой из которых доля газа на приеме ЭЦН больше критического значения, а в правой – меньше.

При наличии газосепаратора положения кривых будут смещаться влево (Рисунок 3.8). Видно, что при наличии газосепаратора критические значения погружения под уровень несколько меньше, чем без него, при этом обеспечивается возможность работы УЭЦН при высоком газовом факторе (100 м<sup>3</sup>/т) при меньшей обводненности продукции.

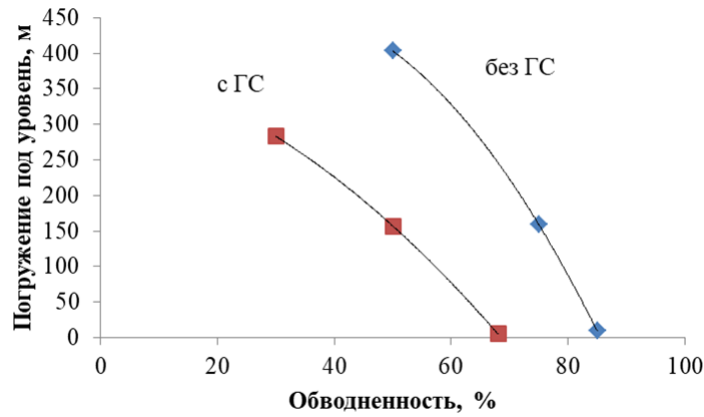


Рисунок 3.8 – Зависимость критического погружения под уровень от обводненности при газовом факторе  $100 \text{ м}^3/\text{т}$  при наличии и отсутствии газосепаратора на приеме насоса в модельной задаче

Другим, кроме обводненности, изменяющимся параметром при ВНР скважин с УЭЦН является коэффициент продуктивности скважины. На Рисунке 3.9 показаны графики изменения критического погружения УЭЦН под уровень от обводненности для трех различных значений коэффициента продуктивности при газовом факторе  $100 \text{ м}^3/\text{т}$ .

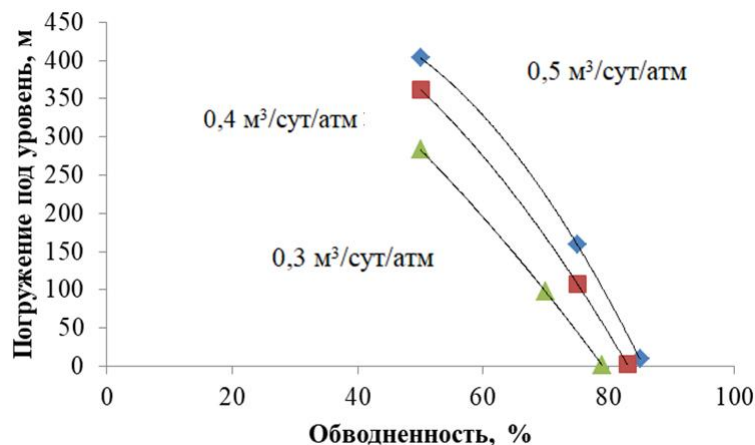


Рисунок 3.9 – Зависимость критического погружения под уровень от обводненности при газовом факторе  $100 \text{ м}^3/\text{т}$  при различных значениях коэффициента продуктивности скважины в модельной задаче

Таким образом, для оценки критического погружения УЭЦН под динамический уровень, а именно для определения места установки датчиков, должны выполняться следующие условия:

- при фиксированных параметрах пластового флюида, свойствах пласта и комплектации погружного оборудования оно должно лежать на кривой, построенной по описанному выше алгоритму в координатах «Погружение под уровень – Обводненность для актуального коэффициента продуктивности скважины»;
- погружение под уровень жидкости УЭЦН должно обеспечивать отсутствие риска срыва подачи по уровню при кратковременных флуктуациях режима эксплуатации насосного оборудования посредством установления нижнего критического порога для погружения под уровень;
- погружение под уровень жидкости УЭЦН должно обеспечивать возможность откачки без риска для срыва подачи до момента, когда после срабатывания устройства перепуска жидкости сбрасываемая жидкость из НКТ достигнет динамического уровня для его компенсации.

### 3.1.5 Оценка скорости стекания жидкости по внешней поверхности колонны насосно-компрессорных труб по сливе ее через устройство перепуска жидкости

Пусть имеется наклонная к вертикали под углом  $\alpha$  труба, по внешней поверхности которой сверху вниз стекает пленка жидкости плотности  $\rho$  и динамической вязкости  $\mu$  с объемным расходом  $Q$ . Для оценки скорости стекания жидкости по внешней поверхности колонны НКТ при сливе ее через устройство перепуска жидкости требуется определить режим течения жидкости в пленке, ее толщину  $\delta$  и среднюю скорость жидкости в пленке  $\bar{u}$ .

Режим течения в пленке может быть ламинарным, переходным и турбулентным и определяемый по расчету числа Рейнольдса:



$$Re = \frac{\bar{u} \cdot d \cdot \rho}{\mu}, \quad (3.1)$$

где с учетом прежних обозначений  $d = 4\delta$  – эквивалентный диаметр пленки жидкости. Экспериментально установлено, что ламинарное течение наблюдается при числах Рейнольдса  $Re < 12$ , при  $Re > 1600$ , пленка движется турбулентно, а при  $12 \leq Re \leq 1600$  режим является переходным.

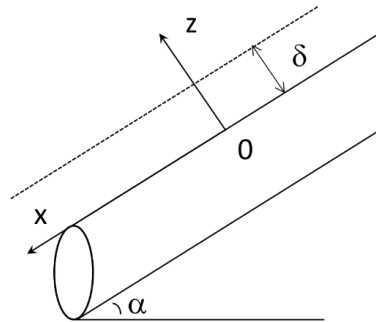


Рисунок 3.10 – Схема течения жидкости

В общем случае аналитическое решение для скорости и толщины пленки жидкости может быть получено только для ламинарного режима течения. Уравнение сохранения количества движения при плоском одномерном стекании пленки постоянной толщины  $\delta$  вдоль поверхности трубы при этом выглядит следующим образом:

$$-\rho g \cos \alpha = \mu \frac{d^2 u}{dz^2}, \quad (3.2)$$

которое после интегрирования с учетом граничных условий (прилипание на стенке трубы  $u(z=0) = 0$  и проскальзывание на свободной поверхности  $\frac{du}{dz}(z=\delta) = 0$ ) позволяет получить выражение для распределения скорости в пленке:

$$u = -\frac{\rho g \cos \alpha}{\mu} \left( \frac{z^2}{2} - \delta z \right). \quad (3.3)$$

Проинтегрировав это равенство по толщине пленки, получим выражение для средней скорости жидкости в пленке:

$$\bar{u} = \frac{1}{\delta} \int_0^{\delta} u dz = \frac{\rho g \delta^2 \cos \alpha}{3\mu}. \quad (3.4)$$

С другой стороны средняя скорость течения жидкости может быть определена из расхода и смоченного периметра  $\Pi$  по формуле:

$$\bar{u} = \frac{Q}{\Pi \delta}, \quad (3.5)$$

откуда получаем выражение для расчета средней толщины пленки:

$$\delta = \sqrt[3]{\frac{3\mu Q}{\rho g \Pi \cos \alpha}}. \quad (3.6)$$

Для сценарных условий ( $\rho = 1000$  кг/м<sup>3</sup>,  $\mu = 10^{-2}$  Па·с,  $Q = 50$  м<sup>3</sup>/сут,  $\Pi = 0,1$  м,  $\alpha = 0$ ) получаем  $\delta \sim 2,6$  мм,  $\bar{u} \sim 2,2$  м/с,  $Re \sim 2300$ .

Поскольку расчеты проводились из предположения, что режим ламинарный, а в результате мы выявили наличие турбулентного режима, то выражения для скорости и толщины пленки должны быть пересчитаны. Для этого воспользуемся известными корреляциями [32]:

$$\delta = 0.433 \frac{\mu^{2/15} \Gamma^{8/15}}{g^{1/3} \rho^{2/3}}, \quad \bar{u} = 2.3 \left(\frac{g}{\rho}\right)^{1/3} \frac{\Gamma^{7/15}}{\mu^{2/15}}, \quad (3.7)$$

где  $\Gamma = \rho Q / \Pi$ .

Для сценарных условий эти формулы дадут  $\delta \sim 2,8$  мм,  $\bar{u} \sim 2,1$  м/с, т.е. практически те же самые значения, что и при ламинарном режиме.

Исходя из полученных значений, можно оценить время стекания жидкой пленки (как расстояние, деленное на скорость) от устройства перепуска жидкости к динамическому уровню для сценарных условий при отсутствии дополнительных ограничений (муфты, переходники). Для перепада расстояний 500 м оно будет равно примерно 4 мин, для 1000 м – 8 мин и т.д.

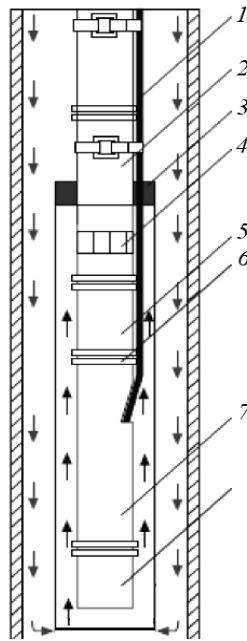
В контексте моделирования устройства перепуска жидкости в затрубное пространство это время важно, чтобы оценить, насколько успеет снизиться уровень жидкости пока сбрасываемая жидкость не достигнет его при стекании по внешней стенке НКТ. Для тех же самых сценарных условий предположим наихудший вариант, когда приток из пласта внезапно прекратился и насос начинает отбирать жидкость исключительно из затрубного пространства. Для наиболее распространенных значений диаметра обсадной колонны и НКТ 130 мм и 73 мм площадь сечения затрубного пространства составит примерно  $9 \cdot 10^{-3} \text{ м}^2$ , а скорость снижения уровня при постоянном расходе  $50 \text{ м}^3/\text{сут}$  будет равна  $0,07 \text{ м/с}$ , что примерно в 30 раз меньше скорости стекания жидкости по трубе. За 4 мин (расстояние 500 м) уровень опустится примерно на 17 м, за 8 мин (1000 м) – на 33 м, за 12 мин (1500 м) – на 50 м, после чего начнется его подъем, поскольку притечет жидкость с устья.

Преимуществом применения устройства для стабилизации динамического уровня жидкости является обеспечение возможности безостановочной эксплуатации УЭЦН при регламентных значениях динамического уровня жидкости, создавая максимально возможные депрессии на пласт при текущих параметрах УЭЦН. Однако при недостаточном притоке пластовой жидкости возможны ситуации, когда доля жидкости, направляемой в затрубное пространство, может составить более 50%. В этом случае такой режим может быть экономически менее эффективен, чем периодический режим эксплуатации, поскольку дополнительный приток нефти за счет удержания высокой депрессии может не компенсировать низкий КПД установки.

### 3.2 Совершенствование устройства для охлаждения ПЭД

#### 3.2.1 Актуальность совершенствования устройства для охлаждения ПЭД

В настоящее время для обеспечения охлаждения ПЭД используются специальные устройства, обеспечивающие переправление потока скважинной жидкости для принудительного охлаждения ПЭД при его обтекании (Рисунок 3.11).

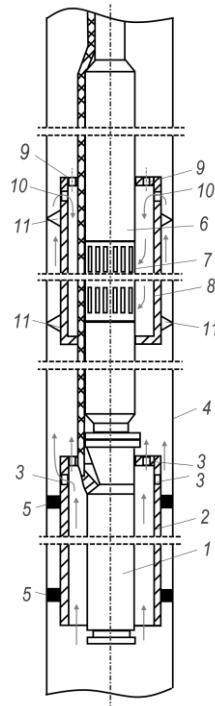


1 – кабель; 2 – ЭЦН; 3 – отклонитель потока; 4 – входные отверстия УЭЦН; 5 – гидрозащита; 6 – фланцевые соединения; 7 – ПЭД

Рисунок 3.11 – Устройство для охлаждения ПЭД

Кроме того, существуют различные модификации данных устройств (Рисунки 3.12, 3.13), имеющих ряд недостатков. Недостатками устройства по патенту РФ 2136970 являются большие габаритные размеры герметизирующих колец, делающие прохождение установки при спуско-подъемных операциях (СПО) на отдельных участках скважины невозможным в силу вероятности наличия окалин и иных отложений на стенках эксплуатационной колонны, а также в случае использования ступенчатой ЭК, состоящей из труб одного внешнего диаметра, но имеющих разную толщину стенки. Также недостатками

являются невозможность обеспечения охлаждения ПЭД при заглублении насосной установки ниже интервала перфорации, при повышенном температурном режиме работы или перегрева при ВНР, и при эксплуатации в периодическом режиме, характеризующимся длительными периодами откачки и накопления.



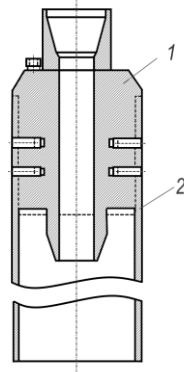
1 – электродвигатель; 2 – охлаждающая емкость; 3 – отверстия для прохождения откачиваемой жидкости; 4 – эксплуатационная колонна; 5 – сплошные кольца; 6 – насос; 7 – приемная сетка; 8 – цилиндрическая емкость; 9 – отверстия для выхода пузырьков газа; 10 – отверстия для входа откачиваемой жидкости; 11 – кольца; 12 – пазы для прохода откачиваемой жидкости

Рисунок 3.12 – Патент РФ 2136970

Кроме того, существуют различные условия (температура пласта выше  $90^{\circ}\text{C}$ , низкий приток), при которых существующие конструкции устройств для охлаждения ПЭД не обеспечивают необходимую скорость охлаждающей жидкости.

Недостатками устройства по патенту РФ 2382237 являются засорение проточной полости между отклонителем потока и УЭЦН в процессе спуска

компоновки в скважину вследствие соскребания отложений со стенок эксплуатационной колонны, что приводит к засорению приемной сетки УЭЦН и ограничению притока жидкости, а также может привести к уменьшению площади циркуляционного зазора, что в целом ограничивает возможность охлаждения ПЭД, а в ряде случаев приводит к перегреву ПЭД.



1 – переводник; 2 – отклонитель потока

Рисунок 3.13 – Патент РФ 2382237

На Рисунке 3.14 показаны для сравнения результаты расчета для синтетической скважины в двух случаях: с устройством для охлаждения двигателя с отклонителем потока и без него (расчеты проведены с помощью математической модели, разработанной во второй главе).

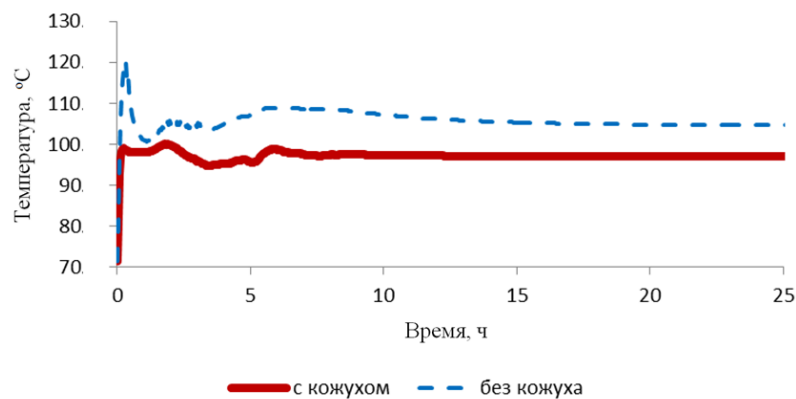


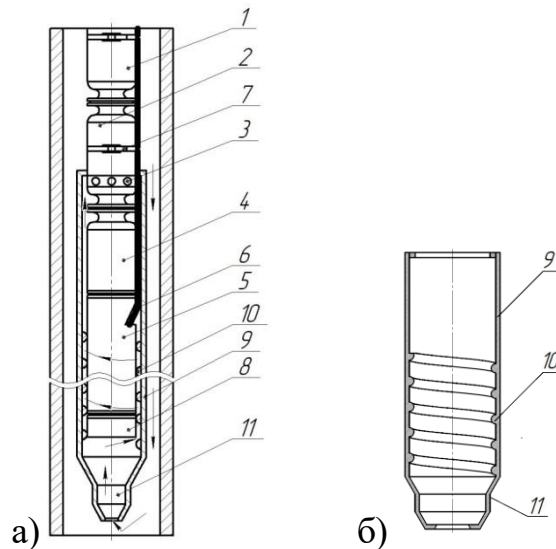
Рисунок 3.14 – Результаты расчета ВНР для синтетической скважины с устройством для охлаждения двигателя с отклонителем потока и без него с учетом жидкости глушения

Как следует из графиков, наличие устройства для охлаждения двигателя с отклонителем потока приводит к тому, что нагрев ПЭД происходит значительно меньше, чем в случае его отсутствия. На это есть две причины. Во-первых, скорость жидкости при обтекании ПЭД при наличии отклонителя потока больше, чем без него, когда жидкость движется в пространстве между корпусом электродвигателя и обсадной колонной. Это, в частности, объясняет тот факт, что температура жидкости после установления режима работы скважины с устройством для охлаждения двигателя с отклонителем потока остается меньше, чем без него. Во-вторых, в первое время после запуска насоса на ВНР электродвигатель без отклонителя потока охлаждается только той жидкостью, которая притекает непосредственно из пласта. Для рассмотренного примера приток из пласта сравнивается с расходом жидкости через насос примерно через 5 ч после начала ВНР. Именно в это время температурная кривая ПЭД с отклонителем потока стабилизируется. В данном случае применение отклонителя потока приводит к тому, что температура нагрева обмоток ПЭД при стабилизации режима работы скважины снижается на  $7^{\circ}\text{C}$ , а в начале ВНР, когда приток флюида из пласта недостаточен для охлаждения ПЭД, отличие достигает  $20^{\circ}\text{C}$ . Это подтверждает актуальность применения защитных устройств.

### 3.2.2 Разработка устройства для охлаждения погружного электродвигателя с отклонителем потока жидкости

Для обеспечения охлаждения ПЭД предложено устройство для охлаждения двигателя с отклонителем потока жидкости (заявка на изобретение № 2022103318) [76, 81].

На Рисунке 3.15 представлена схема устройства в скважине.



1 – электроприводный центробежный насос; 2 – входной модуль электроприводного центробежного насоса; 3 – отверстия входного модуля; 4 – гидрозащита; 5 – погружной электродвигатель; 6 – кабель электродвигателя; 7 – клемсы; 8 – термоманометрическая система; 9 – защитное устройство; 10 – спиралевидные рёбра жёсткости; 11 - коническое сужение с отверстием для входа жидкости

Рисунок 3.15 – Схема устройства для охлаждения электродвигателя установки электроцентробежного насоса (в разрезе)

Защитное устройство содержит потокоотклоняющий элемент эллиптической формы, закрепленный на уровне отверстий входного модуля электроцентробежного насоса. К данному элементу прикреплен обводной патрубок для исключения необходимости дополнительной герметизации питающего кабеля УЭЦН. Само устройство закреплено на корпусе ПЭД и оснащено конусовидной воронкой, позволяющей предотвращать попадание отложений со стенок эксплуатационной колонны внутрь полости защитного устройства и УЭЦН во время СПО.

Кроме того, корпус данного устройства оснащен спиралевидными рёбрами жёсткости, обеспечивающими центровку на корпусе ПЭД, защиту УЭЦН при спуско-подъемных операциях и обеспечивающими изменение траектории потока



откачиваемой жидкости, охлаждающей ПЭД. При этом габаритные размеры корпуса, минимальный диаметр которого может составлять 125 мм, позволяет применять данное устройство в широком диапазоне типоразмеров УЭЦН и ЭК.

Принцип работы защитного устройства заключается в следующем. Во время эксплуатации скважины с УЭЦН или на ВНР поток добываемой жидкости всегда попадает к электродвигателю через входное отверстие в нижней части защитного устройства, выполненной в виде усеченного конуса. Далее жидкость, двигаясь по спирали, охлаждает корпус электродвигателя и попадает во входной модуль УЭЦН. Таким образом, всегда обеспечен процесс охлаждения электродвигателя потоком жидкости, равным производительности УЭЦН на текущем режиме.

3.2.3 Влияние траектории частиц жидкости в отклонителе потока при обтекании ПЭД на скорость его теплообмена с окружающей жидкостью

При обтекании пластовым флюидом ПЭД в процессе непрерывной эксплуатации нефтедобывающей скважины частицы флюида обычно движутся параллельно корпусу. При этом каждая частица флюида затрачивает минимальное время на то, чтобы преодолеть расстояние от низа до верха электродвигателя. С одной стороны, это приводит к быстрому обновлению охлаждающей ПЭД жидкости, поскольку она не успевает сильно нагреться за время обтекания электродвигателя. С другой стороны, «термический» потенциал охлаждающей жидкости используется не полностью. Если течение ламинарное или близкое к ламинарному, то в теплоотводе будет преимущественно участвовать жидкость из пограничного для ПЭД слоя, в этом случае теплоотвод от двигателя будет хуже, и он будет сильнее нагреваться.

При обтекании пластовым флюидом погружного электродвигателя внутри отклонителя потока ему можно придать направление движения, отличное от плоско-параллельного, например, заставив двигаться жидкость по спирали с углом наклона от 0 до 75°. В этом случае при сохранении объемного расхода

изменится скорость движения потока, а стало быть и число Рейнольдса (3.8), которое обычно участвует в корреляциях для коэффициента теплообмена  $h$  (3.9).

$$Re = \frac{\rho u (d_c - d_m)}{\mu}, \quad (3.8)$$

$$-\lambda \frac{\partial T}{\partial r} \Big|_{r=R} = h (T_s - T_f(z)), \quad (3.9)$$

где  $\lambda$ ,  $\mu$  и  $\rho$  – коэффициенты теплопроводности, динамической вязкости и плотность флюида,  $T_s$  – температура поверхности ПЭД,  $T_f(z)$  – температура флюида,  $d_c$  и  $d_m$  – диаметры отклонителя потока и двигателя соответственно.

В работе [109] выделяется 4 различных режима обтекания ПЭД потоком охлаждающей жидкости, в зависимости от наличия которых используются различные зависимости для числа Нуссельта (3.10) и Прандтля (3.11):

$$Nu = \frac{h(d_c - d_m)}{\lambda}, \quad (3.10)$$

$$Pr = \frac{\mu c_p}{\lambda}, \quad (3.11)$$

где  $c_p$  – удельная теплоемкость смеси.

При термически и гидродинамически стабилизированном ламинарном потоке, когда одновременно выполняются условия,  $L$  – длина ПЭД выполняются условия:

$$L \geq 0,05 Re Pr (d_c - d_m), \quad (3.12)$$

$$L \geq 0,05 Re (d_c - d_m), \quad (3.13)$$

$$Re < 2300, \quad (3.14)$$

где число Нуссельта не зависит от числа Рейнольдса, а стало быть интенсивность теплоотвода от стенки ПЭД не зависит от направления и скорости потока флюида:

$$Nu = 4,364 (0,86(d_c/d_m)^{0,84} + 1 - 0,14(d_c/d_m)^{0,6}) / (1 + d_c/d_m). \quad (3.15)$$

При термически нестабилизированном, гидродинамически стабилизированном ламинарном течении, когда выполняются условия 3.12-3.14, имеем:

$$\begin{cases} Nu = 1,953(RePr(d_c - d_m)/L)^{1/3} (0,86(d_c/d_m)^{0,84} + 1 - 0,14(d_c/d_m)^{0,6}) / (1 + \frac{d_c}{d_m}), \text{ при } \frac{RePr(d_c - d_m)}{L} \geq 33,3 \\ Nu = \left(4,364 + \frac{0,0722RePr(d_c - d_m)}{L}\right) (0,86(d_c/d_m)^{0,84} + 1 - 0,14(d_c/d_m)^{0,6}) / (1 + d_c/d_m), \text{ при } \frac{RePr(d_c - d_m)}{L} < 33,3 \end{cases} \quad (3.16)$$

При термически и гидродинамически нестабилизированном ламинарном течении, когда выполняются условия:

$$L \leq 0,05RePr(d_c - d_m), \quad (3.17)$$

$$L \leq 0,05Re(d_c - d_m), \quad (3.18)$$

$$Re < 2300, \quad (3.19)$$

имеем:

$$Nu = \left(4,364 + \frac{0,086(RePr(d_c - d_m)/L)^{1,33}}{1 + 0,1Pr(Re(d_c - d_m)/L)^{0,83}}\right), \quad (3.20)$$

$$\times (0,86(d_c/d_m)^{0,84} + 1 - 0,14(d_c/d_m)^{0,6}) / (1 + d_c/d_m). \quad (3.21)$$

Наконец, при турбулентном режиме потока ( $Re > 2300$ ), который является доминирующим в случае применения отклонителя потока, получаем фактически

линейную зависимость от скорости потока, где  $f$  – коэффициент гидродинамического трения:

$$Nu = \left( \frac{0,125(Re - 1000)Pr}{1 + 12,7\sqrt{\frac{f}{8}}(Pr^{0,67} - 1)} \right) \cdot \left( 0,86 \left( \frac{d_c}{d_m} \right)^{0,84} + 1 - 0,14 \left( \frac{d_c}{d_m} \right)^{0,6} \right) / \left( 1 + \frac{d_c}{d_m} \right) \left( 1 + \left( \frac{d_c - d_m}{L} \right)^{0,67} \right). \quad (3.22)$$

### 3.2.4 Влияние параметров конструкции устройства на температурный режим УЭЦН при выводе скважины на режим

На примере синтетической скважины А2 рассмотрим влияние наличия и особенностей защитных устройств на температуру нагрева ПЭД. Примем, что скважина является вертикальной глубиной 2500 м с внутренним диаметром обсадной колонны 152 мм, эксплуатируется насосом ЭЦН5А-250-2500, спущенном на глубину 2200 м, с дебитом 200 м<sup>3</sup>/сут. Внешний диаметр корпуса ПЭД равен 103 мм. Обводненность продукции составляет 50%, газовый фактор 50 м<sup>3</sup>/т, забойное давление 52 атм, давление на приеме насоса 27 атм. Угол наклона спирали варьировался от 0 до 75°.

В отсутствии отклонителя потока ПЭД охлаждается только той жидкостью, которая поступает к насосу из пласта и омывает двигатель. Поскольку в первые часы при ВНР насос откачивает жидкость преимущественно из затрубного пространства, то приток из пласта будет меньше дебита жидкости на поверхности и двигатель будет сильно нагреваться. Если оснастить УЭЦН отклонителем потока, то весь поток жидкости (из затруба и из пласта) будет участвовать в охлаждении ПЭД. Одной из особенностей предлагаемой конструкции защитного устройства является закручивание потока пластовой жидкости вокруг корпуса ПЭД внутри отклонителя потока. Это способствует тому, что жидкость дольше по времени омывает двигатель, следовательно, дополнительно снижает его нагрев,

поэтому применение устройства будет приводить к дополнительному охлаждению ПЭД по сравнению со стандартным отклонителем потока тех же габаритных размеров.

Как следует из графика, полученного с помощью решения математических моделей представленных в главе 2 и зависимостей, представленных в п. 3.2.3 (Рисунок 3.16), наличие защитных устройств для охлаждения ПЭД УЭЦН приводит к тому, что нагрев ПЭД происходит значительно меньше, чем в случае его отсутствия. При этом в результате расчетов установлено, что с увеличением угла наклона от  $0$  до  $75^\circ$ , максимальная температура ПЭД монотонно убывает. При этом после  $45^\circ$  снижение температуры минимально, поэтому угол наклона предлагаемого варианта защитного устройства равен  $45^\circ$ .

На начальном этапе после запуска насоса на ВНР скважина заполнена более «тяжелой» по сравнению с флюидом жидкостью глушения, на перекачивание которой требуется большая потребляемая мощность, что приводит к существенному росту нагрева обмоток ПЭД. Применение устройств для принудительного отвода тепла от погружного электрического двигателя УЭЦН в начальный момент времени позволит снизить температуру нагрева обмоток ПЭД для рассматриваемой скважины примерно на  $20^\circ\text{C}$  (Рисунок 3.16).

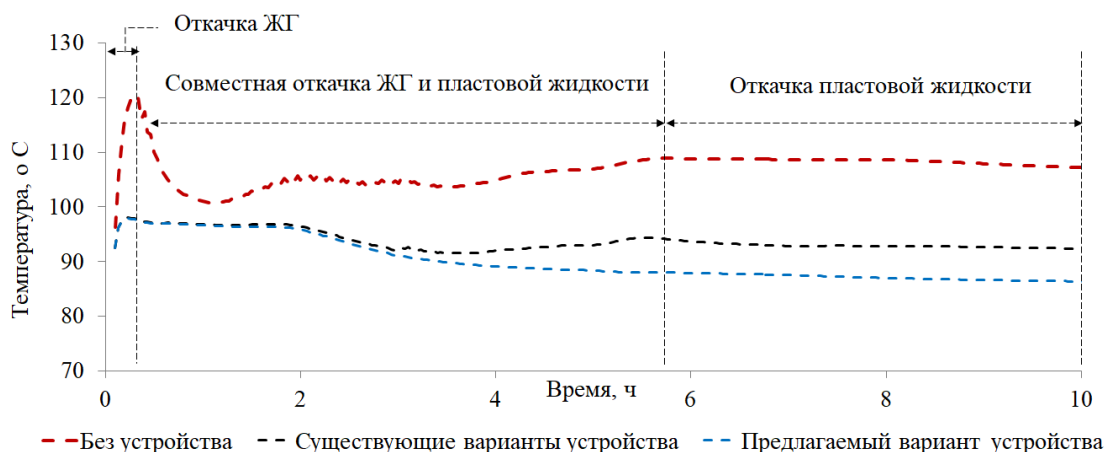


Рисунок 3.16 – Результаты расчета температуры ПЭД для скважины А2 с устройствами защиты и без них с учетом жидкости глушения

Далее через 5-6 часов после начала ВНР приток флюида из пласта восстанавливается, концентрация жидкости глушения минимизируется и, соответственно, температурные кривые ПЭД выполаживаются. В данный период времени применение существующих конструкций устройств для охлаждения двигателя с отклонителем потока приводит к тому, что температура нагрева обмоток ПЭД при стабилизации режима работы скважины снижается на 10-15°С, а применение предлагаемого устройства для охлаждения двигателя с отклонителем потока жидкости обеспечит снижение температуры на 20 °С.

На Рисунке 3.17 для скважины А2 показаны графики изменения локальной скорости обтекания ПЭД потоком скважинной жидкости. Как следует из графиков, при существующей конструкции устройства для охлаждения двигателя с отклонителем потока с внутренним диаметром 118 мм, когда поток жидкости движется параллельно ПЭД, его скорость увеличивается примерно в 3,5 раза относительно скорости потока между корпусом ПЭД и обсадной колонной. Для случая движения жидкости по спирали под углом 45° к валу ПЭД при применении предлагаемого защитного устройства для охлаждения двигателя с отклонителем потока увеличение будет уже 5-кратным.

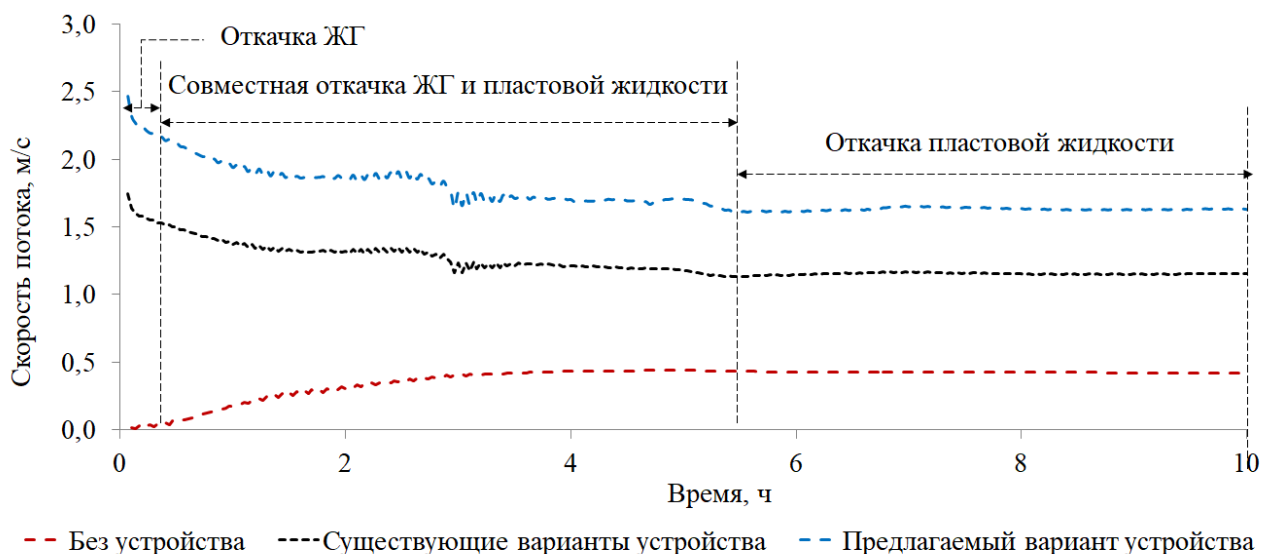


Рисунок 3.17 – Результаты расчета скорости потока для скважины А2 с устройствами защиты и без них с учетом жидкости глушения

### 3.3 Выводы к главе 3

1 Анализ существующих устройств для обеспечения охлаждения ПЭД и для стабилизации динамического уровня жидкости показал наличие недостатков, ограничивающих возможность данных устройств, а в ряде случаев приводящих к отказу УЭЦН из-за повышения температурного режима двигателя в начальный период ВНР или из-за падения динамического уровня до приема УЭЦН.

2 Разработана система стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины, состоящая из автоматической системы управления, выполненной в виде устройства подачи команд, и системы определения уровня жидкости, снабженной механизмом перепуска жидкости

3 Разработан новый подход к снижению рисков срыва подачи УЭЦН при ВНР, заключающийся в применении системы стабилизации динамического уровня жидкости в затрубном пространстве скважины. Его применение позволяет исключить остановки УЭЦН из-за срывов подачи по уровню и увеличить точность замеров дебита жидкости и обводненности за счет стабилизации динамического уровня.

4 Установлены критерии для определения места установки датчиков системы стабилизации динамического уровня при следующих условиях: координата места установки должна лежать на кривой «Погружение под уровень – Обводненность» для актуального коэффициента продуктивности скважины; погружение под уровень должно обеспечивать отсутствие риска срыва подачи по уровню при кратковременных флуктуациях режима эксплуатации; погружение под уровень должно быть достаточным для исключения срыва подач на время спуска жидкости из открывшегося клапана для слива жидкости.

5 Разработано защитное устройство для обеспечения принудительного охлаждения погружного электрического двигателя за счёт обтекания потоком жидкости по спирали. Внедрение данной системы позволит минимизировать превышение допустимой температуры работы УЭЦН в процессе ВНР, при эксплуатации скважин с расположением УЭЦН в эксплуатационной колонне

большого диаметра или с расположением УЭЦН ниже интервала перфорации, при периодическом режиме эксплуатации малодебитных скважин, а также скважин с высокой температурой пластового флюида.

6 Результаты моделирования температурного режима погружного электродвигателя показали, что при использовании разработанного устройства с отклонителем потока температура двигателя может быть снижена в среднем на 10-15°C, а в период пикового нагрева во время выноса жидкости глушения – на 20-22°C. Также установлено, что для стандартного защитного устройства от перегрева ПЭД скорость потока жидкости увеличивается примерно в 3,5 раза относительно скорости потока между корпусом ПЭД и обсадной колонной, а для разработанного устройства с движением жидкости по спирали под углом 45° к оси вала ПЭД увеличение будет уже 5-кратным, что позволит значительно повысить эффективность охлаждения ПЭД.



## **ГЛАВА 4 РЕАЛИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИКИ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ВЫВОДА СКВАЖИН С УЭЦН НА РЕЖИМ**

### **4.1 Совершенствование процесса ввода в эксплуатацию УЭЦН**

#### **4.1.1 Описание разработанной системы поддержки принятия решений**

Для обеспечения автоматизированного ввода в эксплуатацию УЭЦН разработана СППР, состоящая из комплексной математической модели «пласт-скважина-УЭЦН», реализованной в форме цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, экспертных правил, интеллектуальных алгоритмов и баз данных, обеспечивающих моделирование и прогнозирование процесса ввода УЭЦН в эксплуатацию, а также поддержку принятия решений. Целью этой системы является помощь специалисту при выполнении полного и объективного анализа предметной деятельности.

Для системы поддержки принятия решений реализовано 11 основных алгоритмов [80], обеспечивающих контроль и управление режимом работы УЭЦН:

- автоматическое определение негерметичности обратного клапана и НКТ;
- автоматическое определение минимально необходимой частоты тока при запуске УЭЦН;
- расчет режима работы УЭЦН, подбор целевой частоты тока (для УЭЦН), выбор режима (постоянный/периодический) и его параметров (циклы откачки/накопления);
- определение прямого/обратного направления вращения вала погружного электродвигателя УЭЦН;
- расчет расхода жидкости через насос с помощью алгоритма «виртуального расходомера»;
- контроль исправности датчика температуры;
- определение интервала времени остановки ПЭД для охлаждения;

- диагностика и конфигурация уставок и защит станции управления УЭЦН;
- расчет допустимого времени работы ПЭД при кратковременном превышении номинального тока;

- контроль периодичности проведения замеров параметров работы УЭЦН.

Детальное описание алгоритмов приведено в Приложении А.

Система поддержки принятия решения выполнена в виде программного обеспечения, интерфейс и функционал которого приведен на Рисунках 4.1 – 4.6. На разработанную систему получено свидетельство о государственной регистрации программы ЭВМ [179,180].

На Рисунке 4.1 показано окно мониторинга скважин, оборудованных УЭЦН на ВНР, на котором отображена информация о текущем статусе скважины, находящейся на выводе на режим, последние значения замерных параметров и графики изменения параметров за последние сутки (интервал времени настраивается).

СКВАЖИНА	ТЕКУЩИЙ СТАТУС	ЗАМЕРНОЙ ДЕБИТ ЖИДКОСТИ	СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ	ВРЕМЯ С НАЧАЛА ВНР	РЕКОМЕНДАЦИЯ СППР
1	Остановлена	32 м3/сут	УЭЦН	11ч 20 мин	Перегрев двигателя. Необходимо изменить уставку по Тдв
2	Остановлена	18 м3/сут	УЭЦН	10 мин	Сформировать заявку на установку начальной частоты
3	В работе	14.5 м3/сут	УЭЦН	2 сут 10 ч 15 мин	Необходимо проведение дополнительного замера Рлин
4	В работе	20 м3/сут	УЭЦН	1 сут 2 ч 10 мин	Сформировать заявку на изменение скорости разгона ПЭД
5	В работе	18 м3/сут	ШГН	3 сут 12 ч 48 мин	Необходимо проведение дополнительного замера Рлин
6	В работе	14 м3/сут	УЭЦН	3 сут 12 ч 48 мин	Необходимо проведение дополнительного замера Рбуф
7	В накоплении	10 м3/сут	УЭЦН	3 сут 12 ч 48 мин	Необходимо проведение дополнительного замера Рлин
8	В накоплении	14 м3/сут	ШГН	3 сут 12 ч 58 мин	
9	В работе	21 м3/сут	УЭЦН	4 сут 16 ч 27 мин	
10	В работе	14 м3/сут	УЭЦН	5 сут 1 ч 15 мин	

Рисунок 4.1 – Список скважин ВНР УЭЦН

На Рисунке 4.2 показано главное окно скважины, отображающее как саму схему скважины, так и наземное и подземное оборудование, и окно рекомендаций СППР. Также показана карта ВНР, которая формируется автоматически по мере поступления замеров из смежных систем и расчетов прогнозных значений параметров.

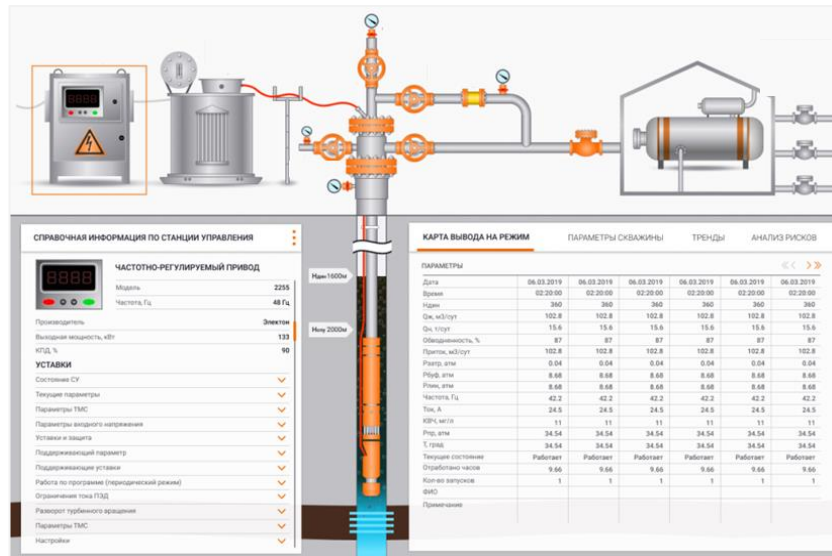


Рисунок 4.2 – Карта ВНР УЭЦН

Рабочие характеристики УЭЦН представлены на Рисунке 4.3 в виде графиков зависимостей паспортных значений напора и КПД ЭЦН от расхода смеси, протекающей через насос, зависимостей КПД и числа оборотов электродвигателя от нагрузки также в соответствии с паспортными характеристиками ПЭД. Дополнительно на графиках показаны фактические положения рабочих точек, что позволяет оценить, например, деградацию напора для фактического режима эксплуатации УЭЦН.

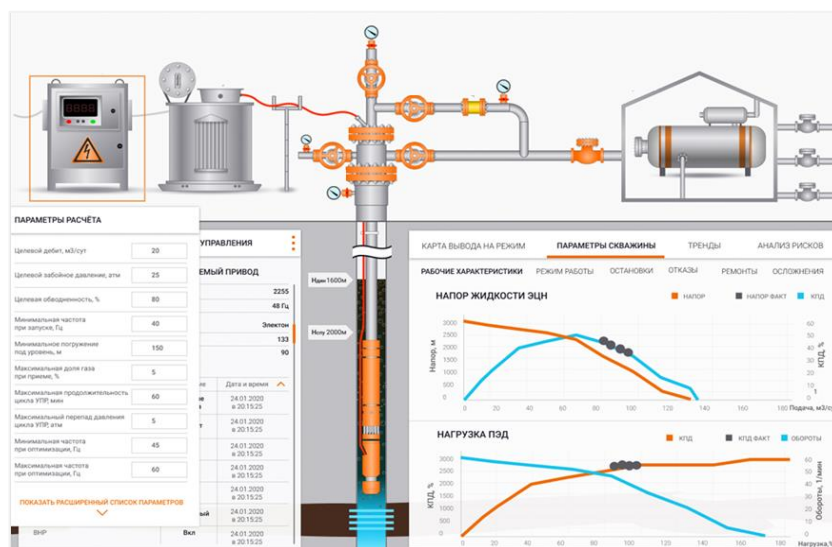


Рисунок 4.3 – Рабочие характеристики УЭЦН

Расчет прогнозных значений параметров осуществляется следующим образом: после поступления новых замерных значений (являющихся граничными условиями модели), пересчитываются все параметры модели «пласт-скважина-УЭЦН» (Рисунок 4.4).

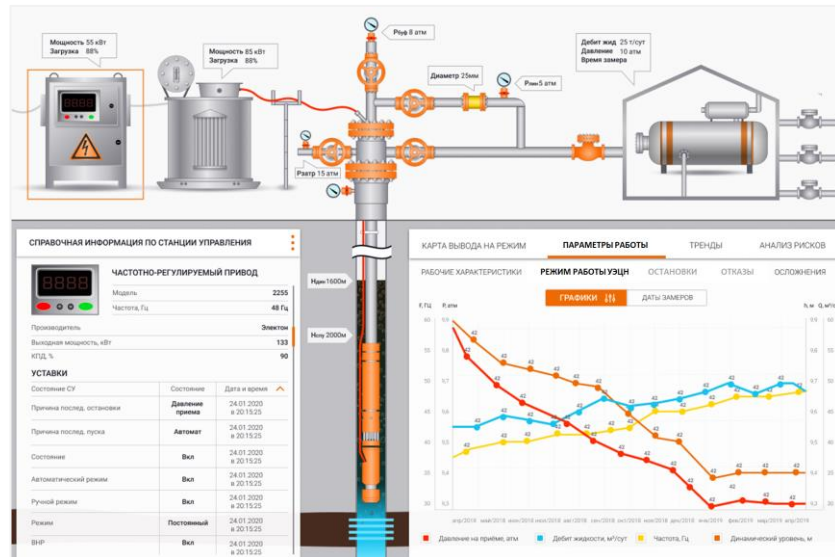


Рисунок 4.4 – Прогнозные значения и анализ рисков

Внедрение СППР позволит прогнозировать и оптимизировать режим работы УЭЦН при ВНР.

#### 4.1.2 Результаты тестирования цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН реализованного в СППР

В таблице 4.1 показаны результаты по тестированию цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН на примере месторождений Волго-Уральского региона. В ней приведены замерное и расчетное значения дебитов, а также относительное отклонение.

Таблица 4.1 – Результаты тестирования алгоритма «виртуального расходомера»

Скважина	Дата	Фактический дебит, м <sup>3</sup> /сут	Расчетный дебит, м <sup>3</sup> /сут	Относительно отклонение, %
1656	06.03.2019 05:00	107,1	112,9	5
1656	06.03.2019 13:00	85,1	89,7	5
1656	07.03.2019 13:00	100,4	99,3	1
1671	05.03.2019 22:00	45,2	44,9	1
1671	07.03.2019 1:00	30,3	30,6	1
1678	24.05.2019 15:00	324,3	325,9	0
1678	25.05.2019 12:00	278,4	275,6	1
1678	27.05.2019 7:00	337,3	337,5	0
1679	08.01.2019 12:00	161,9	158,9	2
1679	08.01.2019 2:00	170,6	169,3	1
7105	13.02.2019 7:00	80,9	85,5	5
7105	14.02.2019 6:00	72,5	70,5	3

Степень близости расчетного и замерного значений зависит от погрешности замера дебита и режима работы оборудования, и составляет в среднем 1- 5%. Если параметры скважины, в том числе дебит жидкости, частота, сила тока, давление на приеме, изменяются плавно, то, как правило, замерное и расчетное значения дебита жидкости близки.

#### 4.1.3 Совершенствование системы мониторинга и управления УЭЦН при ВНР скважины на стационарный режим работы

Для сокращения основных потерь, выявленных по результатам анализа текущего подхода к выводу скважины с УЭЦН на режим, и обеспечения безостановочной работы оборудования предлагается оптимизация и автоматизация данного подхода посредством внедрения СППР и технических решений, таких как система стабилизации уровня жидкости и устройство с отклонителем потока жидкости для ограничения роста температуры погружного электродвигателя.

Целевая модель основного этапа процесса ВНР представлена в нотации BPMN на Рисунке 4.5.

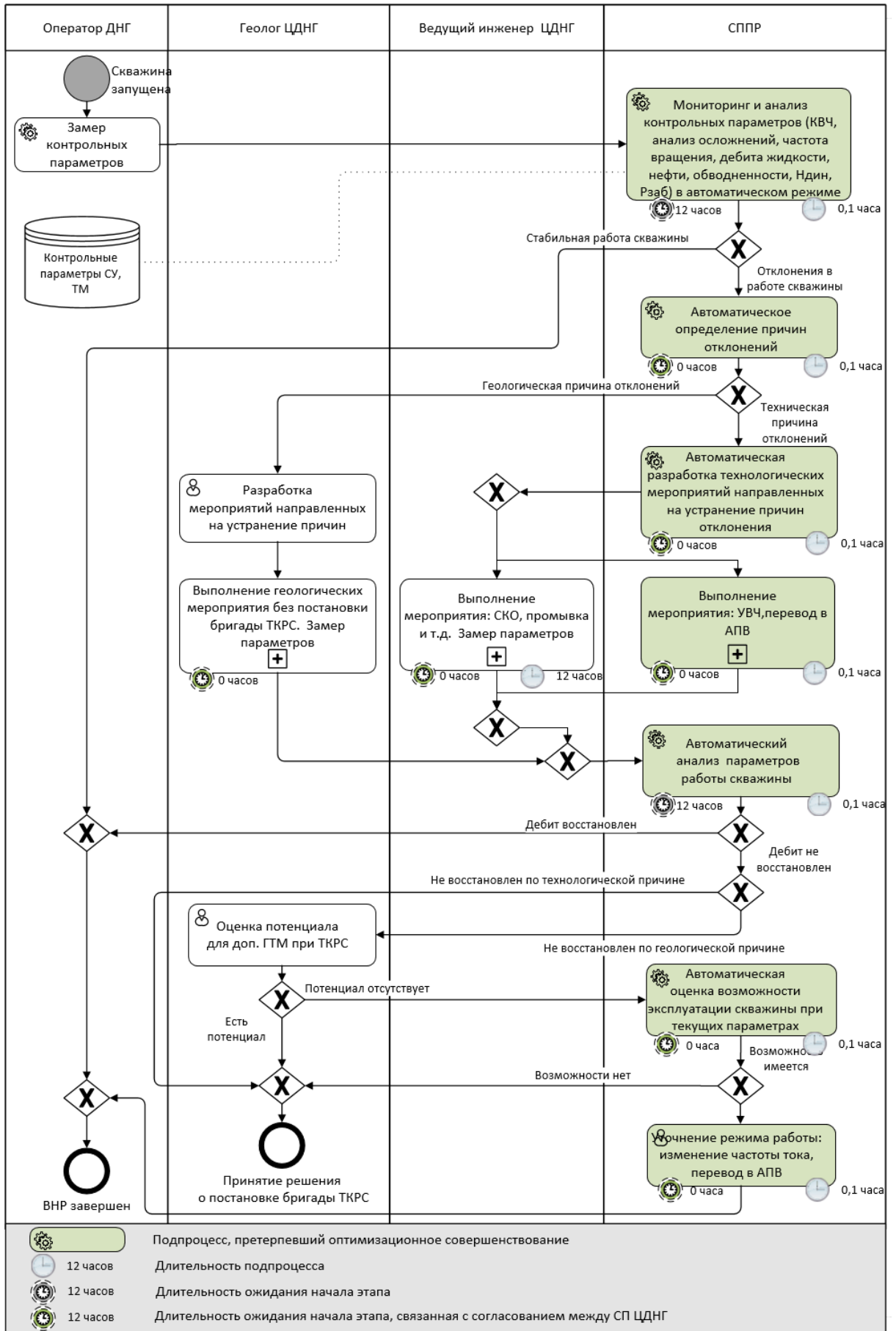


Рисунок 4.5 – Целевая модель основного этапа процесса ВНР

СППР позволит оперативно оповещать пользователей о несвоевременности и необходимости выполнения дополнительных контрольных замеров тех или иных параметров, и оперативно формировать заявки на проверку и ремонт АГЗУ, предупреждая о некорректности работы оборудования, в том числе влияющем на контроль работоспособности УЭЦН и возможном риске его выхода из строя.

С заданной периодичностью с помощью цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, включающего усовершенствованную комплексную математическую модель работы насоса для нестационарного режима работы в системе «пласт - скважина - УЭЦН», будет проводиться расчет прогнозных значений параметров с учетом адаптации на существующие замерные значения, а посредством дерева принятия решений, экспертных правил и интеллектуальных алгоритмов будут разрабатываться технологические мероприятия, направленные на достижение текущих параметров работы УЭЦН плановых значений, сокращая при этом временные затраты на выполнения данных действий и минимизируя ошибки, связанные с человеческим фактором.

Система дистанционного управления работой УЭЦН посредством СППР обеспечит оперативное изменение параметров, что положительно отразится на времени ввода в эксплуатацию и дальнейшую работу насосного оборудования, снижая затраты, связанные с выездом технологического персонала цеха добычи нефти и газа на скважину.

Автоматизация множества отчетных документов, необходимых для планирования и контроля оперативных мероприятий на механизированном фонде скважин с УЭЦН, также позволит снизить нагрузку на технологический персонал цеха добычи нефти и газа и позволит перенаправить неиспользованный потенциал высококвалифицированных работников на непосредственную работу с фондом скважин, оборудованных УЭЦН.

Для оценки эффективности внедрения оптимизационных решений проведено сопоставление карт потока создания ценностей (КПСЦ) для текущего и целевого состояний (Рисунок 4.6).

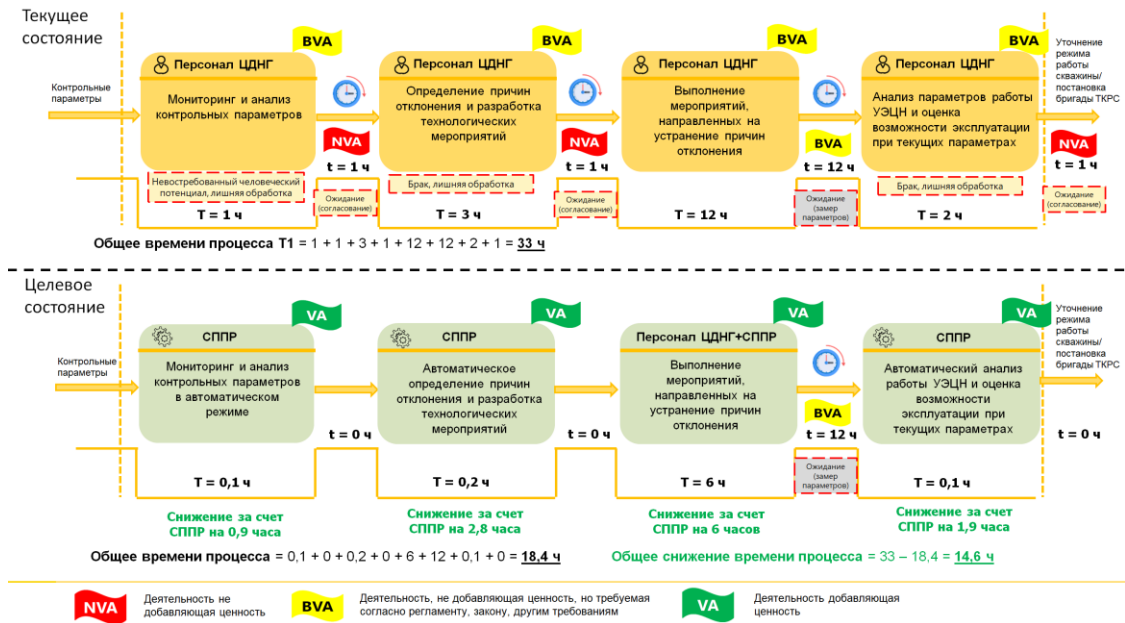


Рисунок 4.6 – КПСЦ для текущего и целевого состояний процесса ВНР скважины с УЭЦН

Результат сопоставления КПСЦ для текущего и целевого состояний показал потенциал сокращения длительности ВНР на одной скважине с УЭЦН посредством внедрения системы поддержки принятия решений и технических устройств, позволяющих автоматически регулировать динамический уровень жидкости в скважине и предупреждать риск перегрева погружного электродвигателя УЭЦН, на 44% или на 14,6 часов.

При этом исключение деятельности, не добавляющей ценности и связанной с ожиданием, согласованием действий или решений, сократит длительность ВНР скважин с УЭЦН на 3 часа. А сведение к минимуму деятельности, не добавляющей ценности, но требуемой согласно регламенту или закону, позволит минимизировать брак, связанный с человеческим фактором, и излишнюю обработку информации, связанную с использованием значительного количества специализированного программного обеспечения, а также сократит общее время основного этапа ВНР на 11,6 ч.



## **4.2 Разработка и внедрение лабораторного стенда и учебно-методического пособия**

Для исследования работы системы стабилизации динамического уровня жидкости разработан лабораторный стенд «Система стабилизации уровня жидкости», имитирующий работу системы «пласт-скважина-УЭЦН» при варьировании значений притока жидкости из пласта и показателей устьевого противодавления, а для сопровождения практических работ, выполняемых на данном стенде, разработано учебно-методическое пособие «Выбор оптимального режима работы УЭЦН при использовании системы стабилизации уровня жидкости».

Для управления системой стабилизации уровня жидкости разработана программа ЭВМ, позволяющая минимизировать риски срыва подачи электроприводного центробежного насоса при выводе на режим или в процессе эксплуатации (на программу получено свидетельство о государственной регистрации). Данная программа ЭВМ включает в себя набор алгоритмов для мониторинга и управления электродвигателем, подмодуль для контроля работы датчиков уровня жидкости, а также подмодуль для управления перепускным электроклапаном.

Лабораторный стенд состоит из следующих основных узлов (Рисунок 4.6):

- эксплуатационная колонна 1 условной скважины выполнена из прозрачной акриловой трубы с наружным диаметром 90 мм, толщиной стенки 5 мм и длиной 1000 мм;
- насосно-компрессорные трубы (НКТ) 2 условной скважины выполнены из прозрачной акриловой трубы с наружным диаметром 30 мм, толщиной стенки 2 мм и длиной 850 мм. Башмак НКТ находится на расстоянии 255 мм от дна эксплуатационной колонны;
- нагнетательная линия 3 с регулирующим краном, соединяющая емкость 8 с эксплуатационной колонной 1 условной скважины, выполнена из прозрачной акриловой трубы с наружным диаметром 30 мм, толщиной стенки 2 мм и длиной

140 мм. Регулирующий клапан функционирует в следующих положениях: положение 1 – полностью открыт, положение 2 – открыт на  $3/4$  проходного сечения, положение 3 – открыт на  $2/4$  проходного сечения, положение 4 – открыт на  $1/4$  проходного сечения, положение 5 – полностью закрыт;

- сливная линия 10 с регулирующим краном, соединяющая верхнюю часть НКТ с емкостью, выполнена из прозрачной акриловой трубы с наружным диаметром 20 мм, толщиной стенки 2 мм и общей длиной 300 мм. Регулирующий клапан функционирует в следующих положениях: положение 1 – полностью открыт, положение 2 – открыт на  $3/4$  проходного сечения, положение 3 – открыт на  $2/4$  проходного сечения, положение 4 – открыт на  $1/4$  проходного сечения, положение 5 – полностью закрыт;

- перепускной электромагнитный клапан 4, предназначен для установки в качестве запорного устройства и состоит из корпуса, соленоида (электромагнита) с сердечником, на котором установлен диск регулирующей поток жидкости. Клапан необходим для перетока жидкости из НКТ 2 в затрубное пространство условной скважины при падении уровня жидкости в эксплуатационной колонне 1 ниже критической отметки. Перепускной электромагнитный клапан находится на расстоянии 95 мм от башмака НКТ;

- нижний датчик уровня жидкости 5, представляющий собой поплавковый датчик уровня, необходим для фиксирования падения уровня ниже критической отметки и передачи сигнала на открытие перепускного клапана. Нижний датчик уровня жидкости находится на расстоянии 300 мм от башмака НКТ;

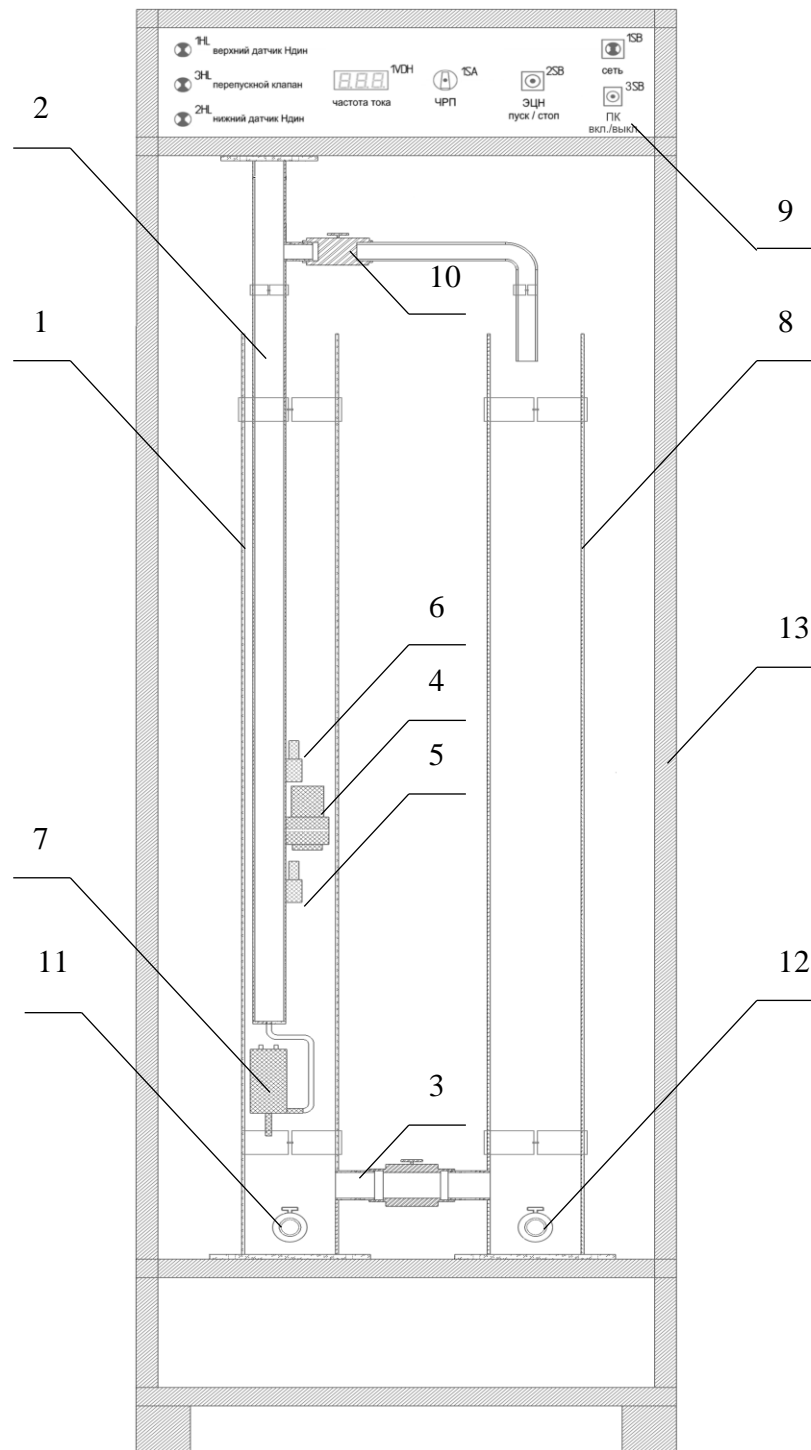
- верхний датчик уровня жидкости 6, представляющий собой поплавковый датчик уровня, необходим для фиксирования максимального уровня жидкости в затрубном пространстве условной скважины и передачи сигнала на закрытие перепускного клапана. Верхний датчик уровня жидкости находится на расстоянии 160 мм от башмака НКТ;

- УЭЦН 7 – электроцентробежный насос, необходим для подъема жидкости из эксплуатационной колонны 1 через НКТ 2 на устье условной скважины;

- емкость 8, выполненная из прозрачной акриловой трубы с наружным диаметром 90 мм и толщиной стенки 5 мм, необходима для имитации притока из пласта условной скважины. Дно емкости находится на уровне дна эксплуатационной колонны;

- панель управления 9 состоит из кнопки включения/отключения, сигнализации уровня жидкости, кнопки включения/отключения и частотного регулирования скорости вращения электродвигателя с индикацией частоты напряжения, кнопки включения/отключения и сигнализации включения перепускного клапана. Данная панель предназначена для управления лабораторным стендом и контроля электрических параметров его работы.

Принцип работы установки следующий. В эксплуатационную колонну – затрубное пространство условной скважины по трубопроводу 3 поступает жидкость. После заполнения кольцевого пространства эксплуатационной колонны и стабилизации уровней жидкости в обсадной колонне 1, в емкости 8 и НКТ 2 выполняется включение стенда кнопкой сетевого питания 1SB. После включения питания загорается световая индикация. С помощью переключателя 1SA выполняется выбор режима (частоты тока) работы УЭЦН. Выбранный режим работы УЭЦН отображается на индикаторе 1VDH. Пуск УЭЦН 7 осуществляется путем нажатия на кнопку 2SB «Пуск/Стоп УЭЦН». После включения начинается процесс откачки жидкости из условной скважины. В результате чего уровень жидкости в затрубном пространстве условной скважины начинает понижаться, а в колонне насосно-компрессорных труб 2 – повышаться. При достижении уровня жидкости в НКТ 2 «Устье» жидкость поступает по трубопроводу 10 в емкость 8. Далее по трубопроводу 3 жидкость поступает в эксплуатационную колонну.



1 – ЭК; 2 – НКТ; 3 – приточная линия с краном; 4 – перепускной клапан; 5 – нижний датчик уровня жидкости; 6 – верхний датчик уровня жидкости; 7 – УЭЦН; 8 – емкость для жидкости; 9 – панель управления; 10 – сливная линия с краном; 11 – сливной кран эксплуатационной колонны, 12 – сливной кран для емкости, 13 – корпус стенда

Рисунок 4.6 – Общая схема стенда «Система стабилизации уровня жидкости»

При снижении уровня жидкости в затрубном пространстве до нижней критической точки, регистрируемой датчиком уровня жидкости 5, сигнал с датчика уровня жидкости 5 дает команду на открытие перепускного электромагнитного клапана 4 и начинается переток жидкости через клапан 4 из НКТ 2 в затрубное пространство (эксплуатационную колонну). В результате этого уровень жидкости в затрубном пространстве начнет повышаться. Переток жидкости осуществляется до тех пор, пока уровень жидкости в затрубном пространстве не стабилизируется между положениями нижнего 5 и верхнего 6 датчиков уровня жидкости или не достигнет верхнего датчика уровня жидкости 6. В последнем случае электромагнитный клапан 4 закрывается, и переток жидкости через клапан 4 из НКТ в затрубное пространство прекращается. Уровень жидкости в затрубном пространстве снова начнет снижаться пока не достигнет нижнего датчика уровня жидкости 5, после чего весь процесс повторится.

Также при необходимости есть возможность отключить перепускной электромагнитный клапан 4. В таком случае при достижении нижнего датчика уровня жидкости 5 клапан 4 останется закрытым, и перетока жидкости из НКТ 2 в затрубное пространство происходить не будет. Уровень жидкости продолжит снижаться и может опуститься ниже уровня приема насоса.

Лабораторный стенд «Система стабилизации уровня жидкости» и учебно-методическое пособие «Выбор оптимального режима работы УЭЦН при использовании системы стабилизации уровня жидкости» внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: «Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства» при изучении дисциплины «Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа».

Практические занятия позволят студентам сформировать представления о влиянии частоты тока на работу УЭЦН, влиянии притока жидкости на работу скважины с точки зрения изменения динамического уровня жидкости и выработать навыки регулирования и оптимизации работы УЭЦН.

### 4.3 Выводы к главе 4

1 Разработана система поддержки принятия решений, включающая 11 алгоритмов контроля и управления режимом работы УЭЦН для обеспечения оптимального ввода в эксплуатацию насосного оборудования. СППР позволяет сократить время ВНР и сократить количество остановок и отказов УЭЦН.

2 Для совершенствования процесса ВНР скважины с УЭЦН предложены следующие оптимизационные мероприятия: установка специального перепускного устройства, позволяющего стабилизировать динамический уровень жидкости в скважине и исключать необходимость постоянного его контроля цеховой службой; установка устройства для охлаждения погружного электродвигателя; реализация системы мониторинга и анализов замеров в автоматическом режиме; реализация алгоритмов автоматического определения причин отклонений и предложения мероприятий по их устранению; реализация алгоритмов анализа параметров работы скважины и уточнения режима работы.

3 Анализ результатов совершенствования основного этапа процесса ВНР скважины с УЭЦН на режим показал потенциал сокращения его длительности на 44% посредством внедрения системы поддержки принятия решений и технических устройств, позволяющих автоматически регулировать динамический уровень жидкости в скважине и предупреждать риск перегрева погружного электродвигателя УЭЦН.

4 Разработаны и внедрены в учебный процесс ФГБОУ ВО «УГНТУ» лабораторный стенд «Система стабилизации уровня жидкости» и учебно-методическое пособие «Выбор оптимального режима работы УЭЦН при использовании системы стабилизации уровня жидкости».

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

1 Установлено, что до 10 % выводов скважин с УЭЦН заканчиваются отказами глубинно-насосного оборудования или сопровождаются длительными остановками, связанными с восстановительными мероприятиями скважины, увеличивая среднюю длительность ВНР в 3 раза, до 17 суток. При этом основные причины неуспешности ВНР связаны с недостаточностью притока из пласта и наличием жидкости глушения в начальной стадии ВНР, которые приводят к срыву подачи УЭЦН и перегреву двигателя.

2 Разработана комплексная математическая модель системы «пласт-скважина-УЭЦН» для нестационарного режима работы скважины, реализованная в форме цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН. Данная модель описывает нестационарное течение пластового флюида в элементах системы и учитывает вынос жидкости глушения, изменение параметров работы УЭЦН и коэффициента продуктивности.

3 Разработана система для стабилизации уровня жидкости, включающая в себя автоматическую систему управления и систему определения динамического уровня, снабженную механизмом перепуска жидкости. Данное устройство позволит в автоматическом режиме управлять изменением динамического уровня в скважинах, подверженных частым изменениям режима работы по причине изменения притока, а также в скважинах, обратные клапаны которых подвержены ускоренному выходу из строя.

4 Разработано защитное устройство для обеспечения принудительного охлаждения ПЭД за счёт обтекания потоком жидкости по спирали. Данное устройство позволит обеспечить процесс охлаждения ПЭД в скважинах с расположением УЭЦН в эксплуатационной колонне большого диаметра или ниже интервала перфорации, при ВНР на фоне изменения объема жидкости глушения, а также при эксплуатации скважин в периодическом режиме. А конструктивные особенности данного устройства позволят предотвращать попадание отложений со стенок эксплуатационной колонны внутрь полости устройства и УЭЦН при

спуско-подъемных операциях, обеспечить центровку на корпусе ПЭД, а также применять данное устройство в широком диапазоне типоразмеров УЭЦН и эксплуатационной колонны. Результаты моделирования температурного режима погружного электродвигателя показали, что при использовании данного устройства температура двигателя может быть снижена в среднем на 10-15°C, а в период пикового нагрева во время выноса жидкости глушения – на 20-22°C.

5 Предложен новый алгоритм для автоматизированного ввода в эксплуатацию УЭЦН с помощью изменения режима работы насоса, за счет варьирования частоты таким образом, чтобы рабочая точка на расходно-напорной характеристике в разные моменты времени не выходила за границы рабочей области. Разработанный алгоритм позволяет снизить количество внеплановых остановок скважины из-за срывов подачи насоса и перегрева ПЭД вследствие снижения продуктивности пласта и замещения жидкости глушения пластовым флюидом более чем в 2 раза.

6 Для обеспечения автоматизированного ввода в эксплуатацию УЭЦН разработана система поддержки принятия решений, состоящая из комплексной математической модели «пласт-скважина-УЭЦН», реализованной в форме цифрового двойника процесса функционирования скважины с УЭЦН, деревьев принятия решений, экспертных правил (более 100 видов рекомендаций по изменению режимов работы УЭЦН и проведению оперативных мероприятий), интеллектуальных алгоритмов и базы данных. Внедрение данной системы позволит прогнозировать и оптимизировать режим работы УЭЦН при ВНР.

7 Разработаны и внедрены в учебный процесс лабораторный стенд и учебно-методическое пособие, позволяющие проводить исследования изменения динамического уровня жидкости в моделируемой скважине при варьировании расходно-напорных характеристик УЭЦН и изменения коэффициента продуктивности. Результаты лабораторных исследований подтвердили работоспособность системы стабилизации динамического уровня жидкости в стволе скважины, определены границы применимости устройства.



**СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ**

- 1 Азиз, Х. Математическое моделирование пластовых систем / Х. Азиз, Э. Сеттари. – Москва-Ижевск: Регулярная и хаотическая динамика. Ижевский институт компьютерных исследований, 2004. – 416 с.
- 2 Антуфьев, И.А. Опыт применения установок электрических центробежных насосов (УЭЦН) малого габарита / И.А. Антуфьев // Научная перспектива. – 2009. – С. 31.
- 3 Архипов, Д.С. Пути повышения энергоэффективности установок электроцентробежных насосов добычи нефти с применением цифровых двойников / Д.С. Архипов, Б.М. Латыпов, Д.В. Сильнов, и др. // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 1. – С. 42-50.
- 4 Ахметзянов, Э.Р. Особенности работы малодебитной скважины при периодической эксплуатации / Э.Р. Ахметзянов // Форум молодых ученых. – 2018. – № 12-1. – С. 403-407.
- 5 Багакашвили, З.Р. Повышение энергоэффективности погружных установок электроцентробежных насосов при добыче нефти: бакалаврская работа /З.Р. Багакашвили // Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД); науч. рук. О. П. Кочеткова. — Томск, 2018. – 94 с.
- 6 Байбурин, И.Р. Особенности эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях ООО «РН-Ставропольнефтегаз» / И.Р. Байбурин, Ф.З. Булюкова, В.У. Ямалиев // Нефтегазовое дело. – 2011. – №. 1. – С. 31-34.
- 7 Баландин, Л.Н. Изучение распределения плотности жидкости в межтрубном пространстве при выводе скважины на режим / Л.Н. Баландин, О.А. Грибенников // Территория Нефтегаз. – 2013. – №. 3. – С. 86-88.
- 8 Баландин, Л.Н. Математическая модель процесса вывода на режим скважины, оборудованной УЭЦН режим / Л.Н. Баландин, О.А. Грибенников // Математическое моделирование и краевые задачи. – 2016. – С. 21-27.

9 Баландин, Л.Н. Контроль процесса вывода скважины на режим с применением математической модели нестационарной работы системы «пласт-скважина-насос» режим / Л.Н. Баландин, О.А. Грибенников, А.А. Мельников // Нефтяная провинция. – 2018. – №. 4. – С. 175-185.

10 Басарыгин, Ю.М. Технологические основы освоения и глушения нефтяных и газовых скважин / Ю.М Басарыгин, и др. // М.: ООО «Недра-Бизнесцентр. – 2001. – С. 492.

11 Басниев, К.С. Подземная гидромеханика / К.С. Басниев, И.Н. Кочина, В.М. Максимов // М.: Недра. – 1993. – 416 с.

12 Богданов, А.А. Погружные центробежные электронасосы для добычи нефти / А.А. Богданов // М.: Недра. – 1968. – 272 с.

13 Борхович, С.Ю. Особенности методического подхода к оценке эффективности работы фонда скважин и повышения его рентабельности / С.Ю. Борхович, и др. // Нефтепромысловое дело. – 2011. – №. 5. – С. 40-47.

14 Булатов, А.И. Научные основы и практика освоения нефтяных и газовых скважин / А.И. Булатов, О.В. Савенок, Р.С. Яремийчук // Издательский Дом Юг, Краснодар, 2016 г. – 576 с.

15 Булчаев, Н.Д. Защита насосного оборудования нефтяных скважин в осложненных условиях эксплуатации: монография / Н. Д. Булчаев, Ю. Н. Безбородов // Красноярск: Сиб. федер. ун-т, 2015. – 138 с.

16 Ведерников, В.А. Модели и методы управления режимами работы и электропотреблением погружных центробежных установок / В.А. Ведерников // Автореф. дис. д-ра техн. наук. Тюмень, 2006. – 32 с.

17 Волков, М.Г. Обоснование выбора области применения новых механизированных способов эксплуатации скважин / М.Г. Волков, и др. // Нефтяное хозяйство. – 2019. – №. 3. – С. 96-100.

18 Волков, М.Г. Методика расчёта коэффициента естественной сепарации в процессе освоения нефтедобывающей скважины / М.Г. Волков // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – №. 4. – С. 45-49.

19 Волков, М.Г. Моделирование процесса переноса тепла от погружного электродвигателя к обтекающему потоку скважинной продукции в условиях интенсивного отложения солей / М.Г. Волков // Нефтяное хозяйство. – 2018. – №. 7. – С. 104-109.

20 Горлов, И.В. Современное состояние и перспективы использования способов добычи нефти / И.В. Горлов, Л.Г. Лунькова, Г.С. Мельников // Новые импульсы развития: вопросы научных исследований. – 2020. – №. 5. – С. 16-20.

21 Грибенников, О.А. Прогнозирование процесса вывода скважины на режим при эксплуатации ее установкой электроцентробежного насоса / О.А. Грибенников // дис. – Рос. гос. ун-т нефти и газа им. ИМ Губкина, 2016. – 117 с.

22 Грибенников, О.А. К вопросу использованию данных вывода скважины на режим в качестве гидродинамических исследований / О.А. Грибенников, А.А. Мельников // Ашировские чтения. – 2018. – Т. 1. – №. 1. – С. 180-186.

23 Грибенников, О.А. Мониторинг коллекторских свойств пласта по данным вывода скважин на режим / О.А. Грибенников, А.А. Мельников // Нефтепромысловое дело. – 2020. – №. 4. – С. 27-31.

24 Грибенников, О.А. Перспективы использования данных вывода скважины на режим в качестве гидродинамических исследований / О.А. Грибенников, А.А. Мельников // Современные технологии в нефтегазовом деле. – 2018. – С. 60-63.

25 Дроздов, А.Н. Информационная система анализа и мониторинга работы механизированного фонда скважин для оптимизации бизнес-процессов при добыче нефти / А.Н. Дроздов, и др. // Территория Нефтегаз. – 2015. – №. 8. – С. 34-43.

26 Желтов, Ю.П. Разработка нефтяных месторождений / Ю.П. Желтов // М.: Недра. – 1986. – 332с

27 Зейгман, Ю.В. Эффективность эксплуатации установок электроцентробежных насосов в скважинах / Ю.В. Зейгман, О.А. Гумеров // Учеб. пособие. – Уфа: ООО "Монография". – 2006. – 88 с.

28 Ибрагимов, Г.З. Разработка нефтяных месторождений. Том 2. Эксплуатация добывающих и нагнетательных скважин / Г.З. Ибрагимов и др. // ВНИИ ОУиЭ НП, Москва. – 1994 г. – 272 с.

29 Ивановский, В.Н. Скважинные насосные установки для добычи нефти / В.Н. Ивановский, В.И. Дарищев, А.А. Сабиров, В.С. Каштанов, С.С Пекин // М.: Нефть и газ. – 2002. – 824 с.

30 Камалетдинов, Р.С. Сервис механизированного фонда скважин / Р.С. Камалетдинов // Нефтегазовая вертикаль. – 2014. – №. 7-С. – С. 44-49.

31 Каневская, Р.Д. Математическое моделирование гидродинамических процессов разработки месторождений углеводородов / Р. Д. Каневская // Ижевский институт компьютерных исследований. – Москва-Ижевск : Научно-издательский центр "Регулярная и хаотическая динамика", 2003. – 128 с.

32 Касаткин, А.Г. Основные процессы и аппараты химической технологии / А.Г. Касаткин // М.: «Химия», 1973, 754 с.

33 Касливец, Р.В. Анализ внедрения технологии закачки ингибитора солеотложений в пласт для предотвращения отложений неорганических солей в призабойной зоне добывающих скважин для условий нефтяных месторождений Республики Башкортостан / Р.В. Касливец, Н.М. Токарева // Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2016. – №. 2. – С. 105-119.

34 Кашапов, И.Ф. Повышение эффективности добычи нефти установками электропогружных центробежных насосов малого габарита / И.Ф. Кашапов // Энергия молодежи для нефтегазовой индустрии. – 2016. – С. 209-211.

35 Кибирев, Е.А. Оптимизация работы защит от аварийных отключений электроэнергии в станции управления установкой электроцентробежных насосов на объектах ПАО "Газпром нефть" / Е.А. Кибирев, П.С. Музычук // PRONEFTЬ. Профессионально о нефти. – 2018. – №. 3. – С. 56-62.

36 Ковалев, В.З. Методика управления энергоэффективностью и надежностью электротехнического комплекса УЭЦН / В.З. Ковалев, О.В. Архипова // Современные проблемы науки и образования. – 2014. – №. 6. – С. 188-188.

37 Конопля, Д.В. Возможность планирования работ по выводу скважины на режим / Д.В. Конопля // Нефтяное хозяйство. – 2008. – №. 7. – С. 114-118.

38 Кузнецов, С.В. Исследование теплофизических процессов при фильтрации парафинистой нефти к горизонтальной скважине / С.В. Кузнецов // дис. Тюменский государственный университет. – 2016. – 166 с.

39 Кузнецов, С.В. Моделирование фильтрации трехфазной многокомпонентной смеси в пористой среде / С.В. Кузнецов // Нефтяное хозяйство. Математическое моделирование и компьютерные технологии в процессах разработки месторождений. – 2018.

40 Кулаев, Э.Г. Результаты применения станций управления УЭЦН с интеллектуальной системой в ОАО "Самотлорнефтегаз" / Э.Г. Кулаев, Д.Б. Елисеев, Е.Г. Ветохин // Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №. 6. – С. 19-25.

41 Кутателадзе, С.С. Гидродинамика газожидкостных систем / С.С. Кутателадзе, М.А. Стырикович // М.: Энергия. – 1976. – 296 с.

42 Лапшина, Ю.В. Результат применения оптоволоконных технологий распределенной термометрии при освоении скважины с помощью ЭЦН / Ю.В. Лапшина, В.Ф. Рыбка // Экспозиция нефть газ. – 2013. – №. 7 (32) – С. 13-16.

43 Латыпов, А.Р. Способ эксплуатации скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом. – пат. на изобретение № 2421605 Рос. Федерация, Опубл. 20.06.2011. Бюл. 17. С. 802.

44 Латыпов, Б.М. Влияние условий эксплуатации на наработку штанговых винтовых насосных установок / Б.М. Латыпов, и др. // Нефтегазовое дело. – 2016. – Т. 14. – №. 2. – С. 55.

45 Латыпов, Б. М. Установка штангового винтового насоса для добычи нефти в осложненных условиях / Б. М. Латыпов // Нефтегазовое дело. – 2012. – Т. 10. – № 1. – С. 13-15.

46 Люстрицкий, В.М. Способ вывода скважины, оборудованной установкой электроцентробежного насоса с частотно-регулируемым приводом, на стационарный режим работы. – // Патент РФ № 2181829 от 27.04.2002

47 Ляпков, П.Д. О влиянии вязкости жидкости на характеристику погружных центробежных насосов / П.Д. Ляпков // Труды ВНИИ им. Крылова. 1964. Вып. 41. – с. 71-107.

48 Магдеев, И.З. Анализ технологии эксплуатации скважин установками электроцентробежных насосов на нефтяных месторождениях Западной Сибири. – бакалаврская работа / И.З. Магдеев // Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Е. В. Курганова. — Томск, 2019.

49 Малкина, В.Д. Инновационная комплексная система мониторинга скважин" ПетроЛайт" / В.Д. Малкина, и др. // Научный журнал Российского газового общества. – 2015. – №. 2-3. – С. 59-64.

50 Мальцев, Н.В. Моделирование нестационарного притока жидкости в скважину / Н.В. Мальцев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – №. 10. – С. 75-77.

51 Мальцев, Н.В. Оценка коэффициента сепарации свободного газа на приеме погружного оборудования и температурного режима работы погружного двигателя (во время вывода скважины на установившийся режим эксплуатации) / Н.В. Мальцев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – №. 11. – С. 76-79.

52 Мальцев, Н.В. Оценка некоторых характеристик, расчет давлений и расположения границ раздела флюидов при моделировании процесса вывода скважины на режим / Н.В. Мальцев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – №. 9. – С. 75-79.

53 Мальцев, Н.В. Прогнозирование изменения параметров работы скважины при выводе на режим / Н.В. Мальцев // Нефть, газ и бизнес. – 2012. – №. 8. – С. 72-75.

54 Мальцев, Н.В. Разработка физико-математической модели процесса освоения скважин с помощью УЭЦН / Н.В. Мальцев // Автореф. канд. дис. М.: РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2013. – 21 с.

55 Мартюшев, Д.Н. Комплексный подход к энергоэффективности при добыче нефти УЭЦН / Д.Н. Мартюшев // Инженерная практика. – 2011. – №. 6. – С. 72-77.

56 Меньшов, Б.Г. Электротехнические установки и комплексы в нефтегазовой промышленности / Б.Г. Меньшов, М.С. Ершов, А.Д. Яризов // М.: Недра, 2000. – 488 с.

57 Мингулов, Ш.Г. Расчеты в скважинной добыче вязких и парафинистых нефтей / Ш.Г. Мингулов, И.Ш. Мингулов, А.Р. Гибадуллин // Под общей ред. М.Д. Валеева. – СПб.: ООО «Недра», 2021. – 376 с.

58 Мищенко, И.Т. Методика расчета характеристик УЭЦН при перекачке вязких газожидкостных смесей / И.Т. Мищенко, В.И. Кокорев, Н.В. Мальцев // Нефть, газ и бизнес. – 2013. – № 1. – с. 62-65.

59 Мищенко, И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов / И.Т. Мищенко // М: М71 ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

60 Назаренко, Ю.А. Анализ и обоснование способов и режимов эксплуатации скважин на Арчинском нефтегазоконденсатном месторождении (Томская область): бакалаврская работа / Ю.А. Назаренко // Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ), Инженерная школа природных ресурсов (ИШПР), Отделение нефтегазового дела (ОНД) ; науч. рук. Ю.А. Максимова. – Томск, 2018. – 98 с.

61 Невоструев, В.А. Опыт эксплуатации энергоэффективных УЭЦН «Новомет» / В.А. Невоструев // Инженерная практика. – 2017. – №. 8. – С. 28-32.

62 Нигматулин, Р.И. Динамика многофазных сред. Т.1, 2. М.: Наука, 1987. – 464 с.

63 Павлихина, А. Экспертный подход к механизированной добыче / А. Павлихина // Деловой журнал Neftegaz. RU. – 2019. – №. 4. – С. 92-96.

64 Патанкар, С. Численные методы решения задач теплообмена и динамики жидкости / С. Патанкар // М.: Наука, 1984. – 154 с.

65 Пашали, А.А. Интегрированная модель "пласт - скважина - насос" для расчета нестационарных режимов течения жидкости / А.А. Пашали, Р.С. Халфин, Д.В. Сильнов [и др.] // Нефтегазовое дело. – 2021. – Т. 19. – № 1. – С. 33-41. – DOI 10.17122/ngdelo-2021-1-33-41.

66 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.

67 Пашали, А.А. Цифровой двойник скважины как инструмент цифровизации вывода скважин на режим в ПАО АНК «Башнефть» / / А.А. Пашали и др. // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 3. – С. 80-85.

68 Пашали, А.А. Вывод на режим скважин, эксплуатируемых установками электроцентробежных и штанговых насосов, с применением методов машинного обучения и цифровых двойников / А.А. Пашали, Д.В. Сильнов, А.С. Топольников, Б.М. Латыпов, Р.М. Еникеев, С.С. Шубин // Нефтяное хозяйство. – 2021. – №. 7. – С. 112-117.

69 Петрушин, Е.О. Анализ эффективности проведения оптимизации добывающих скважин, оборудованных УЭЦН, на Талаканском месторождении / Е.О. Петрушин, А.С. Арутюнян // Наука. Техника. Технологии (политехнический вестник). – 2019. – №. 2. – С. 201-223.

70 Попов, Д.И. Алгоритм вывода на режим нагрузки асинхронных машин при испытании методом взаимной нагрузки / Д.И. Попов, С.О. Руменко, А.И. Стретенцев // Инновационные проекты и технологии в образовании, промышленности и на транспорте. – 2016. – С. 180-185.

71 Савенок, О.В. Управление продуктивностью скважин: методические указания по изучению дисциплины «Управление продуктивностью скважин» для студентов-бакалавров всех форм обучения и МИППС по направлению 21.03.01 «Нефтегазовое дело». – Краснодар: Издательский Дом – Юг, 2016. – 68 с.



72 Савенок, О. Нефтегазовая инженерия при освоении скважин. Инфра-Инженерия – 2019. – 548 с.

73 Сарапулов, Н.П. Способ эксплуатации скважины с помощью погружной электроцентробежной насосной установки / Н.П. Сарапулов, и др. // №216.012.D0DB 10.06.2014.

74 Сильнов, Д.В. Влияние жидкости глушения на работу электроцентробежного насоса во время вывода скважины на режим / Д.В. Сильнов, А.С. Топольников, К.Р. Уразаков // Нефтяное хозяйство. – 2021.

75 Сильнов, Д.В. Влияние жидкости глушения на работу электроцентробежного насоса во время вывода скважины на режим / Д.В. Сильнов, А.С. Топольников, К.Р. Уразаков / Ежегодная Международная научно-практическая конференция "БУЛАТОВСКИЕ ЧТЕНИЯ", 2022. – № 2. – С. 176–180.

76 Сильнов, Д.В. Защитное устройство для погружной установки электроприводного центробежного насоса / Д.В. Сильнов, К.Р. Уразаков, Б.М. Латыпов // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 1. – С. 143-149.

77 Уразаков, К.Р. Система стабилизации динамического уровня жидкости в скважине, оборудованной установкой электроцентробежного насоса / К.Р. Уразаков, Д.В. Сильнов // Нефтегазовое дело. – 2022. – Т. 20. – № 1. – С. 114-123.

78 Сильнов, Д.В. Цифровой двойник скважины для обеспечения вывода ее на режим / Д.В. Сильнов // Современные технологии в нефтегазовом деле - 2021: сборник трудов международной научно-технической конференции. – Уфа : Изд-во УГНТУ, 2021. – С. 170-172.

79 Сильнов, Д.В. Применение цифровых двойников установок электроцентробежных насосов добычи нефти для управления их энергоэффективностью / Д.В. Сильнов, Д.С. Архипов, В.В. Семенов // Современная наука: актуальные проблемы, достижения и инновации: сборник трудов второй всероссийской научно-технической конференции. – Белебей : СамГТУ, 2021. – С. 10-12.

80 Сильнов, Д.В. Комплексный подход с применением интеллектуальных алгоритмов и цифровых двойников при выводе на режим скважин с УЭЦН / Д.В. Сильнов // Наука. Исследования. Практика : сборник избранных статей по материалам Международной научной конференции. – СПб.: ГНИИ «Нацразвитие», 2021. – С. 73-74.

81 Сильнов, Д.В. Устройство для охлаждения погружного электродвигателя установки электроприводного центробежного насоса / Д.В. Сильнов, Б.М. Латыпов // Наука. Исследования. Практика: сборник избранных статей по материалам Всероссийской (национальной) научной конференции «Фундаментальные и прикладные исследования. Актуальные проблемы и достижения» (Санкт-Петербург, Март 2022). – СПб.: ГНИИ «Нацразвитие», 2022. – 96 с.

82 Сильнов, Д.В. К вопросу о солеобразовании в процессе добычи нефти на севере Западной Сибири / Д.В. Сильнов, А.В. Сиднев // Успехи современного естествознания. Москва: РАЕН. – 2011. – № 3. – С. 46-48.

83 Сильнов, Д.В. Способы защиты технологического оборудования от солеотложения при разработке месторождений в условиях крайнего севера западной сибире / Д.В. Сильнов, А.В. Сиднев // Международный журнал экспериментального образования. – 2011. – № 3. – С. 160-161.

84 Сильнов, Д.В. Опыт ингибирования отложений карбоната кальция при нефтедобыче в ООО "РН-Пурнефтегаз" / Д.В. Сильнов, О.Е. Нечаева, С.Р. Рахмангулова, А.В. Сиднев // Нефтегазовые технологии и новые материалы (проблемы и решения). Вып. 1(6). – Уфа : ООО «Монография, 2012. – С. 254-258.

85 Синюк, В.Г. Алгоритмическое и программное обеспечение средств создания интеллектуальных проблемно-ориентированных систем, основанных на нечеткой логике / В.Г. Синюк, В.М. Поляков, М.В. Панченко // Вестник Белгородского государственного технологического университета им. В.Г. Шухова. – 2013. – № 3. – С. 159-161.

86 Соловьев, И.Г. Математическая модель процесса освоения скважины с УЭЦН после глушения / И.Г. Соловьев, В.В. Фомин // Вестник кибернетики. – 2005. – №. 4. – С. 10-16.

87 Сорокин, Л.А. Способ эксплуатации скважин / Л.А. Сорокин, А.Л. Сорокина, Д.Л. Сорокин. – 2011.

88 Стариков, В.А. Автоматизация технологического процесса вывода нефтяной скважины на стационарный режим работы после капитального ремонта / В.А. Стариков // дис. – Самарский государственный технический университет, 2010. – 156 с.

89 Сушков, В.В. Бесперебойное электроснабжение УЭЦН / В.В. Сушков, А.С. Мартьянов // Информационные ресурсы в образовании. – 2013. – С. 176-178.

90 Сыпачёва, О.С. Определение пластового давления с использованием данных вывода на режим скважин с электронасосом / О.С. Сыпачёва // Проблемы разработки месторождений углеводородных и рудных полезных ископаемых. – 2020. – Т. 2. – С. 407-413.

91 Ткачев, В.М. Способ расклинивания установок электроцентробежных насосов / В.М. Ткачев и др. – №217.015.СБЕ4 25.08.2017.

92 Топольников, А.С. Математическое моделирование динамических процессов в нефтедобывающей скважине / А.С. Топольников, Р.Х. Болотнова, В.А. Бузина, У.О. Агишева // Вопросы современной науки и практики. Университет им. В.И. Вернадского. – 2014. – №. 4. – С. 112-118.

93 Топольников, А.С. Математическое моделирование нестационарных процессов в нефтедобывающей скважине / А.С. Топольников, Р.Х. Болотнова, В.А. Бузина, У.О. Агишева // Математические методы в технике и технологиях – ММТТ. Саратовский государственный технический университет имени Гагарина Ю. А. 2014. №2. С. 45-49.

94 Топольников, А.С. Методика расчета параметров струйного насоса при совместной эксплуатации с ЭЦН / А.С. Топольников и др. //Сетевое издание «Нефтегазовое дело». – 2011. – №. 3. – С. 134-146.

95 Топольников, А.С. Применение методов математического моделирования при контроле и оптимизации нестационарного режима работы нефтяной скважины / А.С. Топольников // Труды Института механики им. РР Мавлютова УНЦ РАН. – 2016. – Т. 11. – №. 1. – С. 53-59.

96 Топольников, А.С. Способ регулирования технологического режима добывающей скважины. RU 02642901 С1 20180129 2016-12-09.

97 Турбин, А.И. Система комплексного мониторинга скважин: инновационный инструмент для оперативного принятия управленческих решений / А.И. Турбин, В.В. Милокумов, Е.М. Подерин //Русский инженер. – 2015. – №. 2. – С. 43-48.

98 Уразаков, К.Р. Диагностирование технического состояния электроцентробежных насосных установок по уровню их вибрации / К.Р. Уразаков и др. //Нефтегазовое дело. – 2017. – Т. 15. – №. 1. – С. 103-107.

99 Уразаков, К.Р. Справочник по добыче нефти / К.Р. Уразаков, Э.О. Тимашев, В.А. Молчанова, М.Г. Волков // Пермь: ООО«Астер Плюс», 2020. – 600 с.

100 Уоллис, Г. Одномерные двухфазные течения, М.: Мир, 1972; Drew, D. A. Mathematical modeling of two-phase flow // Annual Review of Fluid Mechanics, Vol. 15, 1983. P. 261-291.

101 Файзулина, М.Р. Моделирование зависимостей ввода скважин в эксплуатацию в период полного разбуривания залежи //Моделирование технологических процессов бурения, добычи и транспортировки нефти и газа на основе современных информационных технологий. – 1998. – С. 75-76.

102 Фомин, В.В. Совершенствование методов анализа и управления процессом освоения скважины с погружным насосом после глушения / В.В. Фомин // Тюмень: Изд-во «Нефтегазовый университет. – 2006. – 140 с.

103 Фык, М.И. Основы разработки и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений: учебник / И.М. Фык, Е.И. Хрипко; под ред. проф. И.М. Фыка //Харьков : Фолио, 2015. - 301с.

104 Ханжин, В.Г. Способ эксплуатации скважины электронасосом с частотно-регулируемым приводом / В.Г. Ханжин // №217.015.СЕЕ4 25.08.2017

105 Чарный, И.А. Подземная гидрогазодинамика / И.А. Чарный // Москва-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2006. - 414 с

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

107 Шайдаков, В.В. О моделировании работы УЭЦН в скважине / В.В. Шайдаков // Современные проблемы нефтегазового оборудования. – 2019. – С. 38-46.

108 Щелкачев, В.Н. Подземная гидравлика/ В.Н. Щелкачев // М.-Л.: Гостоптехиздат, 1949. – 525 с.

109 Язьков, А.В. Повышение эффективности эксплуатации скважин с электроцентробежными насосами в условиях многофазного флюида за счет регулирования теплового режима / А.В. Язьков // дис. – 2017. – 106 с.

110 Якимов, С.Б. О выборе технологий защиты подземного оборудования от песка с учетом динамики его выноса при запуске скважин на Самотлорском нефтяном месторождении / С.Б. Якимов //Оборудование и технологии для нефтегазового комплекса. – 2013. – №. 6. – С. 81-89.

111 Abdelaziz, M. ESP data analytics: Predicting failures for improved production performance / M. Abdelaziz et al // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2017.

112 Al-Bimani, A. Successful Standardization and Sustainable Well Management System for ESP Well Surveillance & Optimization Across PDO / A. Al-Bimani et al // SPE Electric Submersible Pump Symposium. – OnePetro, 2017.

113 Al-Kady, A.A. Implementing Technical Improvements of ESP Application in Water Supply Wells for Extending Lifetime and Operation Efficiency / A.A. Al-Kady et al //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – OnePetro, 2016.

114 Alla, A. Nonlinear model order reduction via dynamic mode decomposition / A. Alla, J.N. Kutz //SIAM Journal on Scientific Computing. – 2017. – T. 39. – №. 5. – C. B778-B796.

115 Amsallem, D. Stabilization of projection-based reduced-order models / D. Amsallem, C. Farhat //International Journal for Numerical Methods in Engineering. – 2012. – T. 91. – №. 4. – C. 358-377.

116 Andrade Marin, A. ESP Well and Component Failure Prediction in Advance using Engineered Analytics-A Breakthrough in Minimizing Unscheduled Subsurface Deferments / A. Andrade Marin et al // Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2019.

117 Ansari, A.M. A comprehensive mechanistic model for upward two-phase flow in wellbores / A.M. Ansari, A.D. Sylvester, C. Sarica, O. Shoham, J.P. Brill // SPEPF J. May, 1994. P. 143-152.

118 Awaid, A. ESP Well Surveillance using Pattern Recognition Analysis, Oil Wells, Petroleum Development Oman / A. Awaid et al // IPTC 2014: International Petroleum Technology Conference. – European Association of Geoscientists & Engineers, 2014. – C. cp-395-00213.

119 Aziz, K. Pressure drop in wells producing oil and gas / K. Aziz, G.W. Govier //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1972. – T. 11. – №. 03. 38-42

120 Barnea, D. Flow pattern transition for vertical downward twophase flow / D. Barnea, O. Shoham, Y. Taitel // Chem. Eng. Sci. 1982. V. 37. P. 741-744.

121 Beggs, H.D. A study of two-phase flow in inclined pipes / H.D. Beggs, J.P. Brill // JPT. May, 1973. P. 607-617.

122 Benner, P. On reduced input-output dynamic mode decomposition / P. Benner, C. Himpe, T. Mitchell //Advances in Computational Mathematics. – 2018. – T. 44. – №. 6. – C. 1751-1768.

123 Bimani, A. Case Study Toward Digital Oil Field: How the ESP Operation is Changing by Using Automatic Well Models in PDO's ESP Fields / A. Bimani et al //SPE Gulf Coast Section Electric Submersible Pumps Symposium. – Society of Petroleum Engineers, 2019.

124 Boure, J.A. General Equations and Two-Phase Flow Modeling, Handbook of Multiphase Flow, Ch. 1.2 / J.A. Boure, J.M. Delhaye // Editor Hestroni, G. 1982.

125 Brill, J.P. Multiphase flow in wells/ J.P. Brill, H. Mukherjee // Monograph series, SPE, Richardson, Texas. V. 17. 1999.

126 Britvar, J. Improving ESP Application for Unconventional Wells in the Bakken / J. Britvar, S. Williams // SPE Electric Submersible Pump Symposium. – OnePetro, 2017.

127 Brunton, B.W. Extracting spatial–temporal coherent patterns in large-scale neural recordings using dynamic mode decomposition / B.W. Brunton et al.// Journal of neuroscience methods. – 2016. – T. 258. – C. 1-15.

128 Camilleri, L. Testing the Untestable... Delivering Flowrate Measurements with High Accuracy on a Remote ESP Well / L. Camilleri et al. //Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

129 Coffin, G. Operations Excellence Maximizes the Value of the Digital Oilfield Implementations / G. Coffin et al. //SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

130 Darcy, H. Les fontaines publiques de la ville de Dijon: exposition et application. – Victor Dalmont, 1856.

131 Dranchuk, P.M. Calculation of Z factors for natural gases using equations of state / P.M. Dranchuk, H. Abou-Kassem //Journal of Canadian Petroleum Technology. – 1975. – T. 14. – №. 03.

132 Drew, D.A. Mathematical modeling of two-phase flow / D.A. Drew // Annual Review of Fluid Mechanics, Vol. 15, 1983. P. 261-291.

133 Duns, H. Vertical flow of gas and liquid mixtures in wells / H. Duns, N.C.J. Ros //6th world petroleum congress. – OnePetro, 1963.

134 Duran, J. ESP stages air-water two-phase performance – Modelling and experimental data / J. Duran, M.G. Prado // Paper presented during the 2004 SPE ESP Workshop, Houston April 28-May 1, 2004.

135 Eliseev, D. New Vision: IC TAML5 Wells on Caspian Offshore. Reasons, Implementation and Results (Russian) / D. Eliseev et al. //SPE Russian Petroleum Technology Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

136 Fancher, G.H.Jr. Prediction of pressure gradients for multiphase flow in tubing / G.H.Jr. Fancher, K.E. Brown // Soc. Pet. Eng. J. March, 1963. P. 59-69.

137 Feineman, D.R. Assessing the Maturity of Digital Oilfield Developments / D.R. Feineman //SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition. – OnePetro, 2014.

138 Fernandes, R.C. Hydrodynamic model for gas-liquid slug flow in vertical tubes / R.C. Fernandes, R. Semiat, A.E. Dukler //AIChE Journal. – 1983. – T. 29. – №. 6. – C. 981-989.

139 Fletcher, H.G. Arctic Drilling Operations Planning and Execution: Feedback from Kharyaga Field, Russia (Russian) / H.G. Fletcher et al //SPE Arctic and Extreme Environments Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2011.

140 Gilbert, W.E. Flowing and gas-lift well performance / W.E. Gilbert // Drill. & Prod. Prac. 1954. V.13. P. 126-157.

141 Gossman, A.D. Multidimensional modelling of turbulent two-phase flows in stirred vessels / A.D. Gossman, C. Lekakou, S. Politis, R.I. Issa, M.K. Looney // AIChE J., Vol. 38, No 12, 1992. P. 1946-1956.

142 Gupta S. Applying big data analytics to detect, diagnose, and prevent impending failures in electric submersible pumps / S. Gupta et al. //SPE Annual Technical Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

143 Gupta, S. Big data analytics workflow to safeguard ESP operations in real-time / S. Gupta et al. //SPE North America Artificial Lift Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

144 Gupta, S. ESP health monitoring KPI: a real-time predictive analytics application / S. Gupta et al. //SPE Intelligent Energy International Conference and Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2016.

145 Hagedorn, A.R. Experimental study of pressure gradients occurring during continuous two-phase flow in small-diameter vertical conduits / A.R. Hagedorn, K.E. Brown //Journal of Petroleum Technology. – 1965. – T. 17. – №. 04. – C. 475-484.



146 Hasan, A.R. A study of multiphase flow behavior in vertical wells / A.R. Hasan, C.S. Kabir // SPEPE. May, 1988. P. 263-272.

147 Hibiki, T. One-dimensional drift-flux model and constitutive equations for relative motion between phases in various two-phase flow regimes / T. Hibiki, M. Ishii // Int. J. of Heat and Mass Transfer, V. 46(25), 2003. P. 4935-4948.

148 Hickey, R.F. Start-up, operation, monitoring and control of high-rate anaerobic treatment systems / R.F. Hickey et al. //Water Science and Technology. – 1991. – T. 24. – №. 8. – C. 207-255.

149 Incropera, F.P. Fundamentals of heat and mass transfer/ F.P Incropera et al // New York : Wiley, 1996. – T. 6. – C. 116.

150 Jha, M. High Rate ESP Application in Onshore Rajasthan Fields: A Case Study / M. Jha et al //SPE Artificial Lift Conference and Exhibition. – OnePetro, 2012.

151 Jiang, Y. Techniques for modeling complex reservoirs and advanced wells / Y. Jiang // Stanford: A dissertation submitted to the department of energy resources engineering and the committee on graduate studies of Stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy, 2007.

152 Joshi, S.D. Augmentation of Well Productivity With Slant and Horizontal Wells,”: JPT (June 1988) 729-39 / S.D. Joshi //Trans., AIME. – T. 285.

153 Khabibullin, R.A. Prediction of ESPs Failure Using ML at Western Siberia Oilfields with Large Number of Wells / R.A. Khabibullin et al //SPE Russian Petroleum Technology Conference. – Society of Petroleum Engineers, 2020.

154 Kulkarni, R. Towards a Fully Automated Well Management System for ESP Surveillance and Optimization in PDO / R. Kulkarni et al //SPE Middle East Artificial Lift Conference and Exhibition. – OnePetro, 2018.

155 Kutz, J.N. Dynamic mode decomposition: data-driven modeling of complex systems / J.N. Kutz et al // Society for Industrial and Applied Mathematics, 2016.

156 Lyu, X. Analysis of start-up and long-term operation characteristics of passive residual heat removal system / X. Lyu, M. Peng, G. Xia //Annals of Nuclear Energy. – 2019. – T. 130. – C. 69-81.

157 Marquez, M. Modeling Downhole Natural Separation / M. Marquez // Dissertation, Tulsa, 2004.

158 Nebogina, EV M. E. V. Numerical Realization of Beam Creeping Calculation with Obvious Bending at the Basis of Bar-type Structural Model //Mathematical Modeling and Marginal Tasks: Papers to IX All-Russian Scientific Conference with Foreign Participation. Part. – T. 1. – C. 144-147.

159 Orkiszewski, J. Predicting two-phase pressure drops in vertical pipe / J. Orkiszewski //Journal of Petroleum Technology. – 1967. – T. 19. – №. 06. – C. 829-838.

160 Pashali, A.A. Flow rate retrieval on the basis of algorithms of the “virtual flowmeter” for wells testing (Russian) / A.A. Pashali, A.S. Topolnikov, V.G. Mikhaylov //Neftyanoe khozyaystvo-Oil Industry. – 2017. – T. 2017. – №. 11. – C. 63-67.

161 Schmid, P.J. Dynamic mode decomposition of numerical and experimental data / P.J. Schmid //Journal of fluid mechanics. – 2010. – T. 656. – C. 5-28.

162 Skoczylas, P. Flow regime effects on downhole motor cooling / P. Skoczylas, F.J.S. Alhanati //SPE Gulf Coast Section Electrical Submersible Pumps Workshop, April. – 1998.

163 Standing, M.B. A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oils and gases / M.B. Standing //Drilling and Production Practice. – OnePetro, 1947.

164 Standing, M.B. Volumetric and Phase Behavior of Oil Field Hydrocarbon Systems / M.B. Standing // SPE, Richardson, Texas, 1981.

165 Stepanoff, A.J. Centrifugal and Axial Flow Pumps: Theory, Design and Application / A.J. Stepanoff // New York: John Wiley & Sons, 1957.

166 Taitel, Y. A model for predicting flow regime transitions in horizontal and near-horizontal gas-liquid flow / Y. Taitel, A.E. Dukler // AIChE Journal. V. 22(1), 1976. P. 47.

167 Udofia, E. Digital oilfield implementation challenges management in offshore Environment / E. Udofia et al //Offshore Technology Conference. – Offshore Technology Conference, 2018.

168 Van Wingen, N. Recovery of oil in the United States / N. Van Wingen // API, New York City. – 1950. – Т. 127.

169 Vasquez, M., Beggs H.D. Correlations for fluid physical property prediction / M. Vasquez, H.D. Beggs // JPT. Vol. 6. 1980. P.968.

170 Vogel, J.V. Inflow performance relationships for solution-gas drive wells / J.V. Vogel // Journal of petroleum technology. – 1968. – Т. 20. – №. 01. – С. 83-92.

171 Wallis, G.B. One-dimensional two-phase flow / G.B. Wallis // McGraw-Hill Book Co. Inc., New York, 1969. P. 408.

172 Wiemers, S. A successful approach to developing digital oilfield opportunities / S. Wiemers et al // SPE Intelligent Energy Conference & Exhibition. – Society of Petroleum Engineers, 2014.

173 Yuce, E. A single-input multiple-output voltage-mode second-order universal filter using only grounded passive components/ E. Yuce. – 2017.

174 Zhou, Y. Parallel general-purpose reservoir simulation with coupled reservoir models and multisegment wells / Y. Zhou //Stanford: A dissertation submitted to the department of energy resources engineering and the committee on graduate studies of Stanford university in partial fulfillment of the requirements for the degree of doctor of philosophy, 2012.

175 Zuber, N. Average volumetric concentration in two-phase flow systems / N. Zuber, J.A. Findlay // Journal of heat transfer, 1965. V. 87(4). P. 453-468.

#### Патенты и свидетельства о регистрации программ для ЭВМ

176 Пат. 2716786 РФ, МПК F 04 D 15/02. Устройство для стабилизации давления на приеме установки электроцентробежного насоса / К.Р. Уразаков, Е.А. Наумкин, П.М. Тугунов, И.Н. Латыпов, В.А. Молчанова, Л.П. Горшунова. 2019106882, Заявлено 11.03.2019; Опубл. 16.03.2020. Бюл. 8.

177 Пат. 2592590 РФ, МПК Е 21 В 43/12. Способ эксплуатации малодебитной скважины / К.Р. Уразаков, В.А. Байков, А.С. Топольников, С.И. Казетов. 2015116629/03, Заявлено 29.04.2015; Опубл. 27.07.2016. Бюл. 21.

178 Пат. 2235904 РФ, МПК F 04 В 47/00. Способ эксплуатации скважинных насосов с автоматическим поддержанием в скважине заданного динамического уровня откачиваемой жидкой среды (варианты) / М.Х. Аминев, Д.Б. Поляков, Р.Ф. Шаймарданов, И.Я. Давлетов. 2003110463/06, Заявлено 14.04.2003; Опубл. 10.09.2004. Бюл. 25.

179 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021611372 Российская Федерация. Оперативные мероприятия : № 2021610237 : заявл. 11.01.2021 : опубл. 26.01.2021 / Э. О. Тимашев, А. В. Катермин, А. А. Палагута [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»).

180 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2021611658 Российская Федерация. Интеллектуальный вывод скважин на режим : № 2021610083 : заявл. 11.01.2021 : опубл. 02.02.2021 / А. А. Пашали, А. В. Катермин, А. А. Палагута [и др.] ; заявитель Публичное акционерное общество «Акционерная нефтяная Компания «Башнефть» (ПАО АНК «Башнефть»).

181 Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № 2022613526 Российская Федерация. Программа ЭВМ для управления системой стабилизации уровня жидкости в скважине с УЭЦН : № s2022612816 : заявл. 28.02.2022 : опубл. 14.03.2022 / Д.В. Сильнов, Б.М. Латыпов, В.В. Семенов; заявитель Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования «Уфимский государственный нефтяной технический университет»

## ПРИЛОЖЕНИЕ А

### Описание разработанных алгоритмов

#### 1 Определение негерметичности обратного клапана и НКТ

Для определения негерметичности обратного клапана и НКТ разработан алгоритм, позволяющий вести контроль в режиме реального времени за герметичностью лифта НКТ и работоспособностью обратного клапана фонтанной арматуры. Актуальность данного алгоритма основывается на необходимости своевременного выявления отклонений дебита жидкости. Данные отклонения связаны с разностью количества скважинной продукции, проходящей через насосную установку, и дебита жидкости, замеренного в АГЗУ. Кроме того данный алгоритм способен косвенно выявить разгерметизацию нефтесборного трубопровода от скважины до замерной установки и направлен на улучшение следующих производственных показателей:

- снижение потерь нефти за счёт оперативного выявления отклонений в работе скважины и своевременного принятия решений по восстановлению работоспособности;
- снижение количества отказов за счёт предотвращения работы установки «на себя» и тем самым недопущения перегрева ПЭД;
- снижение удельного расхода электроэнергии, приходящегося на единицу добытой жидкости, за счёт снижения времени неэффективной работы насосной установки.

Схема работы алгоритма приведена на Рисунке А.1.

*Исходные данные для работы алгоритма:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- фактические параметры во время проведения ВНР.

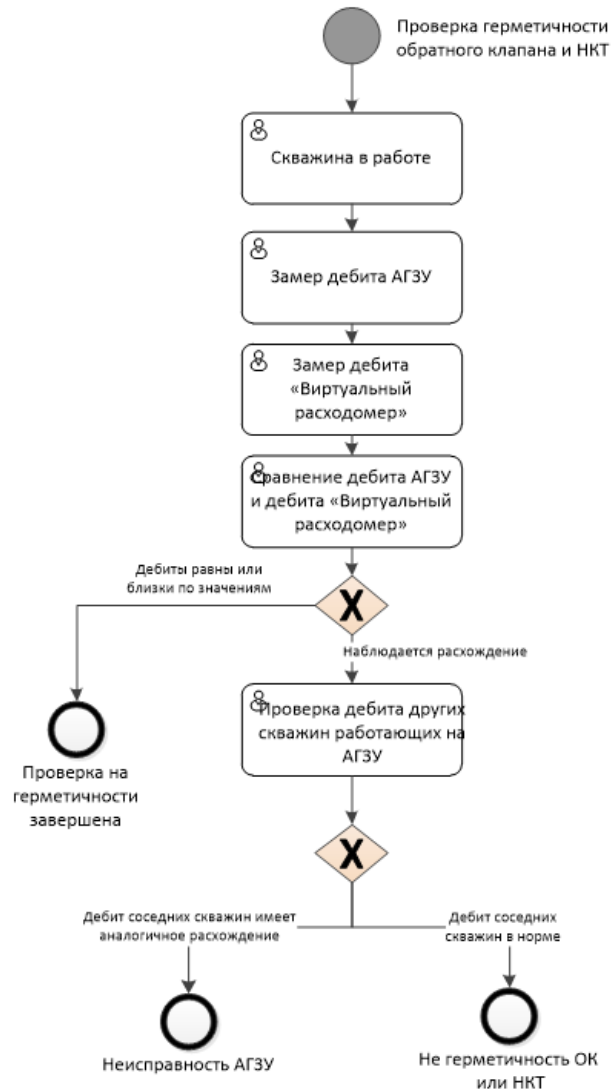


Рисунок А.1 – Схема алгоритма определения негерметичности обратного клапана и НКТ

*Алгоритм:*

- если во время работы установки дебит, замеренный АГЗУ, и дебит, замеренный «Виртуальным расходомером», близки по значениям, НКТ и обсадная колонна герметичны, установка работает в режиме без отклонений;
- если в процессе эксплуатации скважины расчетный дебит, рассчитанный с помощью алгоритма «виртуального расходомера», значительно превосходит фактический замеренный в АГЗУ, при этом дебит остальных скважин, замеренный в АГЗУ, совпадает или близок к расчётному дебиту

«Виртуальный расходомер», то делается вывод о негерметичности НКТ или обратного клапана фонтанной арматуры.

*Выходные данные:*

- оценка герметичности обратного клапана ФА (герметичен/негерметичен);
- оценка герметичности НКТ (герметична/негерметична).

*Возможные рекомендации:*

- при негерметичности обратного клапана необходимо провести ревизию;
- при негерметичности НКТ необходимо устранить негерметичность НКТ.

## **2 Расчет отпайки ТМПН**

Для автоматического расчета отпайки ТМПН разработан алгоритм, позволяющий вести контроль значения напряжения, подаваемого на ПЭД. Актуальность алгоритма заключается в своевременной сигнализации о неверно выставленном напряжении ПЭД. Производственная ценность состоит в своевременной корректировке напряжения, которая позволит увеличить срок эксплуатации погружного оборудования, а также обеспечит подбор напряжения, при котором обеспечиваются минимальные потери электрической мощности в кабеле УЭЦН при стабильной работе погружного оборудования.

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.2.

*Исходные данные:*

- оборудование;
- целевые (расчетные) параметры ВНР;
- фактические параметры во время проведения ВНР.

*Алгоритм:*

- сравниваются фактические и расчетные значения напряжения отпайки по вторичной обмотке ТМПН на основе расчетной методики.

*Выходные данные:*

- оценка корректности выставления напряжения отпайки по вторичной обмотке ТМПН.

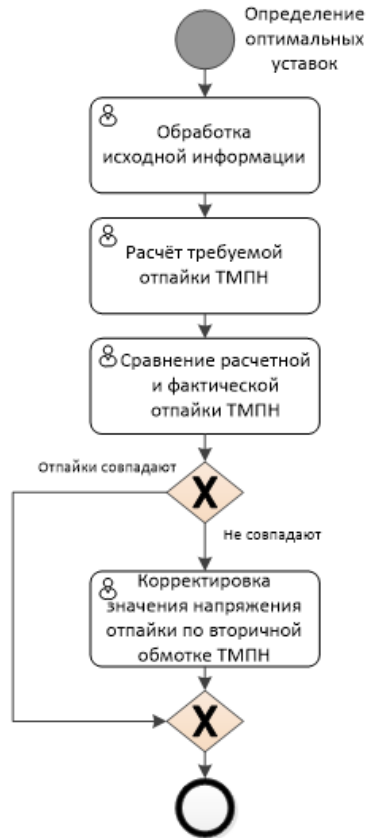


Рисунок А.2 – Схема алгоритма расчета отпайки ТМПН

*Возможные рекомендации:*

- изменить значения напряжения отпайки по вторичной обмотке ТМПН (при отличии фактического и расчетного значения отпайки ТМПН).

Методика расчета следующая:

1) Для имеющегося ТМПН определяется массив возможных отпайк ТМПН на основе известных значений нижней и верхней ступеней регулирования и числа ступеней регулирования:  $\xi_j, j = \overline{1, N}$ .

2) Определяются потери напряжения в кабельной линии по формулам:

$$\Delta U = \sqrt{3}IR\cos\varphi, \quad (\text{A.1})$$

$$T_{cable} = T_l + 0.14 \frac{I^2}{S_{cable}}, \quad (\text{A.2})$$



$$R = \frac{0.0195}{S_{cable}} (1 + 0.004(T_{cable} - 293))L_{cable}, \quad (A.3)$$

где  $T_{cable}$  – температура кабельной линии (К), соответствующая температуре окружающей жидкости  $T_l$  (К),  $I$  – сила тока (А), при отсутствии показаний можно взять номинальный ток,  $S_{cable}$  – площадь сечения кабеля ( $\text{мм}^2$ ),  $\Delta U$  – потери напряжения (В),  $R$  – сопротивление кабельной линии (Ом),  $L_{cable}$  – длина кабеля (м).

3) Рассчитывается напряжение отпайки по вторичной обмотке трансформатора по формуле:

$$U_2 = \frac{380}{\eta_{SU} U_1} \left( \frac{F}{50} \right) U_{nom} \varphi + \Delta U, \quad (A.4)$$

где  $\eta_{SU}$  – КПД СУ УЭЦН,  $F$  – частота тока (Гц),  $U_{nom}$  – номинальная мощность ПЭД (В),  $\varphi$  – коэффициент, учитывающий снижение напряжения на выходном фильтре, равный 1,08 при наличии фильтра и равный 1 – при его отсутствии.

4) В качестве оптимальной отпайки выбирается ближе к  $U_2$  значение  $\xi_j$  сверху.

### **3 Диагностика и конфигурация уставок и защит станции управления УЭЦН**

Для определения оптимальных уставок и защит СУ УЭЦН разработан алгоритм, позволяющий вести постоянный контроль за правильностью настройки СУ в части выставления уставок и защит. Актуальность данного алгоритма заключается:

- в возможности вести мониторинг работы УЭЦН, своевременно реагировать на необходимость корректировки уставок и защит при динамично

- изменяющихся параметрах коэффициента продуктивности пласта и пластового давления для предотвращения внеплановых остановок скважин;
- в исключении человеческого фактора – ошибок, которые могут привести к выходу из строя УЭЦН.

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.3.

*Исходные данные:*

- оборудование;
- целевые (расчетные) параметры ВНР;
- фактические параметры во время проведения ВНР.

*Алгоритм:*

- сравниваются фактические и рекомендуемые значения параметров уставок и защит СУ УЭЦН.

*Выходные данные:*

- оценка корректности выставления уставок и защит СУ УЭЦН.

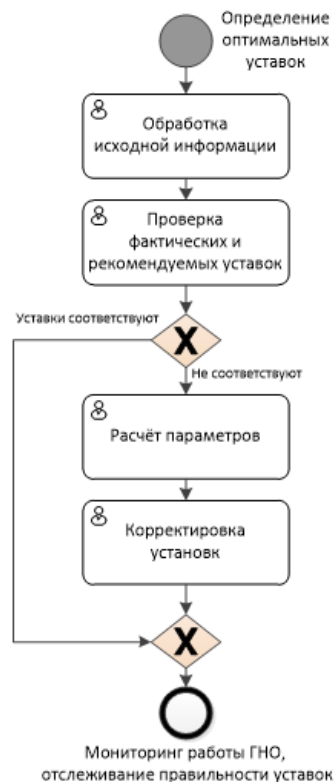


Рисунок А.3 – Схема работы алгоритма определения оптимальных уставок и защит СУ УЭЦН

*Возможные рекомендации:*

- изменить значения уставок и защит СУ УЭЦН (при отличии фактических и расчетных значений).

Большинство защит и уставок СУ УЭЦН жестко регламентированы, либо задаются исходя из режима работы скважины. Исключение составляют защита от срыва подачи и защита от перепада напряжений.

Минимальная загрузка ПЭД от текущей в ЗСП устанавливается в зависимости от фактической загрузки ПЭД:

- 1) Если текущая загрузка не превышает 50%, то ее значение принимается равным 95%.
- 2) Если текущая загрузка находится в диапазоне между 50% и 70%, то уставка принимается равной 90%.
- 3) Если текущая загрузка ПЭД составляет 70% и более, то уставка равна 85%.

Уставка по минимальному и максимальному напряжению для защиты от перепада напряжений зависит от типа СУ УЭЦН:

- 1) Если СУ УЭЦН с частотно–регулируемым приводом (ЧРП), то уставка по минимальному напряжению устанавливается равной 50% от номинального, а уставка по максимальному напряжению равной 125%.
- 2) Если СУ УЭЦН без ЧРП, то уставка по минимальному напряжению устанавливается равной 85%, а уставка по максимальному напряжению равной 115%.

#### **4 Расчет минимально необходимой частоты тока при запуске УЭЦН**

Для автоматического расчета минимально необходимой частоты тока при запуске УЭЦН разработан алгоритм, позволяющий производить автоматический расчёт частоты, необходимой для запуска и стабильной работы УЭЦН. Актуальность данного алгоритма заключается:

- в оптимизации рутинных операций и ручных расчётов;

- в исключении человеческого фактора – ошибок, которые могут привести к выходу из строя УЭЦН;
- в оптимизации времени ВНР.

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.4.

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- плотность и объем раствора глушения.

*Алгоритм:*

- минимальная частота выбирается из условия обеспечения подъема уровня жидкости до устья с созданием давления, превышающего давление в АГЗУ и нефтесборном трубопроводе, при этом расчёт ведётся под оптимальную производительность УЭЦН. В случае, когда расчётная минимальная частота меньше минимально допустимой частоты для ПЭД (УЭЦН), минимальной частотой для запуска принимается минимальная допустимая частота для ПЭД (УЭЦН).

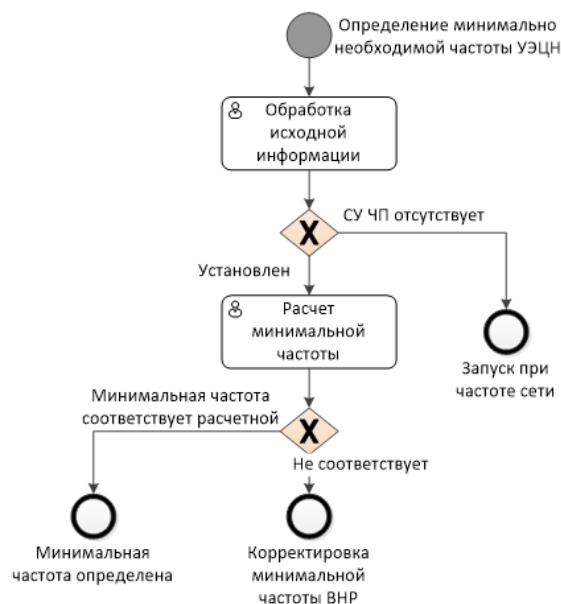


Рисунок А.4 – Схема работы алгоритма расчета минимально необходимой частоты при запуске УЭЦН.

*Выходные данные:*

- значение минимальной частоты ВНР.

*Возможные рекомендации:*

- изменить минимальную частоту тока на ВНР (при отличии расчетной и типовой).

Для примера на Рисунке А.5 показана зависимость теоретической минимальной частоты УЭЦН при запуске на ВНР для синтетической скважины при постепенном снижении пластового давления от 290 до 200 атм. Зависимость получена расчетным способом на основе математической модели, приведенной в настоящем разделе. Видно, что по мере уменьшения энергии пласта требуется все большее значение начальной частоты, чтобы поднять уровень жидкости в НКТ до устья.

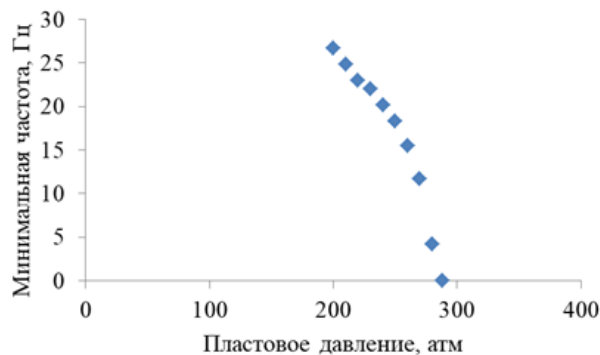


Рисунок А.5 – Зависимость минимальной частоты УЭЦН при ВНР от пластового давления для тестовой скважины

## 5 Определение скорости набора частоты УЭЦН

Для автоматического расчета скорости набора частоты УЭЦН разработан алгоритм, позволяющий производить расчёт скорости набора частоты УЭЦН в автоматическом режиме без участия человека. Актуальность данного алгоритма заключается:

- в оптимизации рутинных операций и ручных расчётов;

- в исключении человеческого фактора – ошибок, которые могут привести к выходу из строя УЭЦН;
- в оптимизации времени ВНР.

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.6.

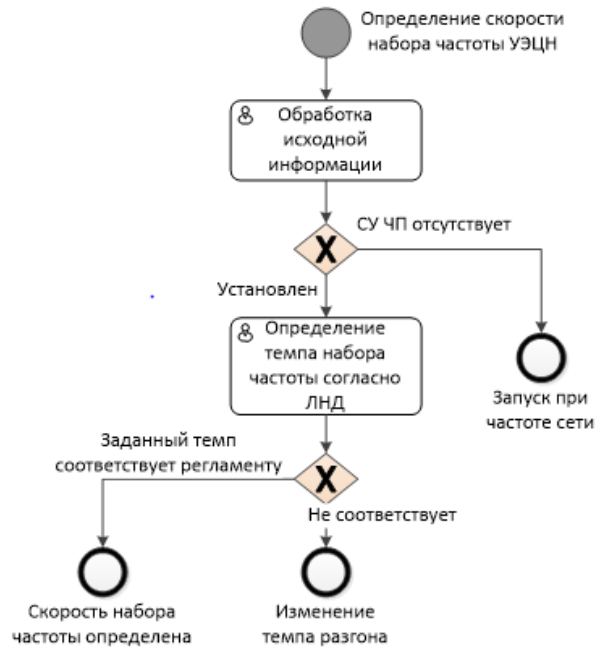


Рисунок А.6 – Схема работы алгоритма расчета скорости набора частоты УЭЦН

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- плотность и объем раствора глушения;
- целевые (расчетные) параметры ВНР.

*Алгоритм:*

- темп разгона частоты УЭЦН задается в соответствии с регламентными экспертными требованиями.

*Выходные данные:*

- параметры набора частоты.

*Возможные рекомендации:*

- изменить уставку СУ УЭЦН по скорости набора частоты (при отличии расчетной и типовой уставок).

Критерии для выбора скорости набора частоты следующие:

1) Если скважина запускается после кратковременной остановки, токовые нагрузки стабильны, а показатель КВЧ не превышает 500 мг/л, то применяется быстрый темп разгона со скоростью 50 Гц/сут (выход на режим не более, чем за 1 сутки).

2) Если скважина запускается в режиме ВНР, и при этом токовые нагрузки стабильны, давление на приеме не превышает 40 атм, а КВЧ менее 500 мг/л, то применяется нормальный режим разгона со скоростью 3 Гц/сут.

3) Если же не выполняются пп. 1 и 2, то используется осторожный темп разгона со скоростью 1 Гц/сут.

## **6 Расчет допустимого времени работы ПЭД при кратковременном превышении номинального тока**

Для автоматического расчета допустимого времени работы ПЭД при кратковременном превышении номинального тока разработан алгоритм, позволяющий производить расчет в автоматическом режиме. Актуальность алгоритма заключается:

- в принудительной остановке ПЭД (при работе в режиме перегруза с превышением допустимого времени);
- в сохранении работоспособности ПЭД и его технических характеристик при выходе из строя секций насосной установки;
- в сокращении количества ремонтов, связанных с ошибками, допущенными персоналом (снижение влияния человеческого фактора).

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.7.

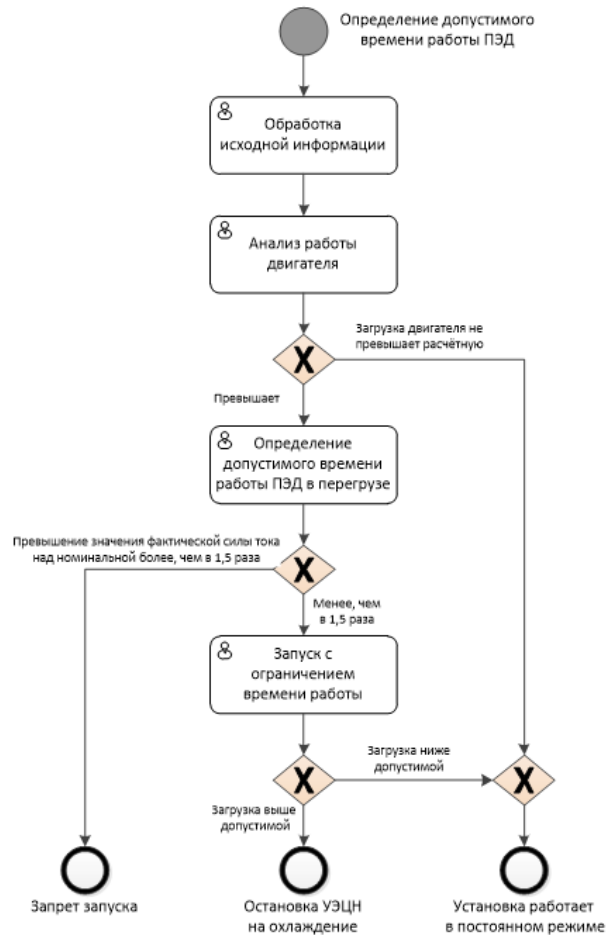


Рисунок А.7 – Схема работы алгоритма расчета допустимого времени работы ПЭД при кратковременном превышении номинального тока

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- фактические параметры ВНР.

*Алгоритм:*

- допустимое время работы ПЭД при кратковременном превышении силы тока задается в соответствии с регламентными экспертными требованиями.

*Выходные данные:*

- допустимый интервал работы ПЭД с загрузкой по току более 100%.



*Возможные рекомендации:*

- остановить УЭЦН на охлаждение (при превышении допустимого интервала работы с перегрузом);
- определить время, необходимое для охлаждения ПЭД.

Время допустимой работы ПЭД при кратковременном превышении рабочего тока над номинальным определяется на основе сравнения номинального и фактического значений силы тока ПЭД. Критерии приведены в таблице А.1.

Таблица А.1 – Допустимое время работы ПЭД

Условие	Допустимое время работы, сек
$I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} \leq 1$	нет ограничений
$1 < I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} \leq 1,1$	60 сек
$1,1 < I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} \leq 1,2$	10 сек
$1,2 < I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} \leq 1,3$	5 сек
$1,3 < I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} \leq 1,4$	2 сек
$1,4 < I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} \leq 1,5$	1 сек
$I_{\text{факт}}/I_{\text{ном}} > 1,5$	запрет на запуск

## **7 Определение прямого/обратного направления вращения вала погружного электродвигателя УЭЦН**

Для автоматического определения правильности направления вращения вала погружного электродвигателя разработан алгоритм, позволяющий определять правильность направления вращения в автоматическом режиме.

Актуальность алгоритма заключается:

- в оперативном выборе прямого вращения УЭЦН, позволяющего оптимизировать время ВНР скважины;
- в исключении человеческого фактора – ошибок, которые могут привести к отказу УЭЦН.

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.8.

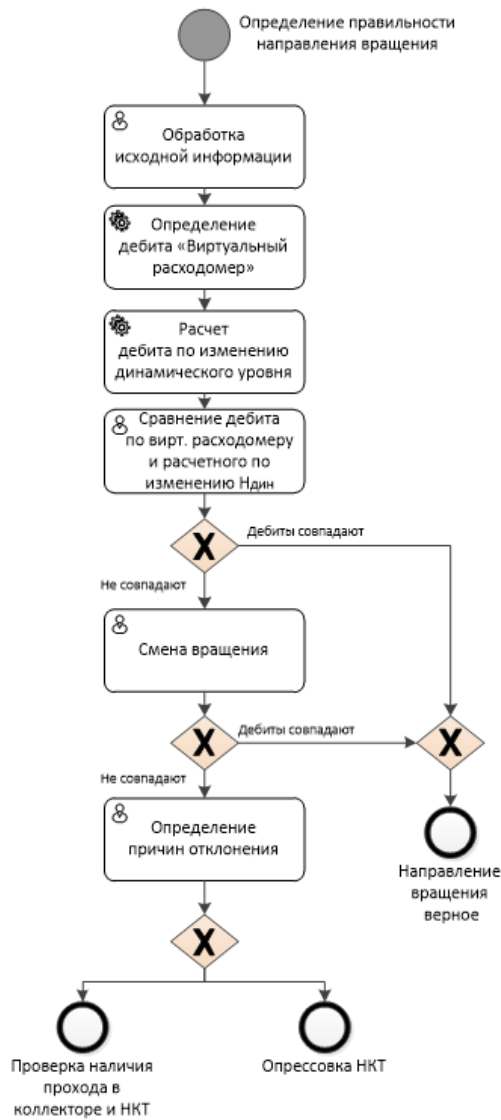


Рисунок А.8 – Схема алгоритма определения правильности направления вращения вала погружного электродвигателя

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- фактические параметры ВНР.

*Алгоритм:*

- после кнопочного запуска УЭЦН в работу по динамике изменения давления на приеме (динамического уровня) рассчитывается расход жидкости через насос;

- получившееся значение сравнивается с тем, которое получено с помощью алгоритма «виртуального расходомера» на основе анализа токовых нагрузок;
- если оба значения близки, то направление вращения ПЭД выбрано правильно, иначе требуется произвести смену направления вращения ПЭД.

*Выходные данные:*

- оценка правильности направления вращения ПЭД (да/нет).

*Возможные рекомендации:*

- произвести смену направления вращения ПЭД (при большом превышении расчетного дебита жидкости над фактическим значением).

## **8 Расчет расхода жидкости через насос с помощью алгоритма «виртуального расходомера»**

Для автоматического расчета расхода жидкости через насос с помощью алгоритма «виртуального расходомера» разработан алгоритм, позволяющий вести постоянный контроль дебита жидкости, проходящего через насос.

Схема алгоритма приведена на Рисунке А.9.

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
  - параметры пласта и скважинного флюида;
  - оборудование;
  - плотность и объем раствора глушения;
- фактические параметры ВНР.

*Алгоритм:*

- по алгоритму «виртуального расходомера» на основе токовых нагрузок ПЭД и характеристик ЭЦН оценивается расход жидкости через насос;
- с учетом термобарических условий расход жидкости через насос пересчитывается на поверхностные условия.

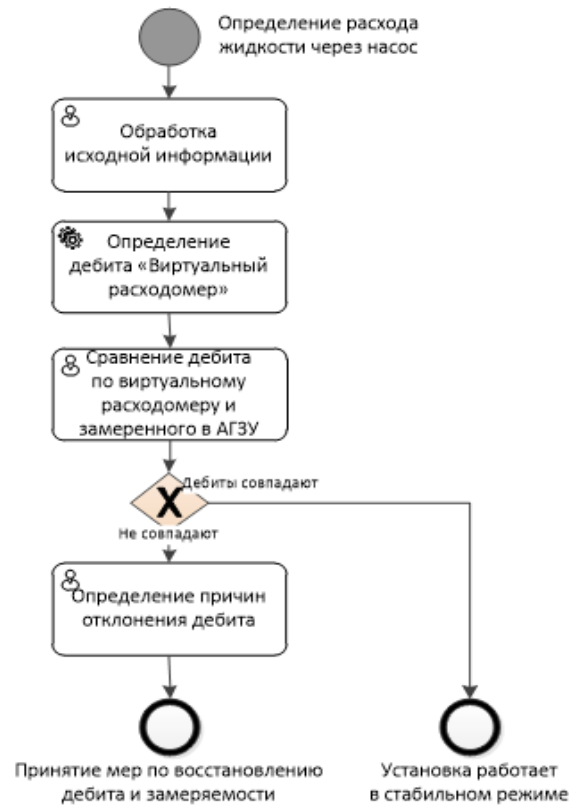


Рисунок А.9 – Схема алгоритма расчета расхода жидкости через насос с помощью алгоритма «виртуального расходомера»

*Выходные данные:*

- расход жидкости через насос;
- дебит жидкости.

*Возможные рекомендации:*

- провести контрольный замер дебита (при однократном расхождении замерного и расчетного значения);
- провести ревизию АГЗУ (при систематическом несовпадении расчетного и замерного значений);
- провести опрессовку НКТ (при систематическом несовпадении расчетного и замерного значений с учетом динамического уровня);
- ограничить производительность ЭЦН (при снижении дебита, подкрепленном показаниями АГЗУ).

В целом, «Виртуальный расходомер» решает две задачи:

1) измерение дебита газожидкостной смеси на скважинах, где отсутствует возможность проведения прямого замера (например, отсутствует или неисправно АГЗУ);

2) измерение дебита газожидкостной смеси на скважинах, где дискретность прямых замеров является недостаточной для оперативного контроля работы УЭЦН.

В настоящее время проблемами расчета дебита скважины по косвенным показателям ее эксплуатации занимаются многие нефтедобывающие и сервисные компании [29, 129]. В 2012-2013 гг. специалистами Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина были проведены испытания интеллектуальных станций управления со встроенным алгоритмом, который позволял автоматически вычислять дебит жидкости скважин.

Основная идея, которая применяется в этих алгоритмах, основана на том, что расход газожидкостной смеси и полезный напор ЭЦН жестко связаны между собой с помощью расходно-напорной характеристики насоса при заданной частоте питающего напряжения. Поэтому, зная напор, можно пересчитать расход смеси и далее определить дебит жидкости.

В работе [65] были разработаны собственные алгоритмы расчета дебита жидкости, которые использовали иной способ определения дебита. Определяющим уравнением в этом случае являлось условие равенства потребляемой мощности УЭЦН и полезной мощности ПЭД (Вт):

$$N'_{pump} = N_{mot}, \quad (A.5)$$

где

$$N'_{pump} = \frac{101325(P_{out} - P_{in})(Q_{liq} + Q_{gas})}{86400\eta_{pump}}, \quad (A.6)$$

$$N_{mot} = M\omega. \quad (A.7)$$

где  $Q_{liq}$  и  $Q_{gas}$  – дебиты жидкости и газа в поверхностных условиях ( $\text{м}^3/\text{сут}$ ),  $\eta_{\text{pump}}$  – коэффициент полезного действия насоса (КПД),  $M$  – момент на валу ПЭД ( $\text{Н}\cdot\text{м}$ ),  $\omega$  – угловая скорость вращения вала ПЭД ( $\text{с}^{-1}$ ), вычисляемая с учетом паспортных характеристик ПЭД и текущих параметров УЭЦН.

В связи с вышесказанным, подход к расчету дебита через параметры ПЭД был дополнен алгоритмом адаптации этих параметров на паспортные характеристики ПЭД. С помощью алгебраических преобразований удалось свести систему для 6 параметров к задаче поиска 2-х неизвестных, которая решалась итерационным методом (простой перебор или метод Нелдера-Мида).

## 9 Контроль исправности датчика температуры

Для автоматического контроля исправности датчика температуры разработан алгоритм, позволяющий в постоянном режиме вести контроль за состоянием датчика телеметрической системы (ТМС). Актуальность алгоритма заключается:

- в своевременном определении выхода из строя датчика ТМС;
- в снижении потерь нефти, связанных с незапланированными остановками УЭЦН, связанными с неверным определением температуры;
- в увеличении наработки на отказ насосного оборудования.

Схема Алгоритма приведена на Рисунке А.10.

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- плотность и объем раствора глушения;
- фактические параметры ВНР.

*Алгоритм:*

- с помощью модели «цифрового двойника» рассчитывается температура обмоток ПЭД;

- при большом расхождении замерной и расчетной температуры ПЭД делается заключение о неисправности датчика температуры.

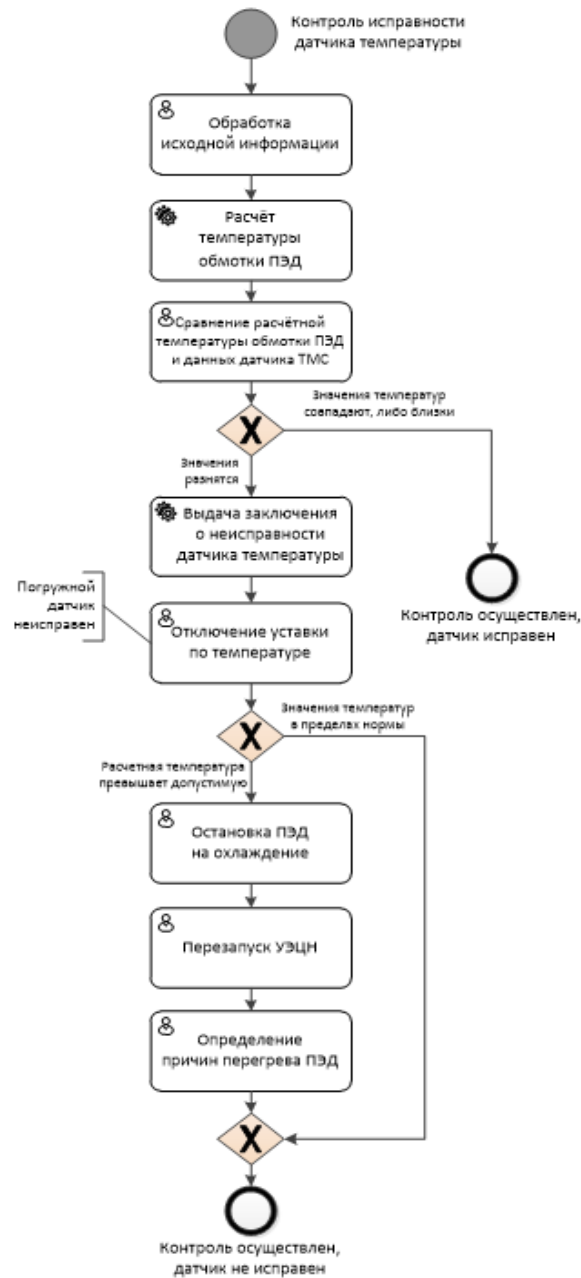


Рисунок А.10 – Схема работы алгоритма контроля исправности датчика температуры

*Выходные данные:*

- оценка исправности датчика температуры (исправен/не исправен);
- температура обмоток ПЭД.

*Возможные рекомендации:*

- отключить УЭЦН на охлаждение (при превышении температуры критического значения);
- отключить уставку по температуре (при неисправном датчике).

Для расчета температуры обмоток ПЭД используется математическая модель, которая подробно описана выше. Принцип определения исправности датчика температуры основан на том, что производится расчет температуры ПЭД по модели (при условии, что предварительно проведена адаптация на замерные значения, которые являются заведомо верифицированными), и расчет температуры сравнивается с замерным значением. Если расхождение оказывается больше критического, то датчик считается неисправным, иначе – исправным.

**10 Определение интервала времени для остановки ПЭД на охлаждение**

Для автоматического определения интервала времени для остановки ПЭД на охлаждение разработан алгоритм, позволяющий вести определение времени, необходимого на охлаждение в автоматическом режиме. Актуальность алгоритма заключается:

- в минимизации потерь нефти во время остановки скважины;
- в обеспечении работы оборудования в пределах установленных характеристик;
- в оптимизации времени ВНР.

Схема Алгоритма приведена на Рисунке А.11.

*Исходные данные:*

- конструкция скважины;
- параметры пласта и скважинного флюида;
- оборудование;
- плотность и объем раствора глушения;
- фактические параметры ВНР.



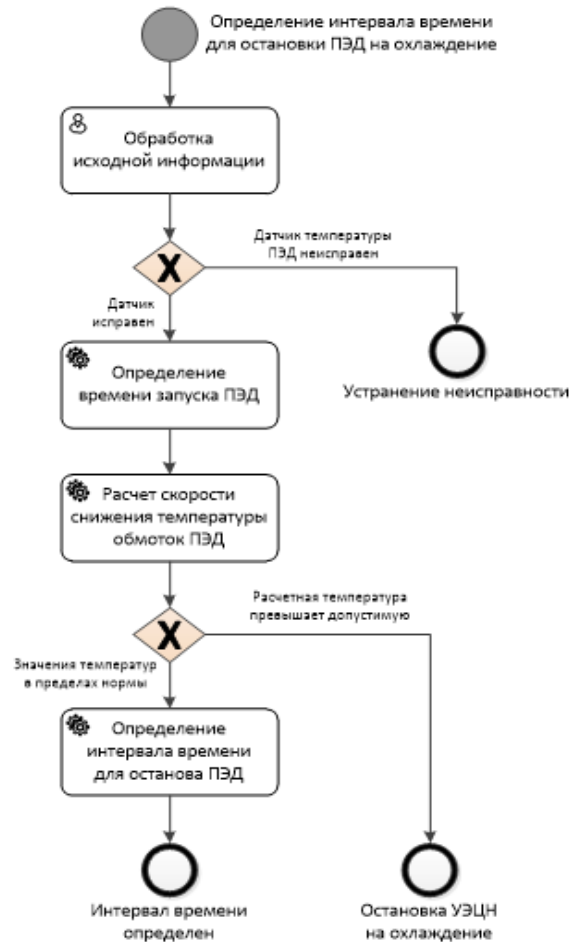


Рисунок А.11 – Схема работы алгоритма автоматического определения интервала времени для остановки ПЭД на охлаждение

*Алгоритм:*

- рассчитывается скорость снижения температуры обмоток ПЭД по модели цифрового двойника с учетом адаптации на фактические замеры (при наличии исправного датчика температуры ПЭД);
- время запуска ПЭД определяется при условии снижения температуры до рабочего значения.

*Выходные данные:*

- интервал времени для остановки ПЭД на охлаждение;
- интервал времени, необходимого для охлаждения ПЭД.

*Возможные рекомендации:*

- отключить УЭЦН на охлаждение на фиксированное время (при превышении температуры критического значения).

После того, как проведена тарировка математической модели для расчета изменения температуры ПЭД внутри цифрового двойника УЭЦН (по абсолютному значению температуры и скорости снижения температуры), интервал времени для остановки ПЭД на охлаждение может быть определен расчетным путем с помощью этой модели.

## **11 Контроль периодичности проведения замеров параметров работы УЭЦН**

Для контроля периодичности проведения замеров разработан алгоритм, позволяющий вести контроль соблюдения периодичности замера основных параметров работы УЭЦН (дебит жидкости, обводненность, давление на приеме, динамический уровень и т.д.). Актуальность алгоритма заключается:

- в обеспечении выполнения требований ЛНД, определяющих периодичность замеров;
- в обеспечении контроля за работой добывающей скважины;
- в актуализации входных данных, необходимых для работы алгоритмов.

Схема работы алгоритма приведена на Рисунке А.12.

*Исходные данные:*

- фактические параметры ВНР.

*Алгоритм:*

- проверяется соответствие периодичности замеров параметров (дебит жидкости, обводненность, давление на приеме, динамический уровень и т.д.) регламентным требованиям.

*Выходные данные:*

- оценка оперативности проведения замеров параметров.

*Возможные рекомендации:*

- провести замер (при условии отсутствия «свежего» замера);
- отобрать пробу жидкости (при условии отсутствия «свежего» анализа проб на обводненность, КВЧ);

- измерить динамический уровень;
- иные рекомендации по замеру параметров.

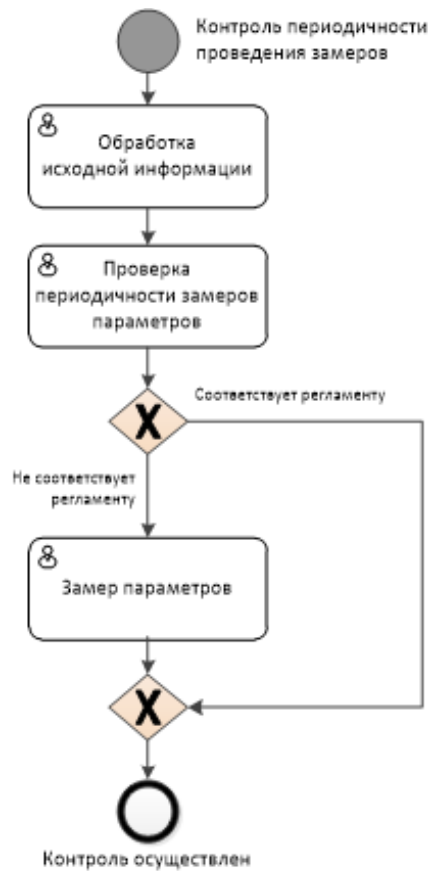


Рисунок А.12 – Схема работы алгоритма контроля периодичности проведения замеров

Периодичность проведения замеров параметров и отбора проб регламентируется. Например, такие параметры, как динамический уровень, температура жидкости, параметры УЭЦН замеряются 6 раз в сутки, а обводненность и КВЧ – 2 раза в сутки.

## ПРИЛОЖЕНИЕ Б



14.06.2022 № 051-28/17

На № \_\_\_\_\_ от \_\_\_\_\_

## СПРАВКА

о внедрении результатов диссертационной работы

**Сильнова Дениса Владимировича**

по теме «Совершенствование техники и технологии вывода на режим нефтедобывающих скважин, оборудованных электроцентробежными насосными системами», специальность 05.02.13 Машины, агрегаты и процессы (нефтегазовая отрасль)

Дана Сильнову Денису Владимировичу о том, что результаты диссертационной работы «Совершенствование техники и технологии вывода на режим нефтедобывающих скважин, оборудованных электроцентробежными насосными системами» в виде учебно-методического пособия «Выбор оптимального режима работы УЭЦН при использовании системы стабилизации уровня жидкости» и лабораторного стенда «Система стабилизации уровня жидкости» применяются в учебном процессе ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» на кафедре «Машины и оборудование нефтегазовых промыслов» для студентов, обучающихся по направлению подготовки: 21.03.01 «Нефтегазовое дело», профиль: Эксплуатация и обслуживание технологических объектов нефтегазового производства при изучении дисциплины «Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа».

Проректор по учебной работе

д.т.н., профессор



Латыпов Бузат Маратович

8(347)260-57-31

И.Г. Ибрагимов

## ПРИЛОЖЕНИЕ В

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

**ПАТЕНТ**

НА ИЗОБРЕТЕНИЕ

№ 2770776

**Устройство для стабилизации давления на приеме  
электроцентробежного насоса**

Патентообладатель: *Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение высшего образования "Уфимский государственный нефтяной технический университет" (RU)*

Авторы: *Уразаков Камил Рахматуллович (RU), Тугунов Павел Михайлович (RU), Сильнов Денис Владимирович (RU), Латыпов Булат Маратович (RU)*

Заявка № 2021110203

Приоритет изобретения 12 апреля 2021 г.

Дата государственной регистрации

в Государственном реестре изобретений

Российской Федерации 21 апреля 2022 г.

Срок действия исключительного права

на изобретение истекает 12 апреля 2041 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

*Ю.С. Зубов*

## ПРИЛОЖЕНИЕ Г

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ



## СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2022613526

**Программа ЭВМ для управления системой  
стабилизации уровня жидкости в скважине с УЭЦН**

Правообладатель: *Федеральное государственное бюджетное  
образовательное учреждение высшего образования  
«Уфимский государственный нефтяной технический  
университет» (RU)*

Авторы: *Сильнов Денис Владимирович (RU), Латыпов  
Булат Маратович (RU), Семенов Василий Владимирович  
(RU)*

Заявка № 2022612816

Дата поступления 28 февраля 2022 г.

Дата государственной регистрации

в Реестре программ для ЭВМ 14 марта 2022 г.



Руководитель Федеральной службы  
по интеллектуальной собственности

Ю.С. Зубов