

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого

Физико-механический институт

Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите

Директор ВШТМиМФ,

д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН

_____ А.М. Кривцов

«__» _____ 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

магистерская диссертация

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В ПЕРИОДИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ

по направлению подготовки (специальности)

01.04.03 Механика и математическое моделирование

Направленность (профиль)

01.04.03_04 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5040103/10401

Петрушин М.А

Руководитель

Доцент ВШТМиМФ, д.ф.-м.н

Е.В. Юдин

Санкт-Петербург
2023

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ
УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

УТВЕРЖДАЮ

Директор ВШТМиМФ

А.М. Кривцов

«__» _____ 20__ г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Петрушину Михаилу Александровичу, гр. 5040103/10401

1. Тема работы: Оптимизация работы оборудованных УЭЦН скважин, эксплуатирующихся в периодическом режиме.
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 26.05.2023
3. Исходные данные по работе: технологические режимы работы добывающих скважин, телемеханика скважин, физико-химические свойства флюидов; научно-техническая литература по исследованию, проектированию и эксплуатации электроцентробежных насосов, диссертации и статьи по теме исследования
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): разработка методики, описывающей работу скважины, оборудованной УЭЦН, работающей в периодическом режиме эксплуатации для многофазного флюида; сравнение результатов с коммерческими ПО; разработка алгоритмов автоматизированного создания и адаптации моделей; разработка алгоритмов автоматизированного поиска оптимальных режимов работы периодической скважины; результаты апробации в условиях пилотных месторождений
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей):
не предусмотрено
6. Консультанты по работе: Смирнов Никита Андреевич, главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»
7. Дата выдачи задания: 27.02.2023 г.

Руководитель ВКР, _____ Е. В. Юдин, доцент ВШТМ и МФ, ФизМех, к.ф.-м.н.
(подпись)

Задание принял к исполнению: 27.02.2023 г.

Студент _____ М. А. Петрушин
(подпись)

РЕФЕРАТ

На 53 с., 33 рисунков, 4 таблицы, 2 приложения

ПЕРИОДИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН, НЕУСТАНОВИВШИЙСЯ РЕЖИМ РАБОТЫ, УЭЦН, ОПТИМИЗАЦИЯ, АДАПТАЦИЯ, ПКВ, АПВ, ЧЧ

Во время эксплуатации малодебитных скважин, оборудованных УЭЦН, часто, особенно на поздних стадиях разработки, является целесообразным и оптимальным решение о ее периодической эксплуатации. В подобной ситуации вопрос о подборе наиболее подходящего режима работы становится особенно актуальным. Однако для оптимального подбора параметров эксплуатации периодической скважины необходимо корректное моделирование ее работы. Существующие решения для многофазной нестационарной фильтрации в скважинах, имеют сложные математические модели и не могут быть приложены к производственным процессам. Поэтому, задача создания менее громоздкой математической модели, корректно описывающей физические эффекты, возникающие в периодической скважине, довольно актуальна. В то же время, для решения задачи оптимизации возникает потребность в реализации комплексного алгоритма, позволяющего создать физико-математическую модель скважины, работающей в периодическом режиме, и на ее основе подобрать наиболее экономически выгодный режим эксплуатации.

ABSTRACT

53 pages, 33 pictures, 4 tables, 2 appendixes

INTERMITTENT OPERATIONAL MODE, PERIODIC MODE, UNSTEADY-STATE MODE, ESP WELL, OPTIMIZATION, ADAPTATION, AUTOMATIC RE-CLOSING MODE

During production of low-rate ESP wells, especially at the later stages it is common to switch operational mode to periodic. Thus, the problem of choosing the best regime parameters becomes crucial. However, to do it right it is necessary to be able to model such processes correctly. Existing solutions for multi-phase non-stationary filtration in wells have too complex mathematical models and cannot be applied to industrial processes. Therefore, the task of creating a more light-weight mathematical model that correctly describes the physical effects that occur in a periodic well becomes quite relevant. At the same time, to solve the optimization problem, there is a need to implement a complex algorithm that allows you to create a physical and mathematical model of a well operating in an intermittent mode and find the most economically beneficial operation mode using it.

СОДЕРЖАНИЕ

СПИСОК АББРЕВИАТУР И СОКРАЩЕНИЙ	5
ВВЕДЕНИЕ	6
ГЛАВА 1. МОДЕЛЬ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ.....	8
1.1. Модель газожидкостного подъемника	8
1.2. Модель периодической скважины	8
1.2.1. Поток в эксплуатационной колонне.....	10
1.2.2. Поток в насосно-компрессорных трубах	10
1.2.3. Поток в затрубном пространстве.....	11
1.2.4. Расчет потоков в ЭЖ и НКТ.....	13
1.2.5. Расчет динамики давления на приеме.....	14
1.3. Результаты сравнения модели с эталонными решениями	15
1.3.1. Вывод скважины на стационарный режим	16
1.3.2. Циклы включения/отключения насоса.....	19
ГЛАВА 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ	26
2.1. Адаптация модели	27
2.1.1. Адаптация модели на фактические динамики с датчиков телеметрии... 31	
2.2. Подбор оптимального режима	36
2.2.1. Учет ограничений.....	39
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ	41
3.1. Адаптация.....	41
3.2. Оптимизация	44
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	48
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	50
ПРИЛОЖЕНИЕ А	52
ПРИЛОЖЕНИЕ Б.....	53

СПИСОК АББРЕВИАТУР И СОКРАЩЕНИЙ

АПВ – автоматическое повторное включение
ВНР – вывод на режим
ГЖС – газожидкостная смесь
КПД – коэффициент полезного действия
НКТ – насосно-компрессорные трубы
НРХ – напорно-расходная характеристика
ПКВ – периодическое кратковременное включение
УРЭ – удельный расход электроэнергии
ЧЧ – чередование частот
ЭК – эксплуатационная колонна
ЭЦН – электроцентробежный насос
DTW – dynamic time warping
FCF – free cash flow (свободный денежный поток)
GOR – газовый фактор, $\text{м}^3/\text{м}^3$
VLP – vertical lift performance
q – дебит ($\text{м}^3/\text{с}$);
V_o – объемный коэффициент нефти;
V_w – объемный коэффициент воды;
V_g – объемный коэффициент газа;
F – частота вращения насоса, Гц
ws – обводненность, %
g – ускорение свободного падения, $\text{м}/\text{с}^2$
H – глубина скважины, м
H_{dyn} – глубина динамического уровня, м
H_{tub} – глубина спуска НТК, м
p – давление, Па
P_{dis} – давление на выкиде насоса, атм
PI – коэффициент продуктивности, $\text{м}^3/\text{сут}/\text{атм}$
P_{wh} – буферное давление, атм
P_{in} – давление на входе, атм
P_{fl} – линейное давление, атм
P_{out} – давление на выходе, атм
P_{res} – пластовое давление, атм
P_{wf} – забойное давление, атм
Q_{liq} – расход жидкости, $\text{м}^3/\text{сут}$
q_w – дебит скважины, $\text{м}^3/\text{сут}$
S – площадь поперечного сечения трубопровода, м^2
t – время, с
ρ – плотность флюида, $\text{кг}/\text{м}^3$
ρ_w – плотность воды, $\text{кг}/\text{м}^3$
ρ_o – плотность нефти, $\text{кг}/\text{м}^3$
v – скорость флюида, $\text{м}/\text{с}$
t_{work} – время работы периодической скважины, мин;
t_{std} – время простоя периодической скважины, мин;
Q_{tubing} – поток флюида в НКТ, $\text{м}^3/\text{с}$;
Q_{casing} – поток флюида из пласта, $\text{м}^3/\text{с}$;
μ – вязкость флюида, $\text{Па}\cdot\text{с}$.

ВВЕДЕНИЕ

В настоящее время в нефтяной индустрии стандартным подходом при решении задач комплексного управления добычным потенциалом месторождения является выполнение интегрированного расчета характеристик системы «пласт-скважина-нефтеcборный коллектор». Чаще всего для этой цели создаются отдельные функциональные модели системы, описывающие аспекты поверхностного обустройства, скважины и пласта. В большинстве случаев для моделирования скважин и трубопроводной сети применяются стационарные методы. При таких подходах предполагается, что поток газожидкостной смеси внутри скважины является стационарным, и переходные процессы перераспределения давления и фаз не учитываются. Это позволяет проводить расчеты распределения давления с использованием традиционных подходов [8].

Данный подход широко распространён, потому что обычно переходные процессы в скважинах занимают гораздо меньше времени, чем нестационарные процессы в пласте, и сам фонд скважин работает в стабильных условиях. Однако на практике значительная часть скважин на месторождениях Западной Сибири работает в режиме автоматического повторного включения (АПВ) и периодического кратковременного включения (ПКВ). Например, в компании ПАО «Газпром нефть» более половины действующего фонда скважин эксплуатируется в режиме ПКВ. Причины использования периодического режима эксплуатации связаны как с низкой продуктивностью пластов, так и с соображениями экономической эффективности добычи: спуск насоса большей производительности предполагает больший КПД и, как следствие, снижение удельных затрат на подъем жидкости.

Традиционных стационарных подходов недостаточно для решения описанных задач. Классические методы по моделированию скважин, работающих в постоянном режиме, не могут быть применены к периодическому фонду, так как базовые принципы, основанные на решении узлового анализа, предполагают равенство дебита из пласта дебиту в стволе скважины и в ЭЦН, что не соблюдается при периодическом способе эксплуатации. В свою очередь, существующие решения для нестационарной фильтрации многофазного потока в скважинах имеют сложные математические модели и не могут быть применены на практике из-за высоких трудозатрат, необходимых для настройки, расчета и адаптации численных схем. Также процессы создания и адаптации моделей в подобных решениях не автоматизируются, а их расчеты занимают длительное время. Более того, пользователи должны обладать глубокими знаниями физики и математики, а также компетенциями в области гидродинамического моделирования, что ограничивает их широкое использование.

Таким образом, цель данной работы заключается в разработке компромиссного решения, которое корректно отражало бы поведение периодических скважин как на качественном, так и на количественном уровне, и при этом могло быть применено для решения практических кейсов, с которыми сталкиваются специалисты добывающих компаний. В данной работе было предложено решение по оптимизации технологического режима работы скважин.

Для достижения поставленных целей рассматриваются следующие задачи:

1. Формализация физико-математической модели периодической скважины и проверка корректности получаемых с помощью нее результатов путем их сравнения с эталонным решением.
2. Разработка алгоритмов адаптации моделей скважин на режимные показатели с использованием различных техник повышения качества результатов.
3. Разработка оптимизационного алгоритма, который способен найти оптимальный режим работы скважины, учитывая все специфические особенности задачи.
4. Проведение апробации разработанного подхода на пилотных месторождениях. Представление и описание результатов экспериментов, которые позволяют оценить прогнозную способность и применимость разработанного функционала.

Разработке моделей нестационарного течения флюида в стволе скважины посвящены многие статьи [1, 3, 7, 9]. В отличие от них в данной работе фокус сделан на возможности модели для автоматизации проведения массовой оптимизации периодического фонда скважин на суточном интервале для полного вовлечения операционного потенциала. Рассматриваются особенности адаптации и оптимизации для циклов работы и остановки на различных временных масштабах для фонда АПВ и ПКВ. Рассмотрены различные варианты доступности исходных данных: от средних суточных параметров до высоко дискретной телеметрии. Приведены примеры поквацинной оптимизации режимов работы периодического фонда, а также оптимизации в масштабах небольшого месторождения.

ГЛАВА 1. МОДЕЛЬ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ

1.1. Модель газожидкостного подъемника

Главной особенностью рассматриваемой модели скважины, работающей в периодическом режиме, является ее индифферентность относительно алгоритмов расчета отдельных гидравлических элементов. Это позволяет применять ее в комбинации с различными методиками расчетов, в том числе с традиционными подходами физико-математического моделирования, реализацию которых предоставляет большинство открытых программных пакетов. Одним из таких пакетов является библиотека гидравлических расчетов, разработанная для моделирования и оптимизации постоянно действующего фонда скважин [4], в основе которой лежат стационарные модели течения жидкости Beggs&Brill Revised [8], Ansari [6], Gray Modified [10], Hagedorn&Brown [11]. Программный пакет также поддерживает подходы модели BlackOil, эмпирические соотношения отдельных гидравлических элементов и другие решения наряду с расширениями для моделирования электротехнической части скважины, газосепаратора и штуцера. Эта библиотека явилась базой для расчетов:

- кривой распределения давления в трубопроводе;
- PVT-свойств флюида при заданных давлении и температуре;
- перепада давления в насосе;
- перепада давления на штуцере;
- электротехнических параметров работы скважины (активной мощности, мощности на станции управления, номинального тока, загрузки ПЭД, напряжения на отпайке и т.д.);
- доли газа, поступившего в затрубное пространство после сепарации.

1.2. Модель периодической скважины

Одним из основных принципов построения алгоритма моделирования процессов в скважине, работающей в периодическом режиме, является ее разделение на три сообщающиеся системы: внутритрубное пространство – затрубное пространство – область дренирования [3, 9]. Массообмен между выделенными элементами определяется граничными условиями, представляющими собой соотношения, описывающие переток из затрубного пространства и области дренирования в колонну НКТ через ЭЦН. В соответствии с выводами работ [2, 7, 9,] решено, что при моделировании нестационарных процессов при движении многофазного потока в элементах скважины можно использовать квазистационарное приближение.

Связываемыми системой граничных условий являются следующие гидравлические и электротехнические элементы (рис. 1.1): участок эксплуатационной колонны (ЭК) от верхних

дыр интервала перфорации (ВДП) до приёма погружного оборудования (ПО), компоновка НКТ, ЭЦН, погружной электродвигатель (ПЭД), газосепаратор, трансформатор, станция управления.

В качестве модели, регулирующей приток из области дренирования, могут быть применены как общепринятые определяющие соотношения, описывающие стационарные течения, так и комплексные модели неустановившегося течения.

В начальный момент времени скважина может выводиться на режим после бурения, запускаться после остановки или изменить режим после наступления установившегося режима течения в скважине.

В качестве исходных данных принимается стандартный перечень информации по скважине, ведущийся в производственных подразделениях добывающих обществ:

- данные о конструкции скважины;
- данные о компоновке УЭЦН;
- параметры пласта;
- затрубное давление.

Управляющими воздействиями являются задаваемые пользователем:

- динамика буферного давления;
- динамика частоты тока.

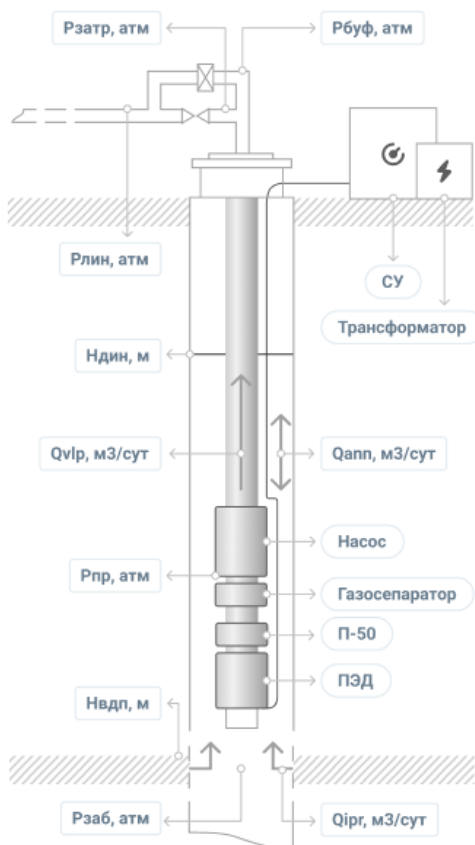


Рисунок 1.1. Конструкция периодической скважины, оборудованной УЭЦН

Давление на приеме раскладывается в ряд Тейлора по времени:

$$P_{in}(t) = P_{in}(t_0) + \frac{\partial P_{in}}{\partial t}(t) + \frac{\partial^2 P_{in}}{\partial t^2}(t). \quad (1.1)$$

Давление на приеме находится при помощи итеративной схемы, для решения которой необходимо выразить первую и вторую производные от времени. В рамках разработки модели периодической скважины было принято решение действовать последовательно и в первой реализации выразить давление на приеме только через первую производную. Учет второй производной позволяет улучшить сходимость с фактическими данными на коротких циклах работы периодической скважины, однако, как показывают результаты массового тестирования представленной модели, учета первой производной достаточно для решения прикладных инженерных задач.

Для нахождения первой производной давления на приеме рассмотрим баланс потоков флюида в условиях на приеме погружного оборудования:

$$Q_{f \text{ casing}}(P_{in}, T_{in}) = Q_{f \text{ tubing}}(P_{in}, T_{in}) + Q_{f \text{ ann}}(P_{in}, T_{in}) \quad (1.2)$$

где $Q_{f \text{ casing}}(P_{in}, T_{in})$ – поток флюида в эксплуатационной колонне при условиях приема насоса, $Q_{f \text{ tubing}}(P_{in}, T_{in})$ – поток флюида в НКТ, $Q_{f \text{ ann}}(P_{in}, T_{in})$ – поток флюида в затрубном пространстве, P_{in}, T_{in} – давление и температура на приеме насоса, соответственно.

Далее выразим потоки в пластовых условиях через потоки в стандартных условиях.

1.2.1. Поток в эксплуатационной колонне

Распишем поток из эксплуатационной колонны в условиях давления и температуры на приеме через потоки жидкости, нефти, газа и известные PVT свойства флюида.

$$Q_{f \text{ casing}}(P_{in}, T_{in}) = Q_{l \text{ IPR STP}} \left[wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p \text{ casing}} - R_{s \text{ IPR}}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in}) \right] = Q_{l \text{ IPR STP}} * D_{IPR}(P_{in}, T_{in}), \quad (1.3)$$

где $D_{casing}(P_{in}, T_{in}) = \left[wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p \text{ casing}} - R_{s \text{ casing}}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in}) \right]$ – коэффициент перевода потока флюида к условиям давления на приеме в эксплуатационной колонне, wc – обводненность, B_w, B_o, B_g – объемные коэффициенты воды, нефти и газа, соответственно, $R_{p \text{ casing}}$ – газовый фактор скважины, $R_{s \text{ casing}}$ – газосодержание. Здесь и далее под индексом «STP» подразумеваются стандартные условия на поверхности.

Поток из эксплуатационной колонны это приведенный к условиям давления и температуры дебит из пласта. В качестве модели, регулирующей приток из области дренирования, могут быть применены как общепринятые определяющие соотношения, описывающие стационарные течения, так и комплексные модели неустановившегося течения.

1.2.2. Поток в насосно-компрессорных трубах

$$Q_{f \text{ tubing}}(P_{in}, T_{in}) = Q_{l \text{ tubing STP}} \left[wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p \text{ tubing}} - R_{s \text{ tubing}}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in}) \right] = Q_{l \text{ tubing STP}} * D_{VLP}(P_{in}, T_{in}), \quad (1.4)$$

где $D_{tubing}(P_{in}, T_{in}) = \left[wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p \text{ tubing}} - R_{s \text{ tubing}}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in}) \right]$ – коэффициент перевода потока флюида к условиям давления на приеме в НКТ.

1.2.3. Поток в затрубном пространстве

$$Q_{f \text{ ann}}(P_{in}, T_{in}) = Q_{l \text{ ann STP}} \left[wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p \text{ tubing}} - R_{s \text{ casing}}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in}) \right] = Q_{l \text{ tubing STP}} * D_{VLP}(P_{in}, T_{in}), \quad (1.5)$$

где $D_{ann}(P_{in}, T_{in}) = \left[wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p \text{ ann}} - R_{s \text{ ann}}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in}) \right]$ – коэффициент перевода потока флюида к условиям давления на приеме в затрубном пространстве.

$$\bar{P}_{ann} = \frac{\int_{H_{dyn}}^{H_{in}} P dh}{H_{in}}, \quad (1.6)$$

$$\bar{T}_{ann} = \frac{\int_{H_{dyn}}^{H_{in}} T dh}{H_{in}}, \quad (1.7)$$

Тогда поток в затрубном пространстве приведенный к условиям среднеинтегральных значений с учетом выражения (1.5) примет следующий вид:

$$Q_{f \text{ ann}}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann}) = \frac{Q_{f \text{ ann}}(P_{in}, T_{in})}{D_{ann}(P_{in}, T_{in})} D_{ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann}). \quad (1.8)$$

В свою очередь поток в затрубном пространстве зависит от изменения динамического уровня следующим образом:

$$Q_{f \text{ ann}}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann}) = \frac{d(S_{ann} * (H_{in} - H_{dyn}))}{dt} = -S_{ann} * \frac{dH_{dyn}}{dt} \quad (1.9)$$

где S_{ann} – площадь поперечного сечения затрубного пространства.

Выразим производную динамического уровня от времени:

$$\frac{dH_{dyn}}{dt} = - \frac{Q_{f \text{ ann}}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann})}{S_{ann}}. \quad (1.10)$$

Далее найдем зависимость производной динамического уровня от давления на приеме.

Для этого расписывается из чего складывается давление на приеме в затрубном пространстве:

$$\begin{aligned} P_{in} &= P_{dyn} + \rho_{l \text{ ann av}} * g * (H_{in} - H_{dyn}) \\ &= P_{ann} + \rho_{g \text{ ann av}} * g * H_{dyn} + \rho_{l \text{ ann av}} * g * (H_{in} - H_{dyn}) \end{aligned} \quad (1.11)$$

Перепишем выражение (1.11), чтобы далее выразить динамический уровень:

$$\begin{aligned} \frac{(P_{in} - P_{ann})}{g} &= \rho_{g \text{ ann av}} * H_{dyn} + \rho_{l \text{ ann av}} * (H_{in} - H_{dyn}) \\ &= (\rho_{g \text{ ann av}} - \rho_{l \text{ ann av}}) * H_{dyn} + \rho_{l \text{ ann av}} * H_{in}. \end{aligned} \quad (1.12)$$

Выразим высоту динамического уровня и продифференцируем ее по времени:

$$\begin{aligned}
\frac{dH_{dyn}}{dt} &= \frac{d}{dt} \left[\left(\frac{(P_{in} - P_{ann})}{g} - \rho_{l\ ann\ av} * H_{in} \right) * \left(\frac{1}{\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av}} \right) \right] \\
&= \frac{d}{dt} \left[\frac{(P_{in} - P_{ann})}{g} - \rho_{l\ ann\ av} * H_{in} \right] \left(\frac{1}{\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av}} \right) \\
&+ \left(\frac{(P_{in} - P_{ann})}{g} - \rho_{l\ ann\ av} * H_{in} \right) * \frac{d}{dt} \left[\frac{1}{\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av}} \right] \\
&= \left(\frac{\left(\frac{\partial P_{in}}{\partial t} - \frac{\partial P_{ann}}{\partial t} \right)}{g} - H_{in} * \frac{\partial \rho_{l\ ann\ av}}{\partial t} \right) \left(\frac{1}{\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av}} \right) \\
&+ \left(\frac{(P_{in} - P_{ann})}{g} - \rho_{l\ ann\ av} * H_{in} \right) \\
&\quad * \frac{(-1) \left(\frac{\partial \rho_{g\ ann\ av}}{\partial t} - \frac{\partial \rho_{l\ ann\ av}}{\partial t} \right)}{(\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av})^2}.
\end{aligned} \tag{1.13}$$

Таким образом, производная динамического уровня от времени равна:

$$\begin{aligned}
\frac{dH_{dyn}}{dt} &= \left(\frac{\left(\frac{\partial P_{in}}{\partial t} - \frac{\partial P_{ann}}{\partial t} \right)}{g} - H_{in} * \frac{\partial \rho_{l\ ann\ av}}{\partial t} \right) \left(\frac{1}{\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av}} \right) \\
&- \left(\frac{(P_{in} - P_{ann})}{g} - \rho_{l\ ann\ av} * H_{in} \right) * \frac{\left(\frac{\partial \rho_{g\ ann\ av}}{\partial t} - \frac{\partial \rho_{l\ ann\ av}}{\partial t} \right)}{(\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av})^2}.
\end{aligned} \tag{1.14}$$

Отметим, что для расчета данной производной необходимо воспользоваться итеративной схемой расчета, а сам процесс вычисления получится достаточно трудоемким. Поэтому внесем ряд упрощений:

- пусть в рамках расчета изменение затрубного давления пренебрежимо мало;
- пусть изменения плотности жидкой и газообразной части затрубного пространства также малы.

Тогда производная динамического уровня по времени примет следующий вид:

$$\frac{dH_{dyn}}{dt} = \frac{\partial P_{in}}{\partial t} \left[\frac{1}{\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av}} \right]. \tag{1.15}$$

С учетом этого поток в затрубном пространстве, приведенный к условиям среднеинтегральных затрубных давлений, примет вид:

$$Q_{f\ ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann}) = - \frac{S_{ann}}{g * (\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av})} * \frac{\partial P_{in}}{\partial t}. \tag{1.16}$$

Подставим выражение (1.16) в (1.8) и выразим $Q_{f\ ann}(P_{in}, T_{in})$:

$$\begin{aligned}
Q_{f\ ann}(P_{in}, T_{in}) &= Q_{f\ ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann}) * \frac{D_{ann}(P_{in}, T_{in})}{D_{ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann})} \\
&= - \frac{S_{ann}}{g * (\rho_{g\ ann\ av} - \rho_{l\ ann\ av})} \frac{D_{ann}(P_{in}, T_{in})}{D_{ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann})} \frac{\partial P_{in}}{\partial t}.
\end{aligned} \tag{1.17}$$

Подставим полученное выражение для потока в затрубном пространстве для условий на приеме погружного оборудования в уравнение (1.2):

$$Q_{f casing}(P_{in}, T_{in}) - Q_{f tubing}(P_{in}, T_{in}) = - \frac{S_{ann}}{g * (\rho_{g ann av} - \rho_{l ann av})} \frac{D_{ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann})}{D_{ann}(P_{in}, T_{in})} \frac{\partial P_{in}}{\partial t}. \quad (1.18)$$

Из выражения (1.18) выразим производную давления на приеме:

$$\frac{\partial P_{in}}{\partial t} = [Q_{f tubing}(P_{in}, T_{in}) - Q_{f casing}(P_{in}, T_{in})] * \frac{g(\rho_{g ann av} - \rho_{l ann av}) D_{ann}(\bar{P}_{ann}, \bar{T}_{ann})}{S_{ann} D_{ann}(P_{in}, T_{in})}. \quad (1.19)$$

В выражении (1.19) остаются неизвестными значения потоков флюида из пласта и в НКТ. Далее рассмотрим алгоритм вычисления данных параметров.

1.2.4. Расчет потоков в ЭК и НКТ

Для нахождения дебита, протекающего в ЭК, воспользуемся узловым анализом. Наиболее частым примером использования узлового анализа, приводимым в литературе, является пересечение кривых притока (IPR) и кривых вертикального лифта (VLP) для определения дебита скважины при данных условиях. Точка разделения (узел) в этом случае – забой скважины. В данном же случае вместо кривой вертикального лифта строится зависимость забойного давления от дебита жидкости, протекающего в эксплуатационной колонне, при фиксированном давлении на приеме насоса и затем ищется пересечение с кривой притока из пласта (рис. 1.2).

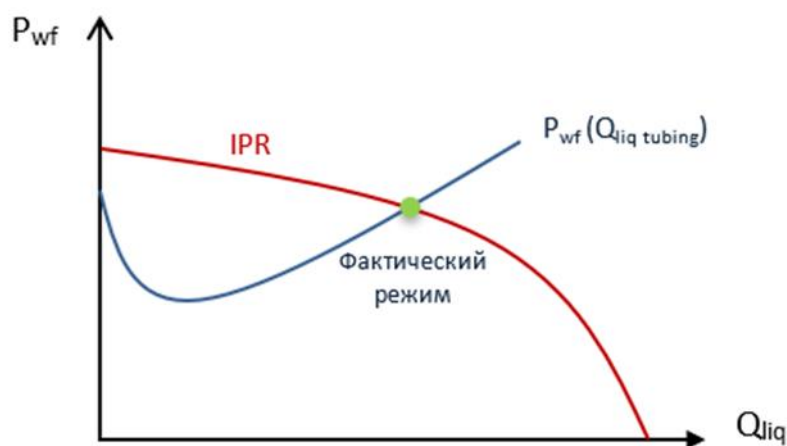


Рисунок 1.2. График узлового анализа в ЭК

Для нахождения потока в НКТ использовать узловой анализ не представляется возможным, поскольку для периодической скважины условие равенства притока из пласта и потока в НКТ не может быть выполнено. Однако, в текущей постановке задачи, буферное давление является входным параметром, а давление на приеме является начальным условием и на каждой итерации вычисления давления на приеме известно. Таким образом, задача сводится к подбору потока флюида в НКТ, при котором расчетное буферное давление совпадет с фактическим. Для ее решения строится зависимость $P_{wh}(Q_{liq tubing})$ и находится её пересечение с фактическим буферным давлением (рис. 1.3).

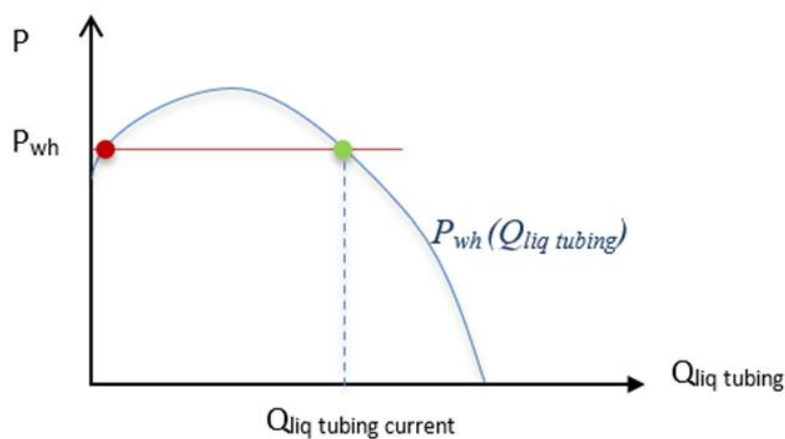


Рисунок 1.3. График расчета дебита в НКТ

В общем случае, на рис. 1.3 может быть две точки пересечения с фактическим буферным давлением у кривой $P_{wh}(Q_{liq\ tubing})$ – первая точка находится на восходящей области кривой $P_{wh}(Q_{liq\ tubing})$ и соответствует экстремальному режиму работы скважины, который в реальности недостижим, а также вторая точка пересечения, находящаяся на нисходящей области кривой и соответствующая реальному режиму работы скважины. Аналогичный график можно построить для скважины, работающей на установившемся режиме, и проверить, какая точка соответствует фактическому режиму работы скважины – эксперименты показывают, что это точка, для которой выполняется условие:

$$\frac{\partial P_{wh}(Q_{liq_tubing})}{\partial Q_{liq_tubing}} \leq 0 \quad (1.20)$$

Необходимо отметить, что алгоритмы поиска потоков в НКТ и ЭК должны быть хорошо оптимизированы, поскольку их расчет выполняется многократно и занимает значительное время расчета модели периодической скважины.

1.2.5. Расчет динамики давления на приеме

Получив выражение (1.16) для расчета первой производной давления на приеме, воспользуемся итеративной схемой расчета динамики давления на приеме от времени. Для этого давление на приеме раскладывается в ряд Тейлора по времени:

$$P_{in}(t) = P_{in}(t_0) + \frac{\partial P_{in}}{\partial t}(t). \quad (1.21)$$

Далее, имея значение начального давления на приеме и составленную временную сетку, вычисляется давление в момент t_1 . Затем, расчет продолжается итеративно, но вместо $P_{in}(t_0)$ принимается значение давления на приеме на предыдущем шаге, т. е. $P_{in}(t_1)$.

По итогам расчета модели на выходе получают синхронизированные динамики давления на приеме, забое, буфере, затрубе, динамический уровень, динамики потоков из пласта и в НКТ, а также электротехнические параметры работы скважины.

Источником внешних воздействий для модели выступает динамика буферного давления и частоты вращения ЭЦН во времени. Варьируя значения буферного давления и

частоты, а также циклы работы и накопления, открывается широкий простор для оптимизации работы скважины, речь о которой пойдет в следующих разделах данной статьи.

1.3. Результаты сравнения модели с эталонными решениями

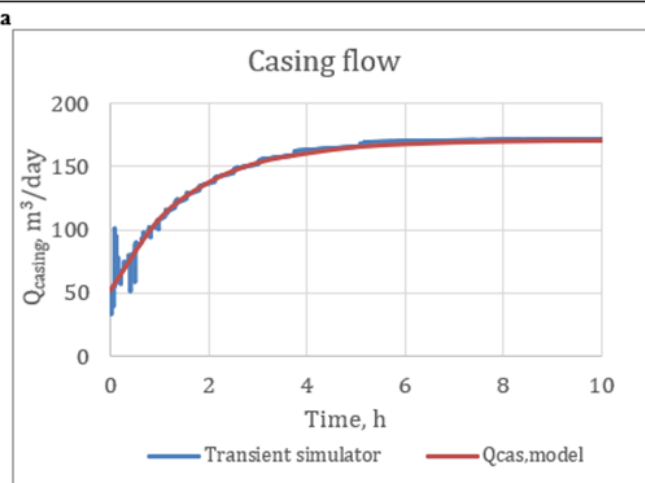
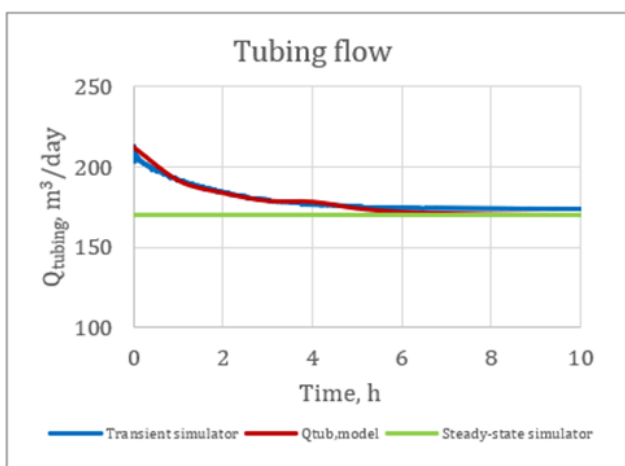
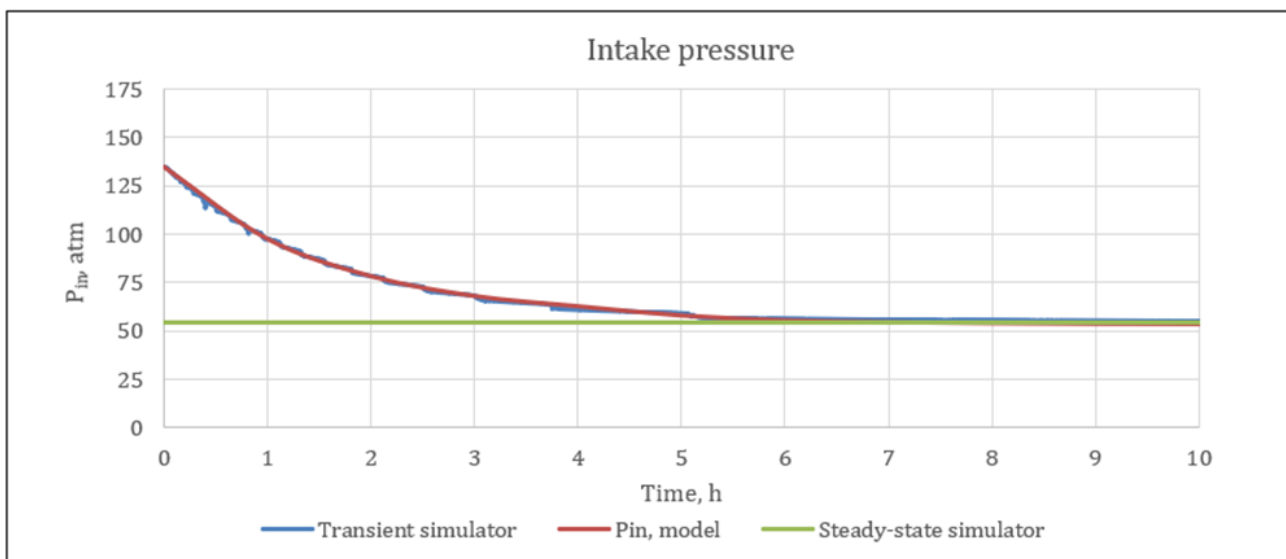
Для верификации разработанной модели было принято решение проводить тестирование поэтапно, усложняя модель флюида, начиная с несжимаемого однофазного флюида, далее переходя к сжимаемому однофазному флюиду, и затем окончательное тестирование на сжимаемом многофазном флюиде. Для каждого типа флюида тестирование проводилось в два этапа: на первом проверялась сходимость динамики работы скважины с результатами эталонного индустриального решения при выходе на установившейся режим (сравнение производилось с симулятором многофазного установившегося потока одной из крупнейших нефтесервисных компаний), затем на втором этапе проверялась сходимость на неустановившемся режиме (сравнение с симулятором неустановившегося мультифазного потока той же компании). В ходе тестирования рассматривалась сходимость динамик давления на приеме насоса, потока флюида, поступающего в НКТ и поступающего из пласта при различных управляющих воздействиях на скважину.

В качестве управляющих воздействий использовались изменения буферного давления или частоты работы насоса (далее по тексту – режима работы скважины). При инициализации скважины были использованы следующие начальные условия:

- ЭЦН: ЭЦН5А-80-2000;
- частота работы насоса: $F = 50$ Гц;
- забойное давление: $P_{wf} = 48$ атм;
- затрубное давление: $P_{ann} = 10$ атм;
- пластовое давление: $P_{res} = 206$ атм;
- коэффициент продуктивности пласта: $PI = 1.5$ м³/(сут·атм);
- рассматривается изотермический процесс. $T = 30$ °С;
- геометрия скважины: вертикальная скважина с приемом на глубине 1400 м и забоем на 1800 м.

1.3.1. Вывод скважины на стационарный режим

В первом приближении использование данной модели интересно для моделирования вывода на режим новых скважин, а также моделировании переходных процессов в скважине при смене режима, поэтому модель периодической скважины для начала необходимо проверить на корректный выход на установившийся режим, чтобы гарантировать соответствие с текущим решением для стационарной фильтрации. Для этого произведено массовое тестирование с запуском новой скважины на различных режимах работы, а также смены режима после наступления установившегося течения в скважине. Рассмотрим один из тестовых случаев (рисунок 1.4) для несжимаемого однофазного флюида или воды, а именно выход на установившийся режим после воздействия на скважину, работающую в установившемся режиме, путем изменения буферного давления с 50 до 10 атм. Также на рисунке 2 представлены решения, полученные на симуляторах. Далее для удобства решение на симуляторе многофазного установившегося потока будем обозначать «steady-state simulator», а симулятор неустановившегося потока – «transient simulator».



b

c

Рисунок 1.4. а. Сравнение динамик давления на приеме
б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ
с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

На рисунке 1.4 наблюдается хорошая сходимость модели с решением «steady-state simulator». Однако, отметим, что на графиках решения «transient simulator» присутствуют высокочастотные колебания, которые отсутствуют на кривых представленной модели. Причина отсутствия подобных колебаний обусловлена тем, что в текущей реализации модели учитывалась только первая производная давления на приеме от времени при разложении в ряд Тейлора. Такой подход был выбран вследствие предположения о малом влиянии этого параметра на общую динамику работы скважины, что в целом подтверждают результаты тестов.

Далее производилось массовое сравнение результатов на сжимаемом однофазном флюиде, т. е. дегазированной нефти. В качестве внешнего воздействия на скважину в данном случае использовалось изменение буферного давления с 50 до 20 атм.

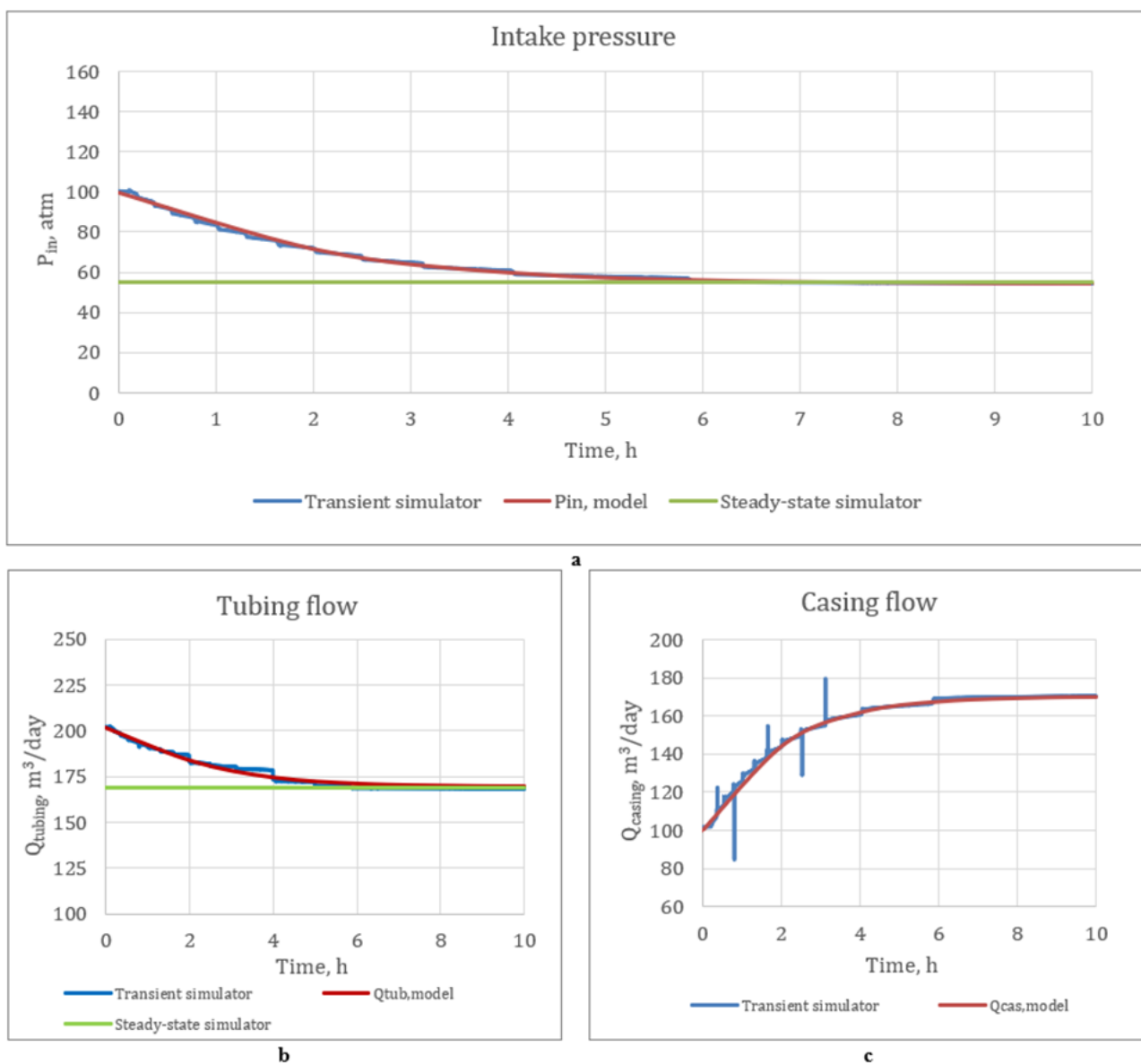


Рисунок 1.5. а. Сравнение динамик давления на приеме.
 б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

Рисунок 1.5 демонстрирует хорошую сходимость разработанной модели с решением «transient simulator» и показывает корректное поведение при выходе на стационарный режим.

После положительных результатов моделирования на воде и сжимаемом флюиде предстояло перейти к тестированию на сжимаемом многофазном флюиде. Для инициализации многофазного сжимаемого флюида была использована «BlackOil» модель при различных комбинациях обводненности и газового фактора, варьируемых в широком диапазоне значений. Далее на рисунке 1.6 представлен тестовый кейс с флюидом при обводненности равной 0.5 д.ед. и газовым фактором $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$:

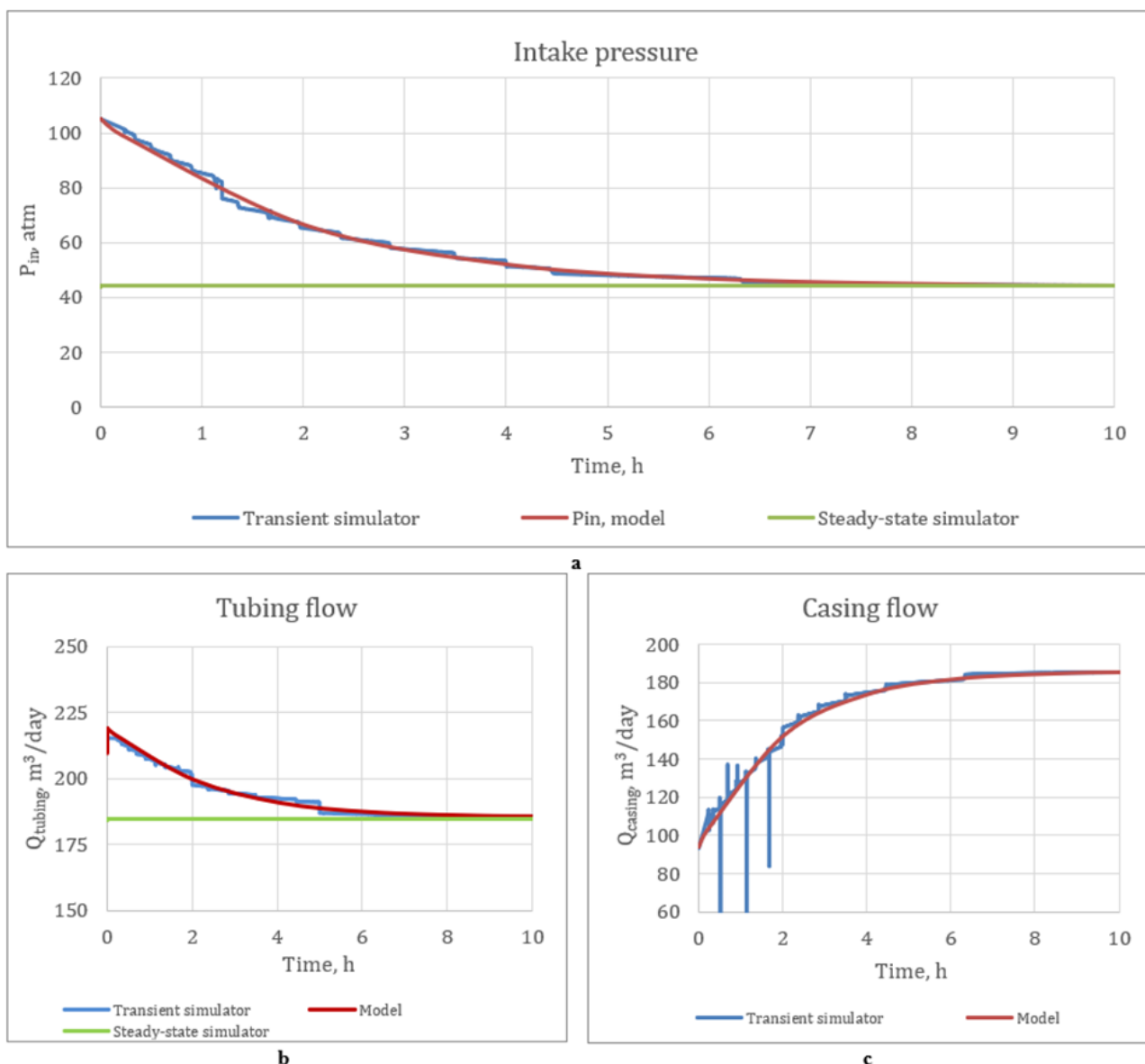


Рисунок 1.6. а. Сравнение динамик давления на приеме.

б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

На графике потока из ЭК наблюдаются аномальные колебания на кривой результатов «transient simulator», однако продолжительность подобных колебаний невелика, а общий тренд модели совпадает с результатами промышленного программного обеспечения. Остальные результаты сравнения на сжимаемом однофазном флюиде также показали

хорошую сходимость, что в дальнейшем позволило перейти к следующему этапу тестирования – при цикличной работе скважины.

1.3.2. Циклы включения/отключения насоса

Периодическая работа скважины осуществляется посредством последовательных циклов включения/отключения насосного оборудования, поэтому анализ сходимости результатов разработанной модели с промышленным ПО является отдельной важной задачей. Представлены результаты верификации модели на примере многофазного сжимаемого флюида путём анализа сходимости динамик, полученных с использованием разработанной модели, с результатами «transient simulator» во время цикла работы/остановки насоса по 2.5 часа.

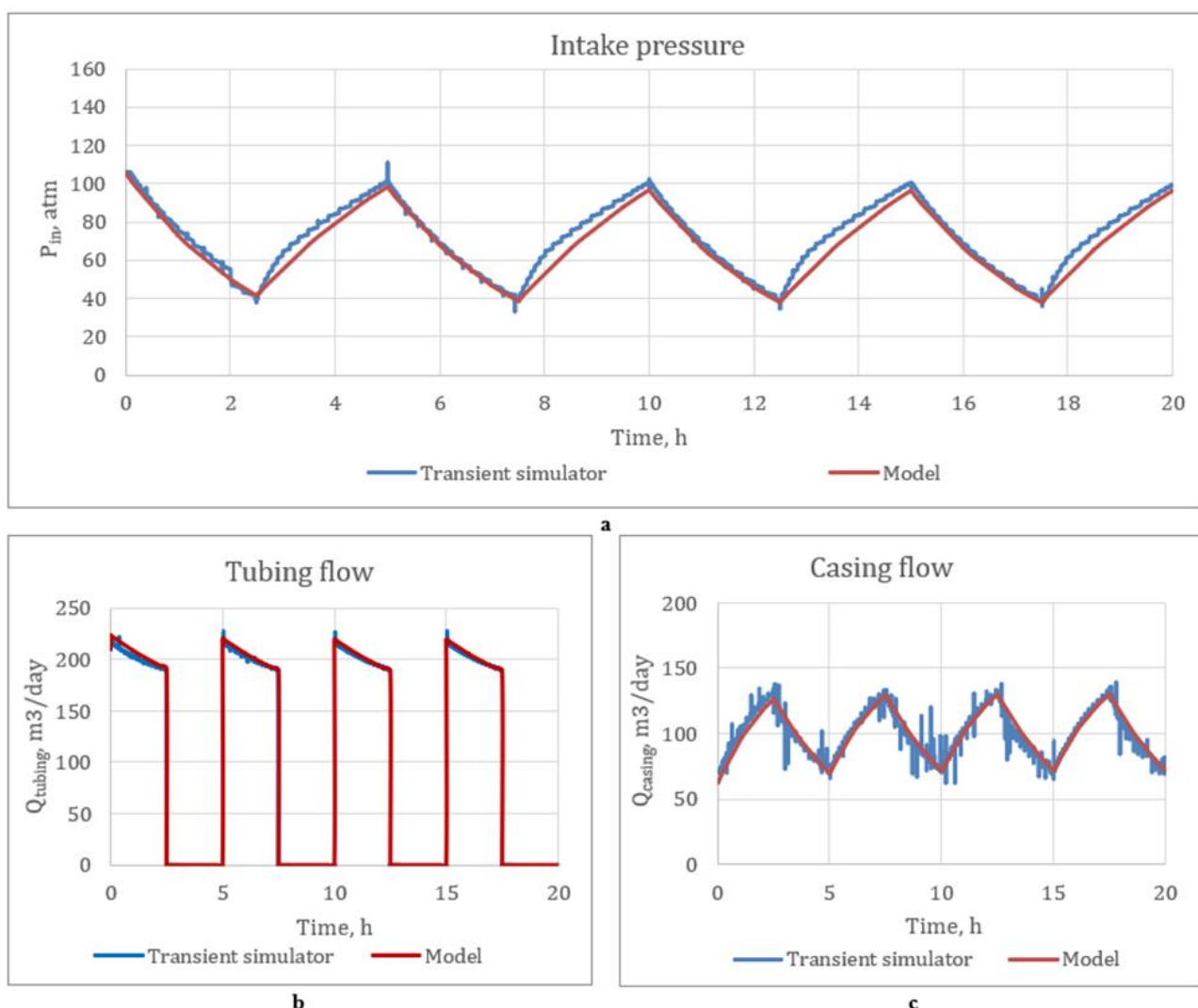


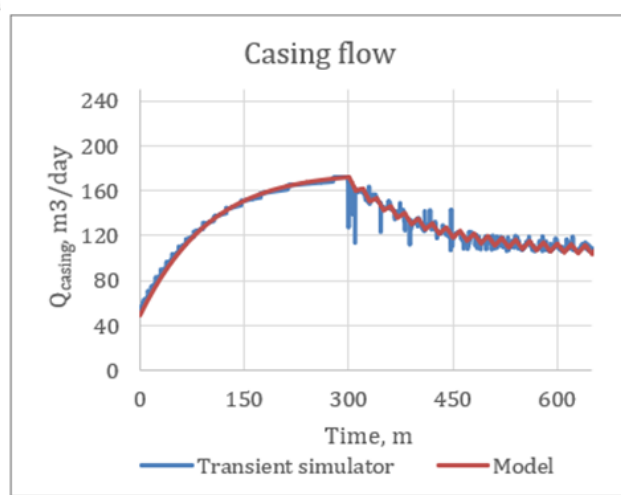
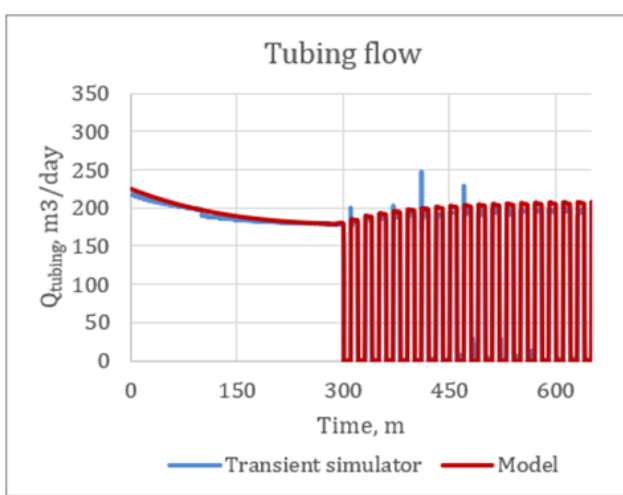
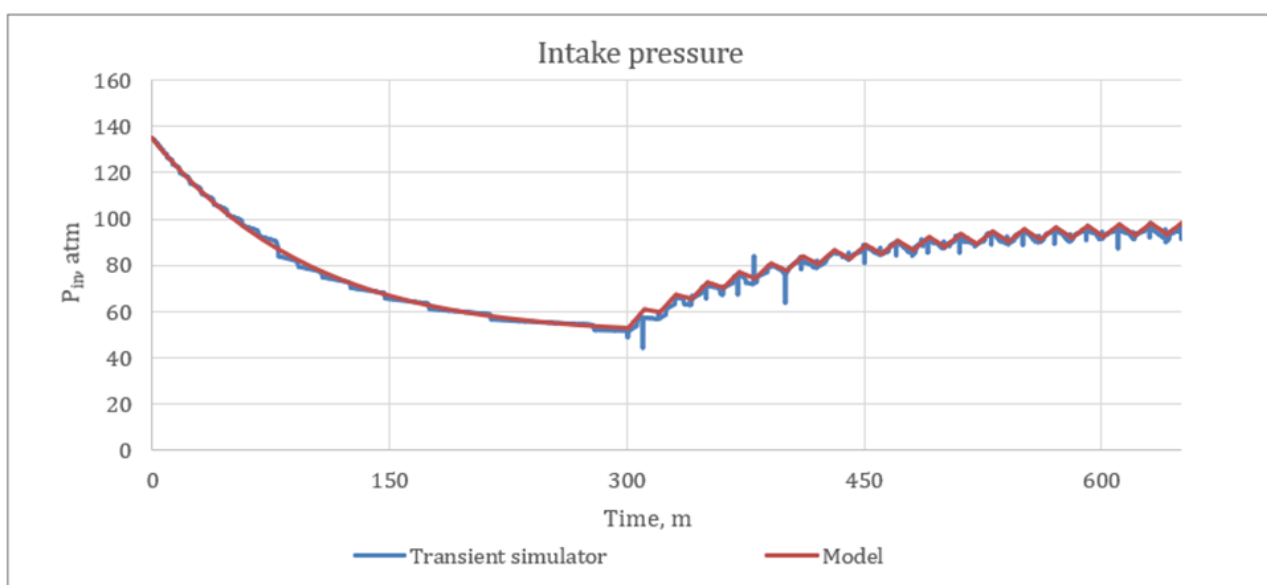
Рисунок 1.7. а. Сравнение динамик давления на приеме
 б. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

На рисунке 1.7 наблюдаются незначительные расхождения между моделью и «transient simulator» в начале смены режима работы скважины, поскольку в «transient simulator» применяются собственные гидравлические корреляции, отличные от корреляций, применяемых в «SS simulator» и представленной модели. Способы минимизации подобных

расхождений будут рассмотрены в следующем разделе статьи, посвященном адаптации модели на фактическую динамику работы скважины.

В настоящее время нефтегазодобывающие общества все чаще используют короткие циклы работы/остановки насоса при эксплуатации скважин в периодическом режиме. В текущей реализации модели учитывается только первая производная давления на приеме, поэтому необходимо удостовериться, что представленная модель способна описывать работу скважины на коротких циклах работы/накопления.

Рассматривалось поведение скважины для несжимаемого флюида при циклах работы/остановки по 10 минут. Для этого скважина приводилась к установившемуся режиму течения, после чего осуществлялся переход к циклам работы/остановки насоса.



b

c

Рисунок 1.8. а. Сравнение динамик давления на приеме
 б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

В рамках данного эксперимента было рассчитано большое количество циклов работы/накопления скважины, поскольку необходимо было дождаться выхода скважины на «псевдоустановившийся» режим. Полученные графики имеют схожие динамики, таким

образом, подтверждая применимость представленной модели для моделирования коротких циклов работы/остановки скважины для моделирования течения воды.

Далее был рассмотрен аналогичный случай для сжимаемого однофазного флюида.

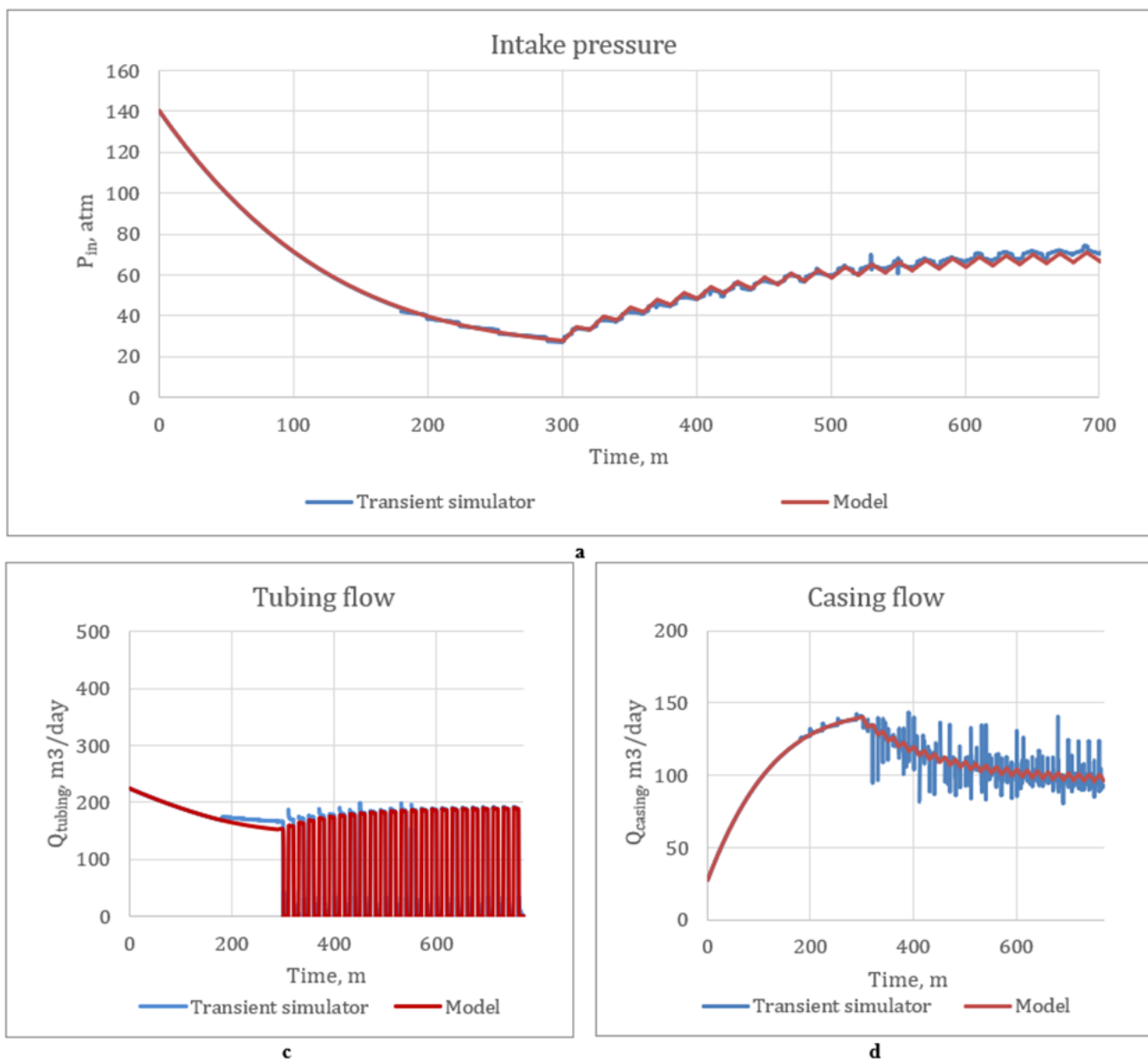


Рисунок 1.9. а. Сравнение динамик давления на приеме б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

На графиках (рисунок 1.9) наблюдается хорошая сходимость двух решений: разработанной модели и «transient simulator». Подтверждение корректности результатов для данного флюида позволяет осуществить переход к рассмотрению сжимаемого многофазного потока.

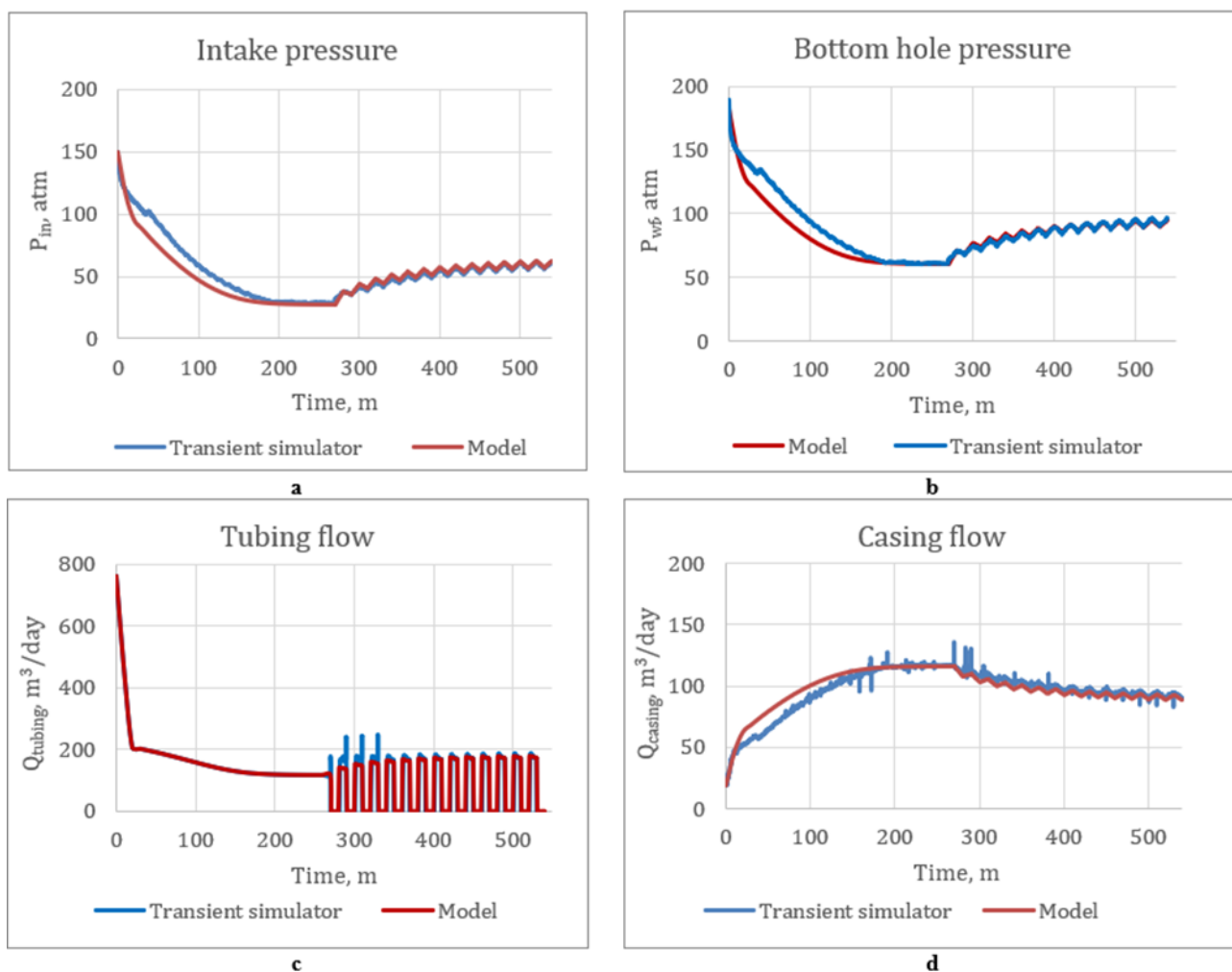


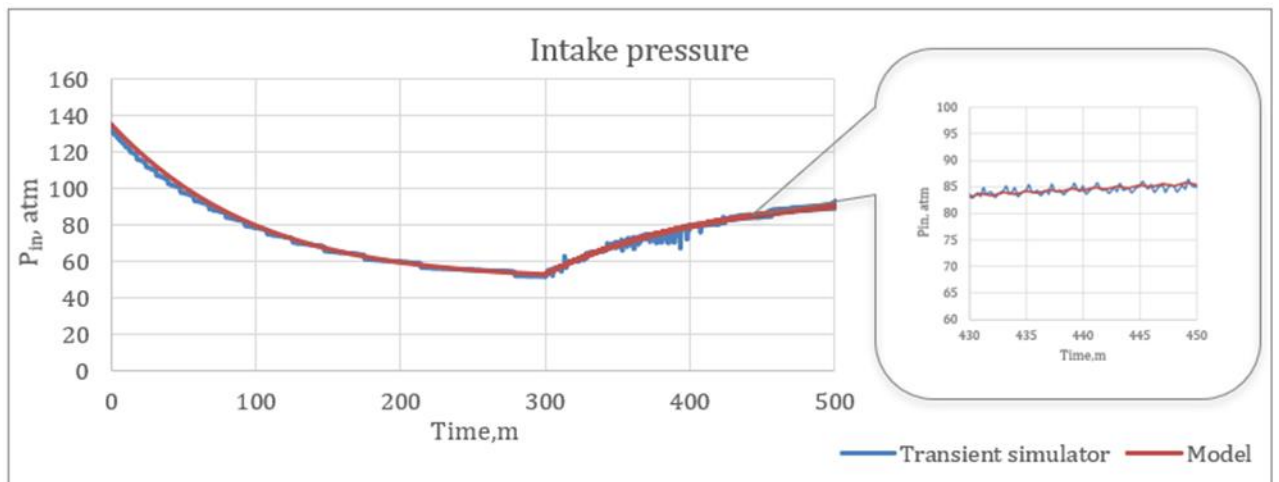
Рисунок 1.10. а. Сравнение динамик давления на приеме b. Сравнение динамик давления на забое c. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ d. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

Полученные результаты демонстрируют схожие динамики работы скважины представленной модели и эталонного решения. Прослеживаются колебания в конце цикла работы у потока, поступающего в НКТ. Это также обусловлено тем, что не была учтена вторая производная давления на приеме по времени. Подобные колебания не сильно влияют на общую тенденцию работы скважины, таким образом, позволяя заявить о корректной работе разработанной модели, посредством ее удовлетворительной сходимости с результатами «transient simulator».

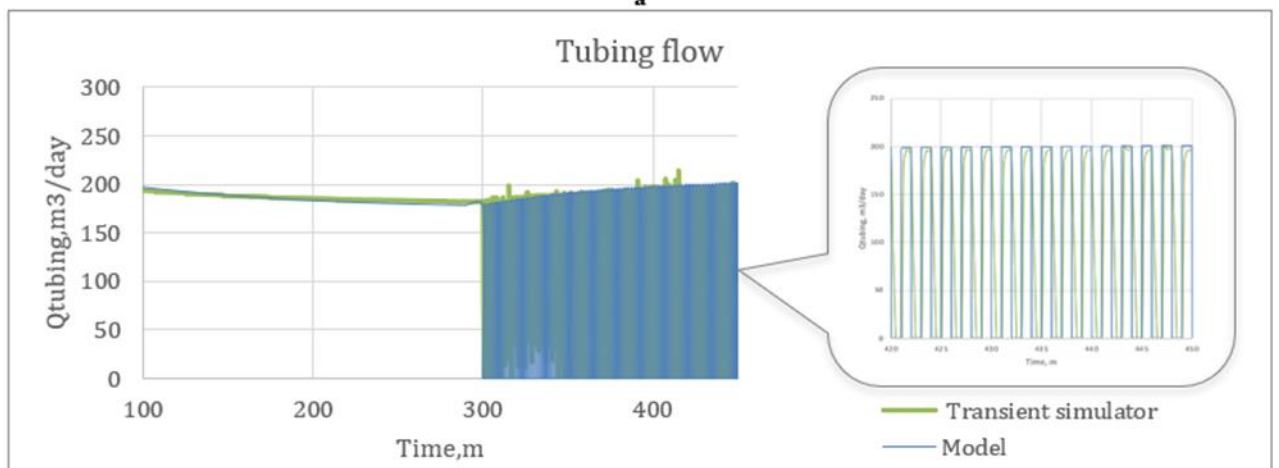
Большая часть нефтедобывающего фонда используют более короткие циклы, чем были рассмотрены ранее, а именно по 1–5 минут. Финальное тестирование сосредоточено на рассмотрении кейсов, где скважина работает в рамках наименьшего временного промежутка: 1 минуты. Тесты включали в себя сравнение динамики работы разработанной модели с эталонным решением во время коротких циклов работы-остановки насоса по 1 минуте.

Аналогично ранним этапам тестирования, для начала рассматривается поведение несжимаемого флюида. Также обе смоделированные скважины, что в «transient simulator», что

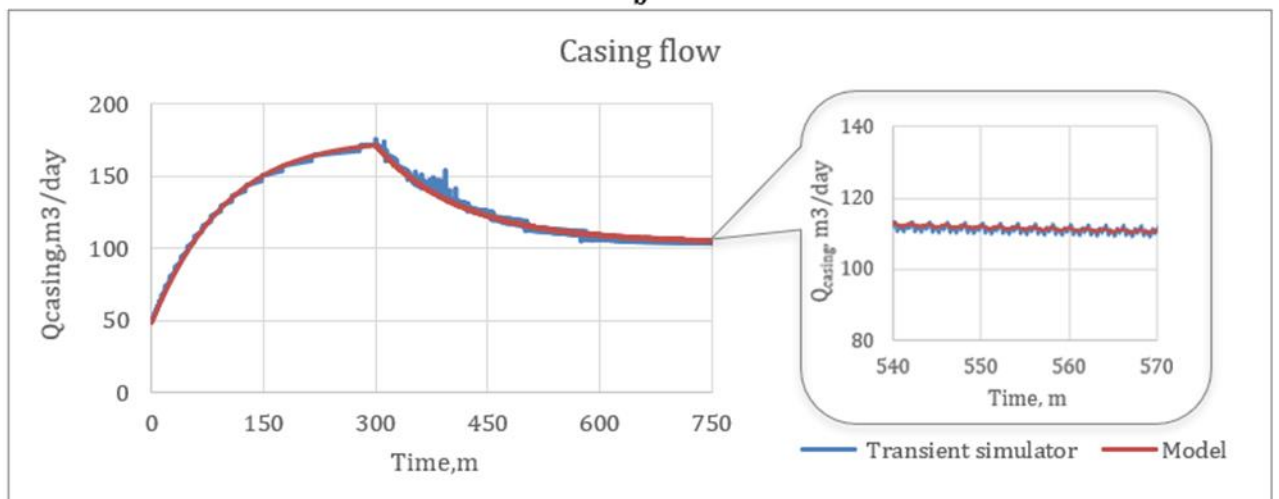
в нашем прототипе, были выведены на стационарный режим при одинаковых начальных условиях, и далее производилась последовательная серия включения/выключения насоса.



a



b



c

Рисунок 1.11. а. Сравнение динамик давления на приеме

б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

Результаты тестирования демонстрирует удовлетворительную сходимость с эталонным решением.

Далее аналогичное тестирование было проведено для сжимаемого однофазного флюида. Начальные условия остались неизменными.

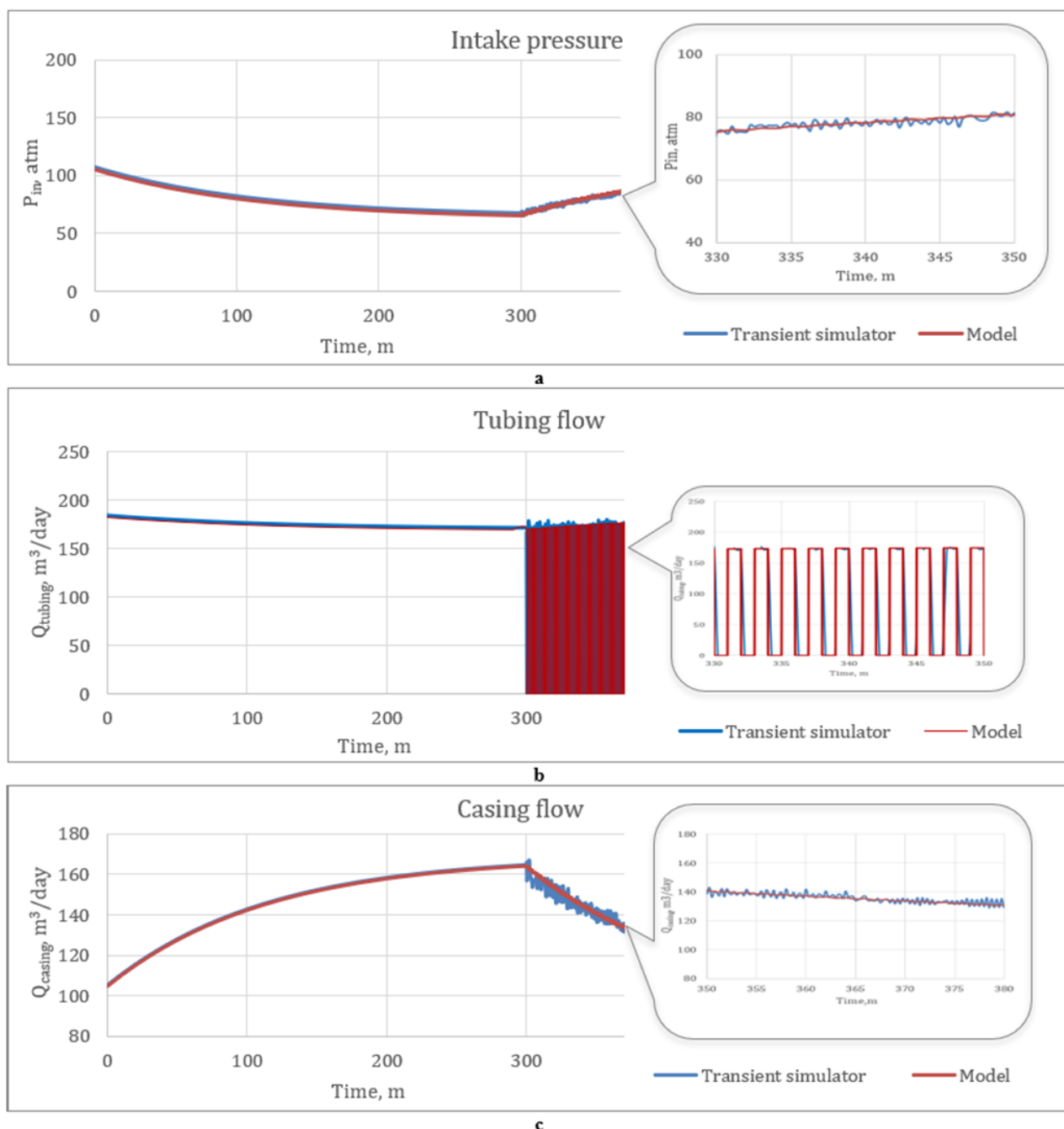
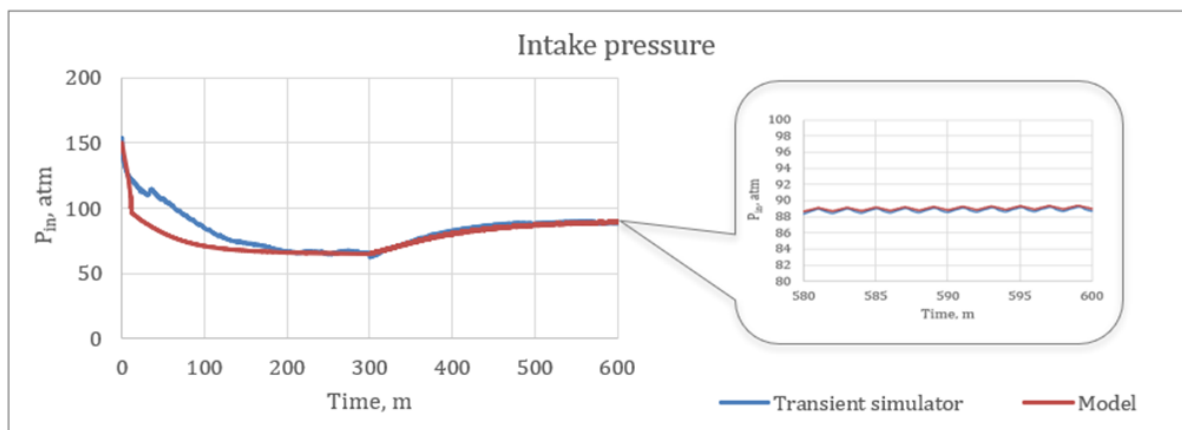


Рисунок 1.12. а. Сравнение динамик давления на приеме

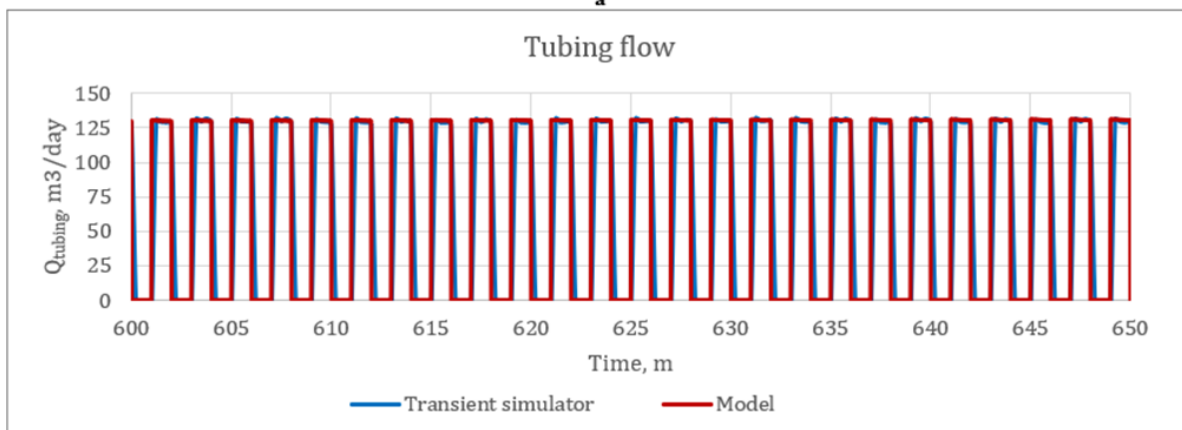
б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

По результатам данного кейса, можно сделать вывод о корректной работе разработанной модели, так как наблюдается почти идентичная динамика поведения ключевых параметров скважины.

Следующий этап тестирования проводился на примере многофазного сжимаемого флюида. При инициализации флюида использовалась BlackOil модель с обводненностью равной 0.6 д.ед. и газовым фактором равным $100 m^3/m^3$. Также был измен коэффициент продуктивности пласта на $PI = 0.8 m^3/(сут \cdot атм)$.



a



b

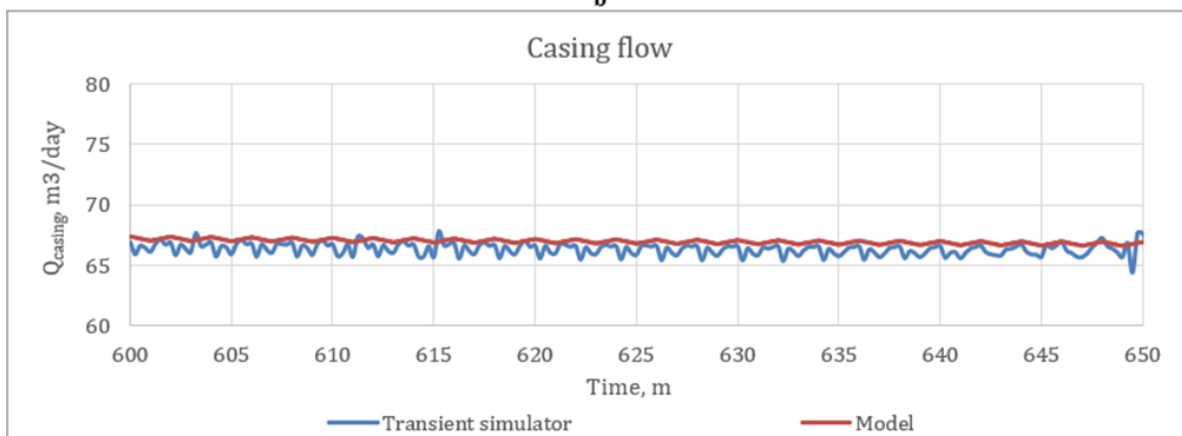


Рисунок 1.13. а. Сравнение динамик давления на приеме

б. Сравнение динамик потоков флюида в НКТ с. Сравнение динамик потоков флюида, поступающего из пласта

На рисунке 1.13 наблюдаются отклонения модели от решения «transient simulator», однако общая динамика работы скважины удовлетворительно коррелирует с решением симулятора.

По итогам тестирования сходимости представленной модели с эталонными решениями, являющимися индустриальными стандартами в сфере нефтегазодобычи, можно сделать вывод о применимости разработанной модели для дальнейшей оптимизации работы периодического фонда скважин.

ГЛАВА 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ

Решение задачи оптимизации заключается в нахождении следующих параметров скважины, которые обеспечивают увеличение операционной прибыли за счет максимизации добычи нефти или минимизации потребления электроэнергии:

- P_{in} – давление на приеме;
- t_{work}/t_{std} – время работы/простоя;
- f_{work}/f_{std} – частота в режиме работы/накопления (в общих случаях в режиме накопления равна 0, однако во время подбора ЧЧ режимов становится варьируемым параметром).

Данную задачу можно записать следующим образом:

$$FCF \left(\begin{matrix} Q(P_{in}, t_{work}, t_{std}, f_{work}, f_{std}), \\ W(P_{in}, t_{work}, t_{std}, f_{work}, f_{std}) \end{matrix} \right) \rightarrow \mathbf{max}, \quad (2.1)$$

Зачастую на промысле описанную задачу решают эмпирическим путем с последующей корректировкой режима. Данный способ с большой долей вероятности не приведет к желаемому оптимуму. Поэтому возникает потребность в создании алгоритма, который будет обеспечивать подбор наилучшего режима не только в общем случае постановки задачи, но и с учетом действующих регламентных, геологических и технологических ограничений.

Разработанная в ходе данного исследования математическая модель периодической скважины применима для расчетов на ней технологических режимов, так как она обладает достаточной точностью получаемых результатов для оценки как гидравлических динамик и электрических параметров, так и ожидаемого эффекта по увеличению добычи или сокращению УРЭ. Также она имеет несколько преимуществ, способствующих упрощению автоматизации процесса, а именно: перечень используемых исходных данных, не выходящих за рамки стандартного объема информации, ведущейся в добывающих обществах при эксплуатации механизированного фонда; отсутствие потребности тонкого подбора методов моделирования и расчета (выбор численных схем); вычислительная сложность, кратно меньшая аналогичной при использовании коммерческого программного обеспечения, предназначенного для моделирования многофазных неустановившихся течений.

Целями создания описанного ниже функционала являлись:

- автоматизация адаптации моделей скважины;
- подбор мероприятий по увеличению эффективности работы фонда, как с точки зрения увеличения добычи, так и для повышения его энергоэффективности;
- формирование рекомендаций по управлению фондом для операторов на месторождениях для повышения их навыков экспертизы и квалификации.

В перечень решаемых задач вошли следующие:

- обеспечение вычислительной производительности, достаточной для применения функционала на месторождениях со значительным размером ПКВ фонда;
- обеспечение гибкости алгоритма для возможности внедрения ограничений на подбор режима;
- интеграция существующих регламентных, технологических и геологических ограничений, полученные по результатам обратной связи с месторождений.

Сценарий процесса поиска оптимального режима был декомпозирован на два крупных и относительно независимых этапа: *адаптация модели* и *оптимизация режима*, реализация которых имела свои специфические особенности.

2.1. Адаптация модели

Данный процесс представляет собой поиск таких значений калибровочных коэффициентов модели, при которых расхождение расчетных параметров с фактическими данными будет минимальным. Поскольку подбор оптимального режима подразумевает многократные расчеты на созданной математической модели, то перед началом поиска необходимо удостовериться в том, что расчеты соотносятся с реальностью по заданным метрикам с установленной погрешностью. В данной работе было принято считать модель корректной в том случае, если смоделированный режим на текущих эксплуатационных параметрах соответствует фактическим показателям замеров с производства.

Очевидно, что исходный набор данных о работе скважины, ее конструкции и свойствах жидкости довольно редко может обеспечить достаточную информацию для правильного моделирования протекающего в ней процесса, с точки зрения получения расчетных значений идентичных фактическим, без применения техник корректировки модели. Поэтому необходимо было определить коэффициенты, с помощью варьирования, которых можно наиболее точно приблизить математическую модель к реальности.

В качестве калибровочных коэффициентов в представленной реализации алгоритма выступают следующие параметры:

- коэффициент деградации насоса (*head factor*);
- значение первой точки в цикле P_{in} ;
- значение первой точки в цикле Q_{ubing} ;
- коэффициент продуктивности.

После определения адаптационных параметров, поиск которых и является решением задачи адаптации, возникает проблема в оценке корректности интерпретации фактической работы скважины полученной моделью. Поэтому помимо качественной оценки динамик параметров (например, их визуального сравнения) необходимо задать количественные метрики, по которым можно будет делать выводы о качестве адаптации модели.

Главными метриками качества модели при выбранных параметрах являются:

- среднеинтегральное расхождение расчетного P_{in} с фактическим среднесуточным;
- среднеинтегральное расхождение расчетного Q_{tubing} с фактическим среднесуточным;
- абсолютное расхождение крайних точек P_{in} (в начале цикла работы и в конце цикла простоя), поскольку в данной реализации алгоритма подразумевается, что скважина работает в квазистационарном режиме (т. е. накопленный $Q_{tubing} =$ добытому Q_{casing}). Данное упрощение делается для того, чтобы уменьшить количество расчетов на модели, тем самым снизить вычислительную нагрузку при расчете большого количества режимов в рамках оптимизации фондов, так как в этом случае достаточно просчитать лишь один цикл работы/накопления, а уже из него восстановить динамики параметров за нужный временной промежуток.

В свою очередь, процесс адаптации динамик гидравлических параметров можно тоже разделить на два этапа:

1. Подбор стационарной модели;

На данном этапе определяем значение коэффициента деградации насоса следующим способом: путем итеративных вычислений находим величину *head factor*'а, при котором значение P_{lin} будет равно фактическому.

Далее подбор «максимального» коэффициента продуктивности происходит исходя из предположения, что на скважине наблюдается стационарный режим, т. е. $Q_{tubing} = Q_{casing}$.

2. Подбор квазистационарной модели.

Цель следующего шага – для полученной стационарной модели итеративно подобрать параметры периодической модели, а именно:

2.1) выбрать начальную точку цикла (P_{fl} и Q_{tubing} , берутся средними за цикл работы согласно регламентным записям) и начальный коэффициент продуктивности (половина от найденного на предыдущем шаге);

2.2) определение для выбранной точки наилучшего коэффициента продуктивности, обеспечивающего квазистационарный режим с использованием алгоритма бинарного поиска;

2.3) после подбора коэффициента продуктивности производится корректировка начального P_{fl} на величину среднеинтегрального расхождения между фактическими и расчётными значениями давления на приеме. Далее повторяется п. 2.2;

Критерием остановки процесса адаптации модели является достижение желаемой сходимости по метрикам, определенным выше или достижение заданного количества итераций. Так, в представленной реализации алгоритма эмпирически были подобраны следующие настройки, обеспечивающие адекватное соотношение между временем, затраченным на расчет и вероятностью успешной адаптации модели: расхождение

среднеинтегральных значений P_{in} и Q_{tubing} не превышает 5 % и отклонение крайних точек P_{in} не превышает 2 атм. (данное значение является достаточным для утверждения о квазистационарности процесса).

Количество попыток на каждый из шагов задается следующим: две попытки для п. 1; две – для п. 2.1 и пять итераций для бинарного поиска (п. 2.2).

*2.4) в случае недостижения необходимой сходимости гидравлических параметров, корректируется начальное значение Q_{tubing} на величину среднеинтегрального расхождения между фактическими и расчётными значениями. Далее повторяется п. 1;

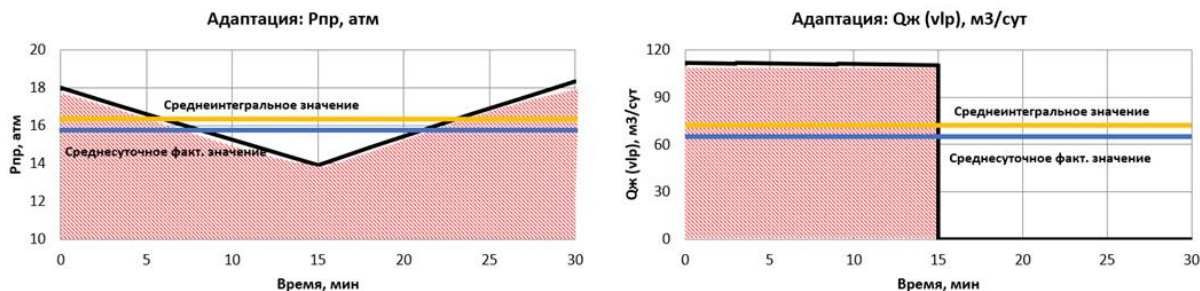


Рисунок 2.1. Визуализация адаптации среднеинтегральных параметров на фактические среднесуточные значения

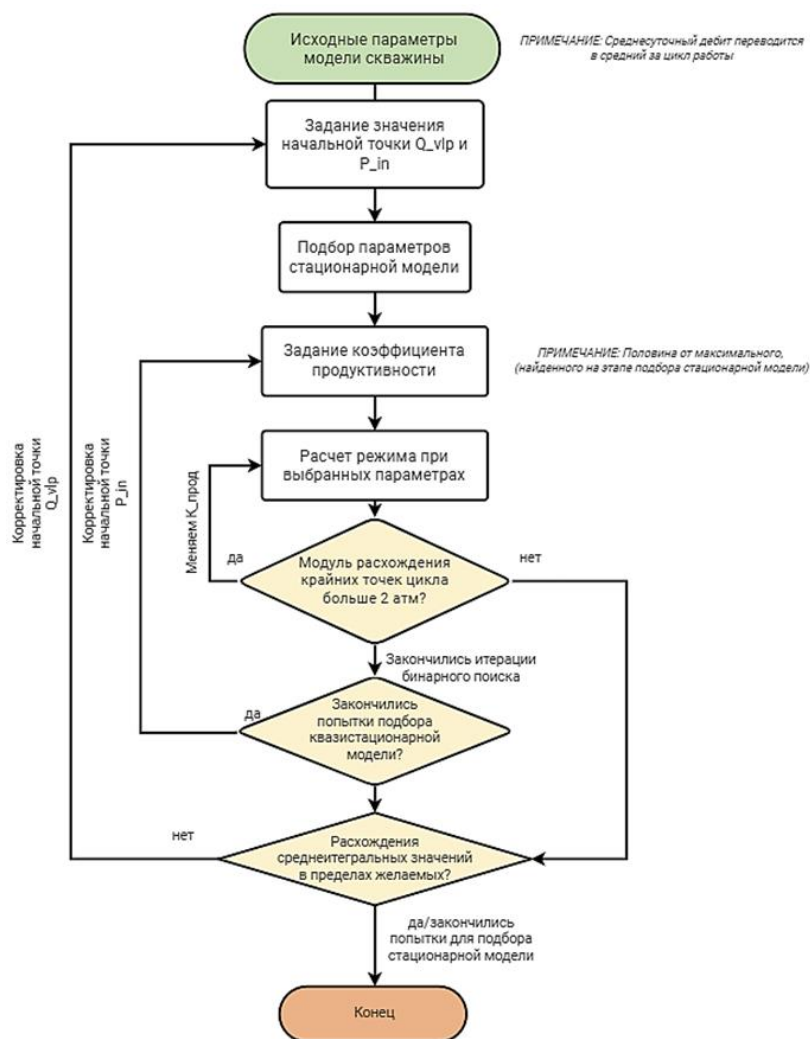


Рисунок 2.2. Логическая схема алгоритма адаптации гидравлической модели скважины

После успешного подбора гидравлической модели следует «подбивка» электрических параметров. Для их адаптации используются следующие коэффициенты:

- коэффициент адаптации тока;
- коэффициент адаптации мощности на насосе;
- коэффициент адаптации $\cos\phi$;
- коэффициент адаптации напряжения на отпайке эл. двигателя;
- коэффициент адаптации мощности на трансформаторе.



Рисунок 2.3. Логическая схема алгоритма адаптации электротехнических параметров модели скважины

С помощью оптимизационного алгоритма “Truncated Newton method” (Усеченный Метод Ньютона [15]) находятся значения калибровочных коэффициентов, обеспечивающих наилучшее схождение расчетных динамик с фактическими показателями. Выбор указанного алгоритма был обусловлен следующими особенностями, характерными для его применения: функция величины ошибки является функцией четырех переменных (описанных выше коэффициентов); функция является гладкой и имеет градиент; заранее известны границы поиска решения (в данной работе они были приняты (0; 10]). В качестве альтернативных методов были рассмотрены такие алгоритмы как “Powell’s method” [5], “L-BFGS-B algorithm” [12], но в ходе сравнения они оказались менее производительными.

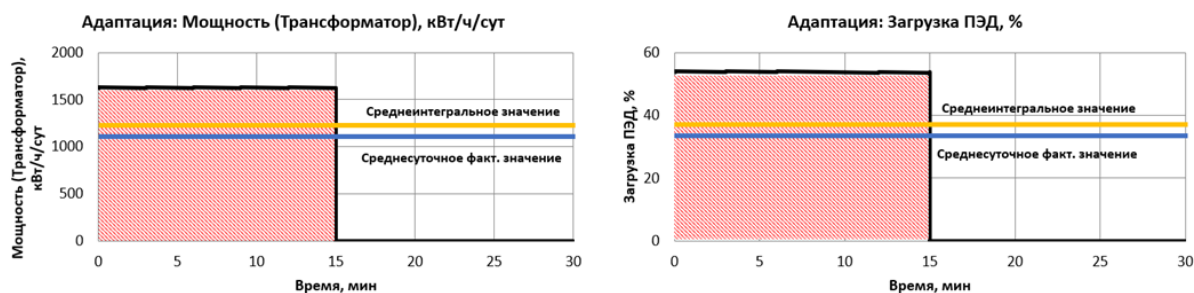


Рисунок 2.4. Визуализация адаптации среднеинтегральных электротехнических показателей на фактические среднесуточные значения

Отметим, что все оптимизационные алгоритмы, использованные в этой работе для адаптации и нахождения оптимального режима, нацелены на поиск локального минимума функций (исключение – поиск оптимального режима, который представляет собой реализацию алгоритма “Brute force”), так как использование методов глобальной оптимизации в данном случае является излишним, поскольку во всех случаях применения подобных алгоритмов заранее задаются узкие границы, в которых появление локальных минимумов маловероятно исходя из наиболее ожидаемой формы минимизируемой функции.

Описанная математическая модель также позволяет моделировать разного рода осложнения (аномалии работы ПКВ скважины с УЭЦН, такие как: срывы подачи, «отыгрыши частотой», перегрузки, подклинки и т. д.), при которых может работать скважина.

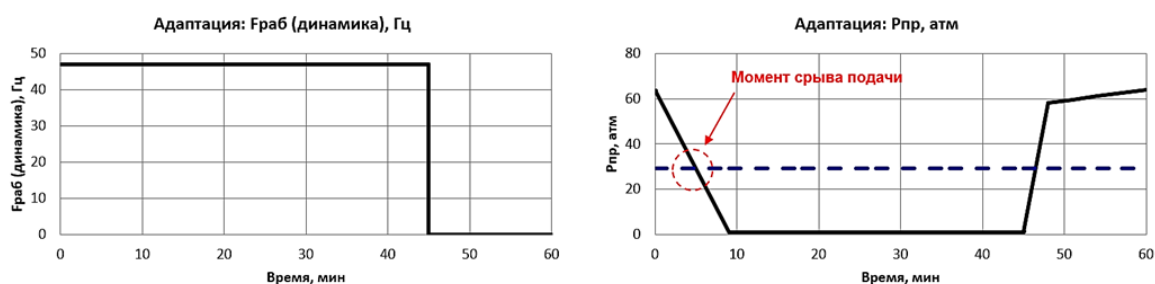


Рисунок 2.5. Пример моделирования скважины, работающей со срывами подачи

2.1.1. Адаптация модели на фактические динамики с датчиков телеметрии

Вышеописанный сценарий адаптации на среднесуточные показатели, имеет несколько недостатков, которые влияют как на качество модели, так на возможность подбора параметров, обеспечивающих сходимость расчётных показателей работы скважины с фактическими. Так, например, в рамках процесса адаптации устьевого дебита модели, предполагается, что весь среднесуточный дебит обеспечивается только в рамках цикла работы, не учитывая переходных процессов между включениями/выключениями. В таких случаях расчеты на описанной в данной статье модели нельзя назвать корректными. Наиболее характерны следующие проблемы:

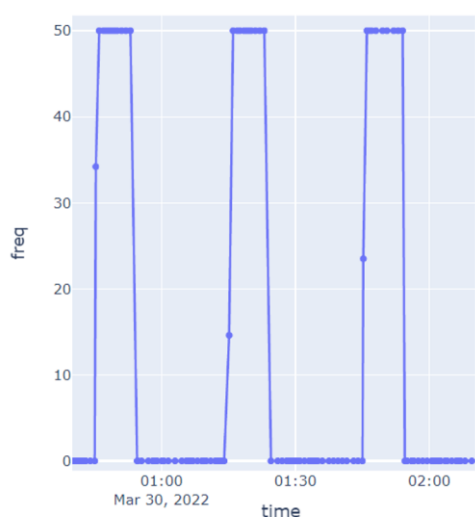
1. нахождение усреднённого дебита за область НРХ насоса;
2. возникновение эффекта фонтанирования через ЭЦН по результатам расчета модели.

Для устранения данных факторов возможно использование дополнительного набора исходных данных – замеров с датчиков телеметрии.

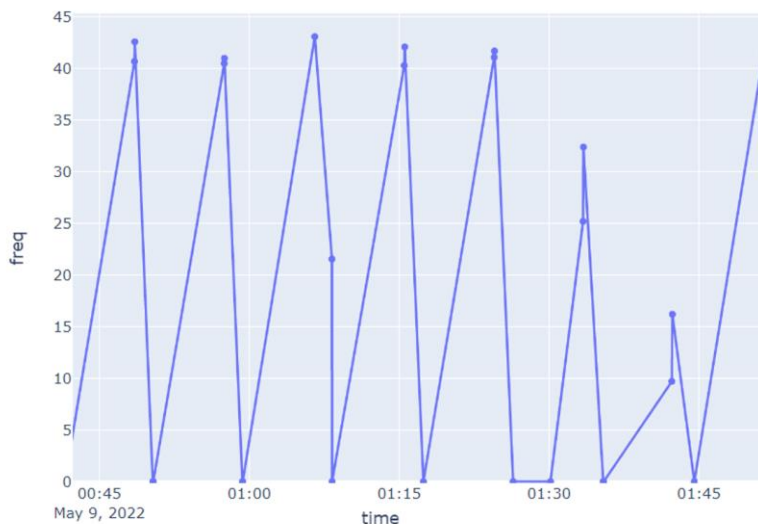
Телеметрия скважины является стандартным инструментом для измерения параметров скважины, осуществления контроля работы и диагностики неполадок электроцентробежных насосов. Поэтому вышеописанные измерения можно приравнять к стандартному набору данных. Показания с датчиков позволяют получать необходимые динамики параметров за выбранный промежуток времени и тем самым, избавиться от тех неточностей, которые возникают при их посуточном усреднении. Однако, при интеграции динамик параметров необходимо не только модернизировать существующий алгоритм, но и заложить возможность некой вариации алгоритма, так как существуют существенные различия между данными, приходящими с разных месторождений (например, разная дискретность сигнала, набор параметров и т. д.).

В рамках решения проблем, связанных с неточной интерпретацией процесса работы ПКВ скважины через усредненные величины, и улучшения точности адаптации в целом, был разработан алгоритм, который позволяет адаптировать модель на фактические динамики параметров с датчиков телеметрии. Данный алгоритм, в свою очередь, подразумевает два сценария:

1. дискретность получаемых динамик выше времени цикла работы/простоя и позволяет выделить «характерный» цикл для выбранного промежутка измерений;
2. дискретность поставляемых данных слишком низка, и явных промежутков работы/простоя не видно.



а



б

Рисунок 2.6. Пример динамики замеров частоты с датчиков телеметрии, на котором явно видны циклы работы скважины (а), дискретность данных намного ниже времени цикла работы скважины (б).
Здесь вертикальная ось – значения частоты вращения вала, Гц; горизонтальная – время, мин.

Отметим, что алгоритм и его реализация остаются такими же, как при адаптации на среднесуточные значения, так как все количественные метрики, по которым варьируются коэффициенты, являются среднеинтегральными. Таким образом, описанные модификации алгоритма нацелены на то, чтобы получить значения, более точно отражающие реальный режим работы скважины, на которые будет проводиться адаптация.

Рассмотрим первый сценарий, когда дискретность получаемых данных является достаточной для однозначного различия отдельных периодов работы скважины во временном ряду. В данном случае подход для адаптации имеет два явных этапа:

- 1) выделения из временного ряда «характерного паттерна» работы скважины;
- 2) усреднение параметров.

Задача выделения паттернов является одной из частых задач анализа временных рядов, тривиального решения которой не существует. Поэтому в данной статье описан способ поиска характерных динамик, опирающийся на особенности изменения частоты/загрузки во времени, что позволило упростить задачу и повысить точность алгоритма.

Для анализа временных рядов логично использовать параметры, динамика которых явно отображает периоды включения/выключения. В нашем случае таковыми являются: динамика частоты работы вала УЭЦН и динамика загрузки ПЭД (является альтернативой, если отсутствует частота, поэтому далее будет описываться анализ только динамики частоты, в то время как то же самое можно применить к альтернативному варианту)

Если посмотреть на характер изменения частоты во времени, то нетрудно увидеть, что данная функция обладает явной периодичностью, однако периоды ее зачастую не имеют одинаковую величину и амплитуду, в силу множества факторов, связанных с процессом эксплуатации скважины. Поэтому целью анализа и является определение наиболее повторяющегося цикла, учитывая вышеописанные характеристики. Для начала необходимо произвести переход от непрерывной динамики к ее сегментам, для упрощения анализа. Под сегментом в данном случае понимается временной отрезок, в который укладывается один полный цикл работы скважины. Чтобы процесс сегментации не привел к появлению некорректных циклов (например, одна-две точки на весь цикл) необходимо задать следующие правила: отсечку по частоте, чтобы убрать «шумы» из динамики; цикл будет являться валидным если в нем содержится хотя бы 3 точки на оба промежутка (включения/выключения). Пример визуализации процесса сегментации представлен на рисунке 18:

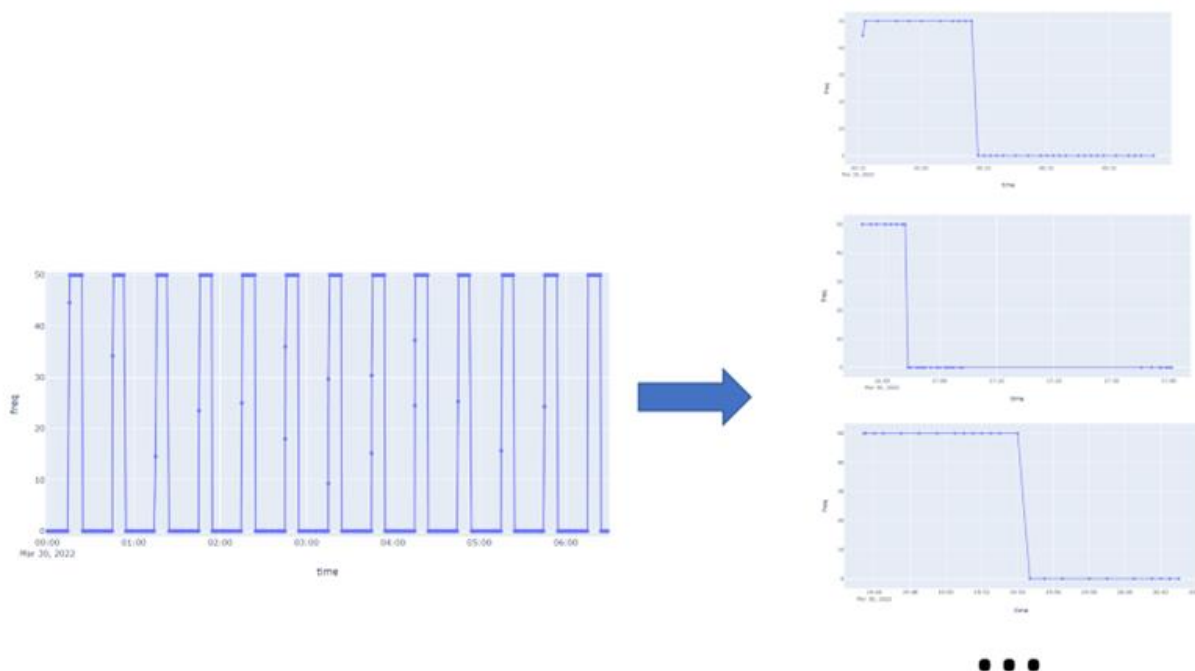


Рисунок 2.7. Визуализация сегментации динамики телеметрии на отдельные циклы

Далее полученный набор сегментов необходимо консолидировать в кластеры и из них выбрать наибольший. Также стоит определиться с методом кластеризации, в описанном случае нам необходимо воспользоваться «Centroid based» [16] алгоритмами, наиболее распространённые «K Means», «K Median» и «K Medoids». Первые два не подходят по одной причине – центроиды кластеров в их реализации высчитываются, потому полученная динамика будет являться «придуманной», а не взятой из реального ряда. Поэтому было решено остановиться на кластеризации методом «K-Medoids» [14], который является классическим алгоритмом кластерного машинного обучения. Это обобщение алгоритма «K Means». Единственное отличие состоит в том, что центры кластеров могут быть только одним из элементов набора данных, это дает алгоритм, который может использовать любой тип функции расстояния.

В качестве функции расстояния был использован алгоритм «Dynamic Time Warping» [13], который широко используется для сравнения двух сигналов «приблизительно» одинаковой формы, путем деформации оси времени. Пример результата кластеризации описанным методом представлен на рисунке 19:

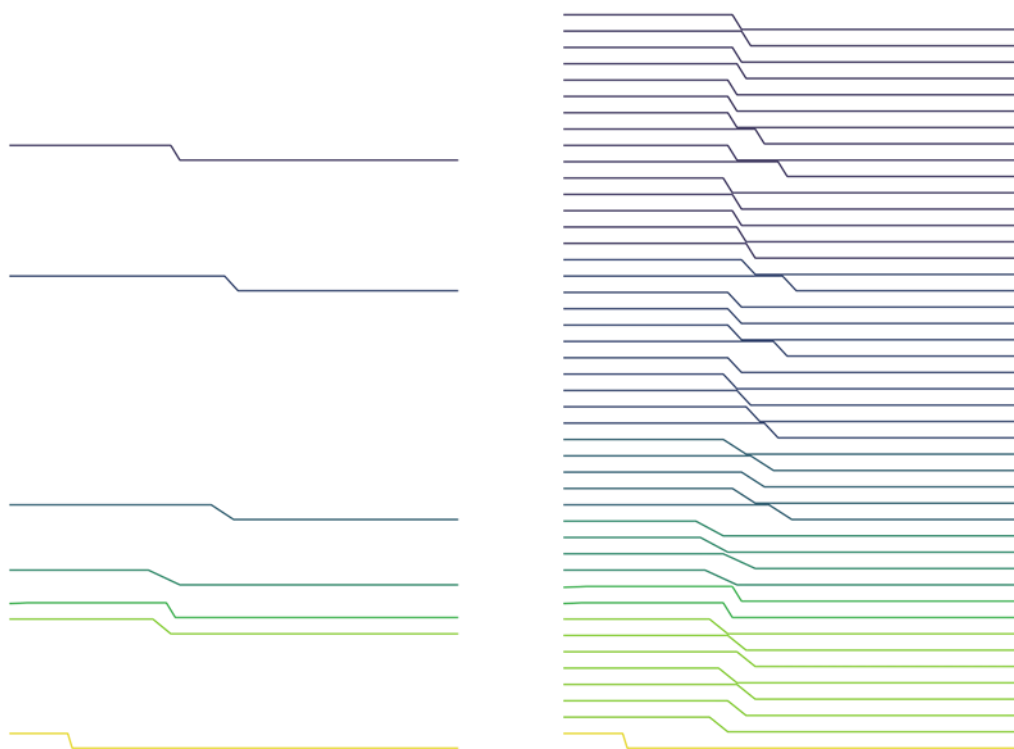


Рисунок 2.8. Визуализация результата кластеризации сегментированных динамик

Как можно увидеть на рисунке сверху, все имеющиеся сегменты были распределены в кластеры, по DTW метрике расстояния между друг другом. И для каждого кластера был определён центроид, т. е. динамика максимально похожая на все динамки из кластера, который был выбран из имеющегося набора данных, а значит является реальным циклом, взятым из фактического набора данных.

Следующим шагом производится усреднение параметров для найденного «характерного» цикла работы и эти данные уже являются исходными для вышеописанного алгоритма адаптации.

Теперь перейдем ко второму сценарию, когда в полученных динамиках телеметрии не прослеживается явной периодичности работы скважины.

Довольно распространенным явлением является слишком низкая дискретность данных, получаемых с датчиков телеметрии, или эксплуатация скважины на коротких (минутных) циклах, что не позволяет произвести анализ динамик на предмет поиска паттернов работы скважины. Поэтому был создан алгоритм, позволяющий произвести более точную адаптацию даже в таких случаях. При данном сценарии ключевой момент заключается в добавлении в алгоритм дополнительной метрики, назовем ее «DTW расстояние» (или «похожесть динамик»), основанная на алгоритме «Dynamic Time Warping».

Имеющиеся низко дискретные динамики параметров все еще подходят для корректировки среднесуточных параметров, что, несомненно, увеличит вероятность успешной адаптации модели. Для этого необходимо перевести значения динамик с телеметрии

в среднесуточные и подать их в стандартный алгоритм в качестве исходных данных. Для подобранных параметров просчитываем полный цикл работы скважины, имея в виду наше предположение о квазистационарности процесса, протягиваем динамику на длину имеющихся измерений телеметрии. В результате будем иметь две динамики за выбранный промежуток времени: расчетную и фактическую, с датчиков. Но для корректного применения алгоритма DTW необходимо выравнять дискретность обеих динамик. В описанной реализации это производится путем исключения тех точек на временном ряде, для которых в момент времени нет реального измерения.

Далее в циклах расчета адаптации, на этапе поиска коэффициентов для квазистационарной модели, в качестве дополнительной метрики каждый раз необходимо будет вычислять «DTW расстояние» между динамиками, которая также будет являться одним из условий остановки работы алгоритма.

2.2. Подбор оптимального режима

В общем случае определение параметров оптимального режима работы скважины, эксплуатируемой в периодическом режиме, можно осуществить с помощью известных оптимизационных алгоритмов, например: “Powell's method”, “Truncated Newton method” и т. д. Данный подход хорошо применим в том случае, когда подходит любой из режимов на всей области существующих решений. Но в реальных условиях подбор режима ограничен как со стороны геологических особенностей и регламентных требований, так и со стороны потенциального риска при резкой смене режима. В данных условиях применение оптимизационных алгоритмов становится нетривиальной задачей, так как они не подразумевают в своей реализации комплексных критериев в нахождении решения, поскольку в таком случае гладкая функция превращается в кусочно-заданную без явного градиента (на котором построено большинство алгоритмов). Таким образом, в представленной реализации алгоритма поиска оптимума используются простой перебор всех возможных вариантов комбинаций рабочих параметров. Очевидно, что такой подход является довольно трудозатратной операцией, так как алгоритмическая сложность равна $O(n^3)$.

Для экономии времени и вычислительных ресурсов было решено применить техники интерполяции, так как они обеспечивают удовлетворительную погрешность при оценке подбираемого режима, который потом «подтверждается» путем «честного» расчета на модели.

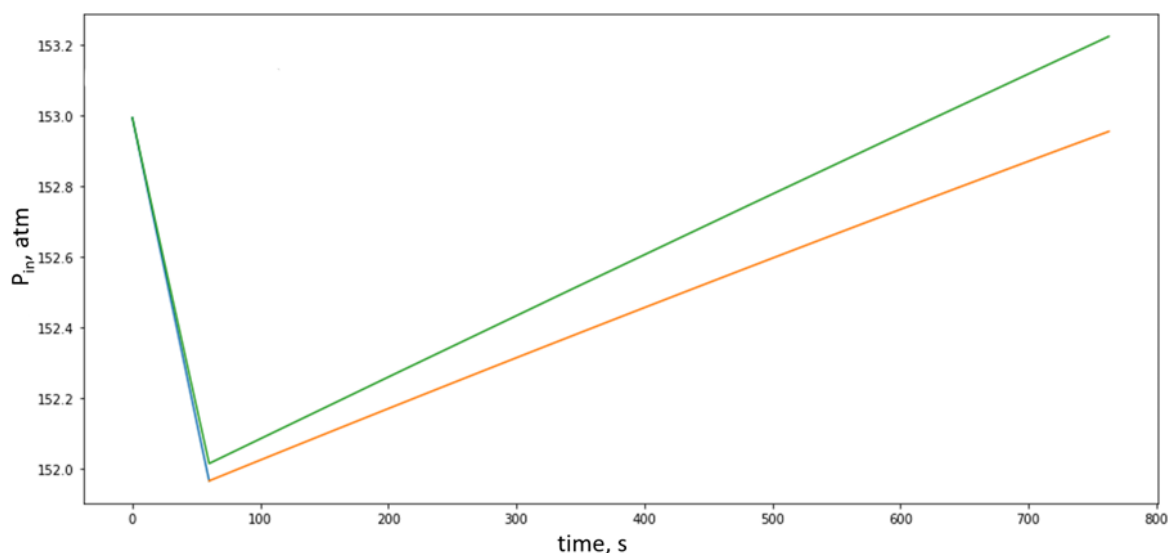


Рисунок 2.9. Сравнение интерполированной динамики давления на приеме с динамикой, рассчитанной на модели (зеленым цветом помечена динамика, рассчитанная на модели)

Для работы описанного алгоритма поиска оптимального режима работы необходимо задать границы поиска частот.

Описание алгоритма поиска оптимального режима работы:

1. построение «полных» кривых падения/восстановления давления для крайних значений частот из указанного интервала для поиска. Данный шаг выполняется для сокращения количества расчетов, так как имея полностью просчитанные кривые можно восстановить любой из режимов.

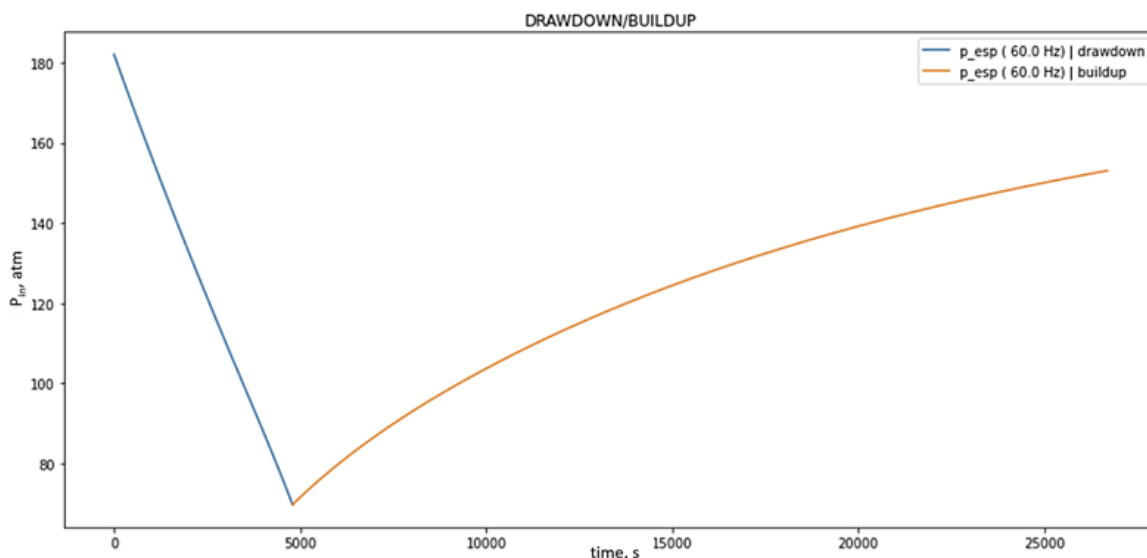


Рисунок 2.10. Кривые падения/восстановления давления на приеме

2. выбор частоты из интервала;
3. интерполяция кривых падения и восстановления давления на приеме для данной частоты. Интерполяция проводится между построенными кривыми: квадратичная используется для гидравлических параметров, линейная – для электротехнических.

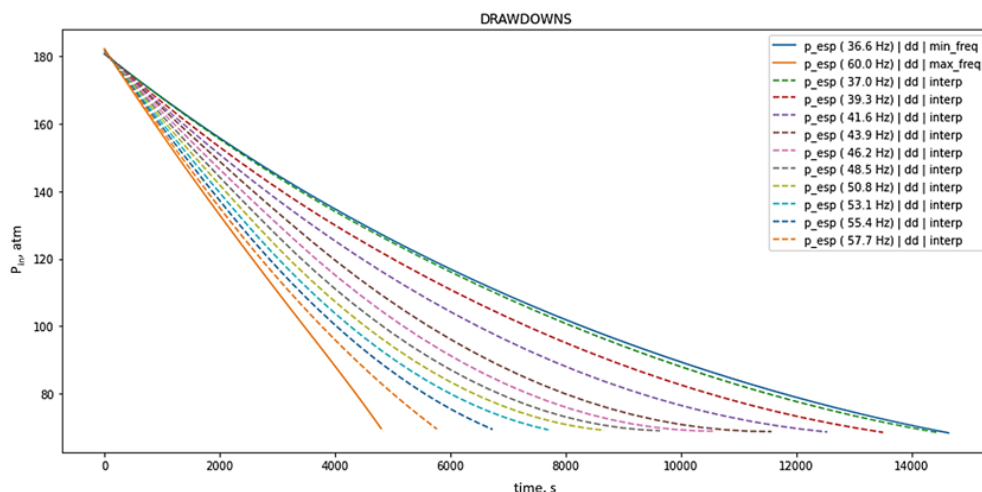


Рисунок 2.11. Визуализация интерполяции кривой падения давления

4. определение оптимального режима для текущей частоты по следующему алгоритму:

- задание начального давления на приеме;
- выбор времени работы;
- для каждого времени работы определение времени простоя, за которое давление на приеме восстановится от минимального в режиме работы до максимального в режиме работы (т. е. давление в конце цикла придет к тому же значению, что и вначале) для обеспечения квазистационарного режима;

5. расчёт экономического эффекта, прироста по добыче жидкости, изменения УРЭ.

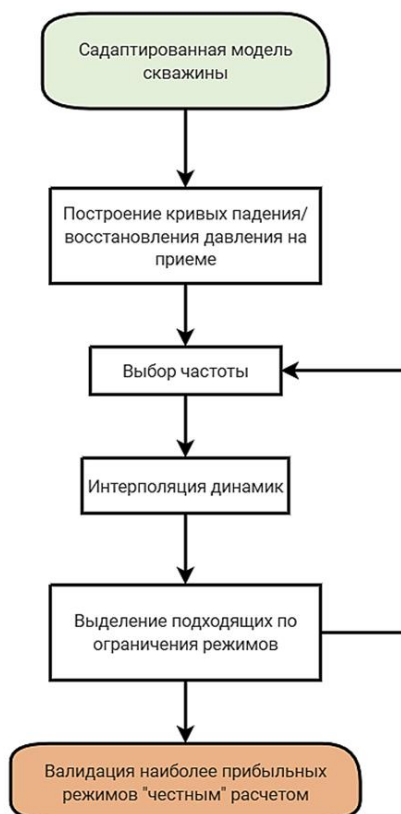


Рисунок 2.12. Логическая схема алгоритма поиска оптимального режима

2.2.1. Учет ограничений

Зачастую задачи оптимизации ставятся и решаются в общем случае, что позволяет применять методы, основанные на градиентном спуске и т. п. Но в контексте оптимизации режима работы периодической скважины неизбежно приходится сталкиваться с разного рода ограничениями на допустимые показатели её работы. Часть наложенных ограничений было использовано для косвенного сокращения вариантов перебора в ходе оптимизационного алгоритма. Так, ограничение на кратность времени работы/простоя одной минуте позволило уменьшить количество режимов для расчета, так как этот параметр стал дискретным, в отличие от, например, давления на приеме, которое может принимать любые значения на заданном интервале поиска решения.

Ряд величин, прямо или косвенно зависящих от давления на приеме, было учтено при построении кривых падения/восстановления давления, с помощью которых осуществляется восстановление динамики работы для выбранных параметров цикла в процессе поиска:

- ограничение на минимальное/максимальное допустимое P_{in} . Построение кривых зависимости давления на приёме от времени производится от верхней границы, в качестве которой принимается такое значение P_{in} , при котором наблюдается режим фонтанирования скважины, до нижней, определяемой из условий поддержания на приёме погружного оборудования подпора, минимально необходимого для предотвращения срыва подачи. В случае, если скважина на заданной частоте выходит на стационарный режим, при котором не достигается минимально допустимое значение подпора, в качестве нижней границы принимается P_{in} , при котором производная P_{in}/dt будет равна 0.;
- загрузка. Во время построения кривых производится отсечка в том случае, когда данный параметр выходит за заданные границы;
- газосодержание на приеме. Отсечка во время построения кривых производится в том случае, когда данный параметр выходит за заданные границы;
- рабочая область ЭЦН. Задание ограничения данного типа осуществляется путём его конвертации в ограничение по P_{in} : при текущем буферном давлении с использованием модели газожидкостного подъёмника определяются $P_{in\ min}$ и $P_{in\ max}$, при которых может быть обеспечена производительность ЭЦН, равная правой и левой границам соответственно. Далее осуществляется сравнение с ограничениями на P_{in} , определяемыми исходя из требований поддержания необходимых величин подпора, и выбираются такие значения ограничений на P_{in} , которые могут обеспечить требования как по допустимой производительности, так и по поддержанию над приёмом насоса необходимого уровня жидкости;
- ограничение на минимальное P_{wf} . Задание ограничения данного типа осуществляется путём его конвертации в ограничение по P_{in} : с использованием модели

газожидкостного подъёмника определяется $P_{in\ min}$, при котором обеспечивается необходимое ограничение на $P_{wf\ min}$.

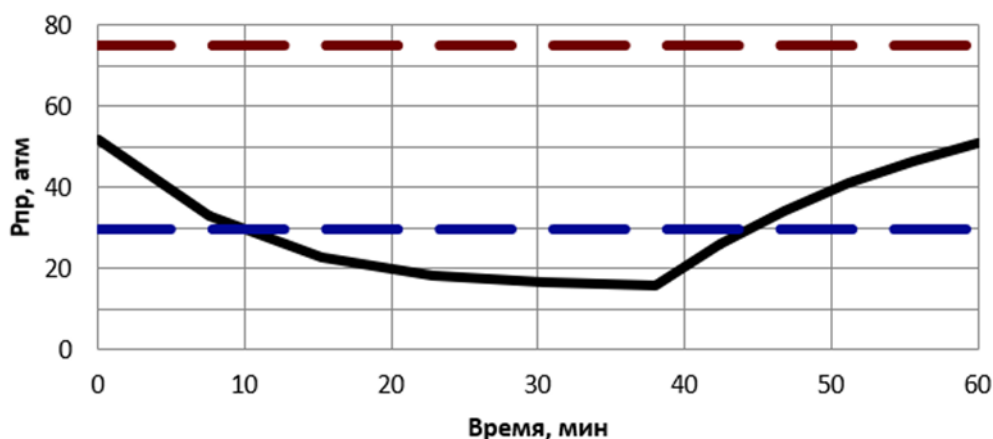


Рисунок 2.13. Пример режима, не соответствующего ограничениям на P_{in}

Интеграцию более специфических ограничений (см. таблицу ниже) произвести также нативно как предыдущие не представляется возможным, поэтому их проверка осуществлялась прямым использованием «if-else statements» для каждого из предполагаемых режимов. Ниже представлены подобные регламентные ограничения:

Таблица 2.1

Список реализованных регламентных ограничений на подбор параметров цикла работы скважины

Название ограничения	Описание ограничения
Ограничение на время работы	Ограничение времени работы по максимальному и минимальному значению
Ограничение на время простоя	Ограничение времени простоя по максимальному и минимальному значению
Ограничение на кратность суммарного времени цикла определённому значению или серии значений	Сумма $T_{раб}$ и $T_{нак}$ должна быть кратна целому числу, либо серии целых чисел (например, 10, 15, 20, 30 или 60 минутам)
Ограничение на максимальную суммарную величину цикла	Суммарная длительность цикла не должна превышать установленное значение
Ограничение на пропорциональность подобранного цикла старому	Подобранные $T_{раб}$ или $T_{нак}$ не превышают $T_{раб}$ или $T_{нак}$ до проведения оптимизации более, чем в заданное число раз

ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Разработка описанных алгоритмов была бы практически невозможной без тесного взаимодействия с производством. Поэтому на всех этапах расчеты велись на реальных данных скважин с различных месторождений для покрытия возможных особенностей и сложностей, связанных со спецификой конкретного региона добычи нефти. Также стоит подробнее осветить этап непосредственной апробации в рамках экспериментального использования разработанного решения на пилотных месторождениях.

Тестирование реализованных алгоритмов происходило путем совместной экспертизы подобранных мероприятий со специалистами с промысла. Так, в начале каждого месяца производился расчет всего фонда для выбранного месторождения, затем после согласования со стороны специалистов добывающих обществ производилась отработка мероприятий в реальных условиях.

Итогом подобного взаимодействия являлось реализация и последующее подтверждение эффектов от произведенных мероприятий (увеличение добычи или сокращение УРЭ).

Во время апробации перед нами стояла задача подготовки моделей скважин, их адаптация и составление списка кандидатов для оптимизации режимов работы. За время тестирования на пилотном месторождении в сумме удалось просчитать несколько тысяч реальных кейсов. Далее представлена репрезентативная выборка результатов оптимизации нескольких скважин.

3.1. Адаптация

Этапу формирования мероприятий всегда предшествовал этап создания и адаптации исходных моделей для последующего расчета на них. Для визуальной оценки результатов на рисунках 3.1 и 3.2 приведены расчетные сааптированные динамики и фактические данные с датчиков телеметрии. На них пунктирными линиями отмечены рассчитанные после применения алгоритма адаптации динамики показателей работы скважины и соответствующие им измерения с датчиков телеметрии.

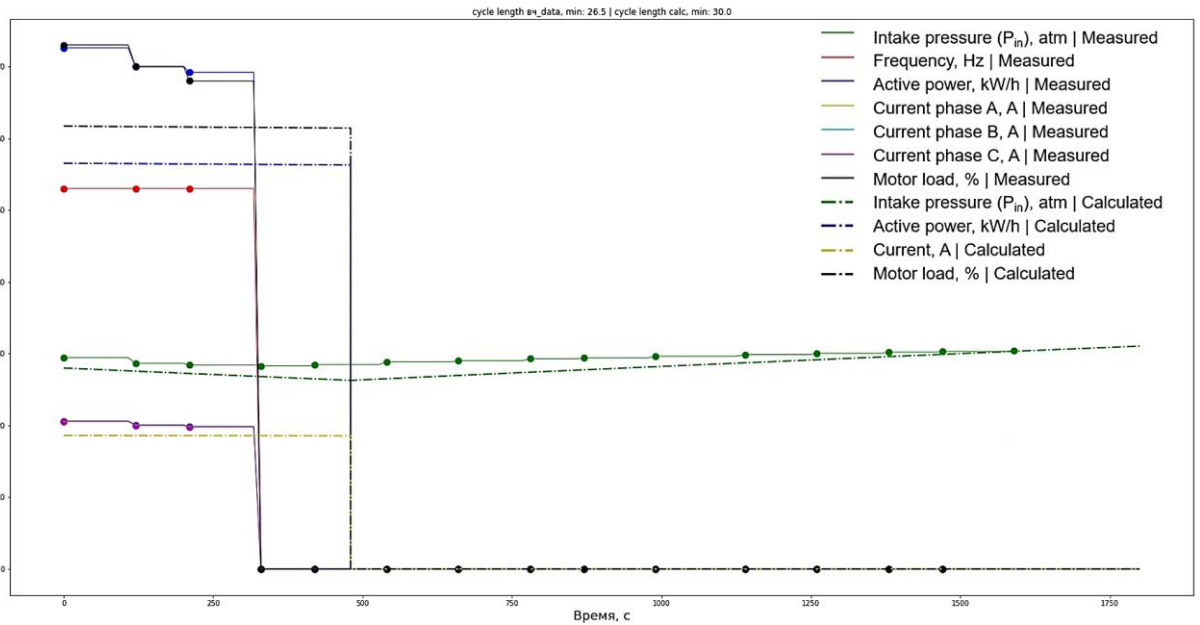


Рисунок 3.1. Пример сравнения адаптированной динамики с фактическими данными (адаптация производилась на средние значения)

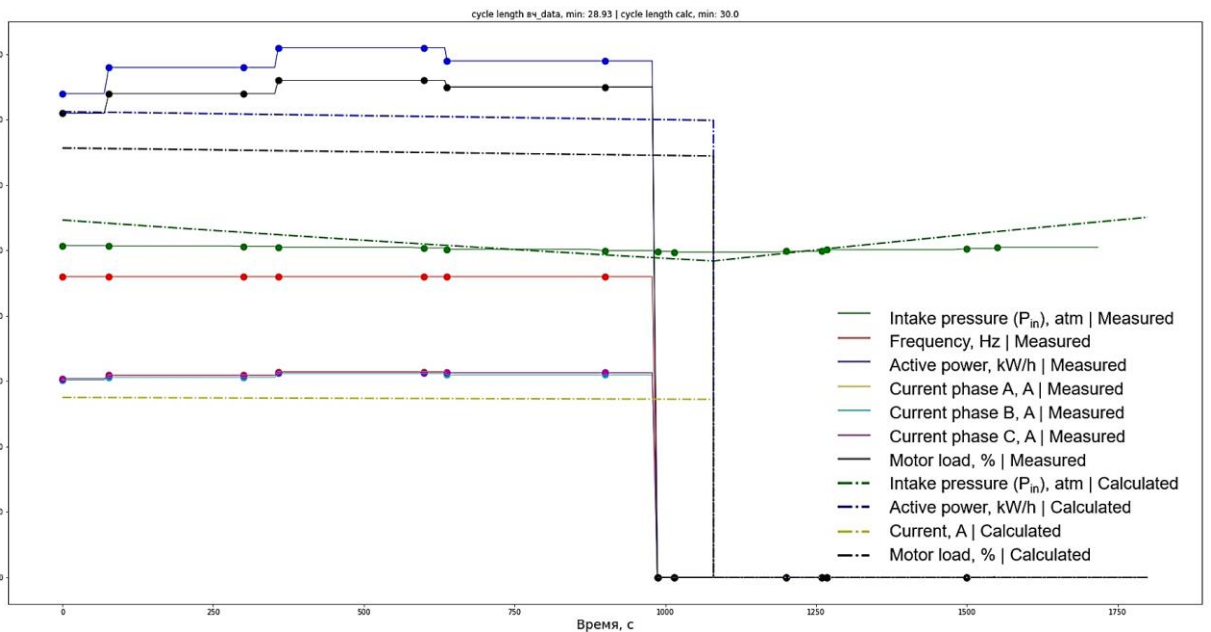


Рисунок 3.2. Пример сравнения адаптированной динамики с фактическими данными (адаптация производилась на среднесуточные значения)

Цикл с фактическими значениями был найден путем анализа временного ряда за последние двое суток на момент совершения расчета на предмет выделения «характерного» цикла работы. Выбор данного промежутка времени был обусловлен необходимостью обеспечить достаточную полноту данных для исследования, так как применение описанных в работе методик невозможно на выборках небольших размеров, а в случае необоснованного роста данных для анализа будет повышаться вероятность появления некорректных результатов. Поэтому было принято остановиться на данных за последние 1–2 дня, так как они, зачастую, показывают наиболее стабильную динамику.

Отметим, что алгоритм показывает удовлетворительные результаты, учитывая то, что на обоих графиках представлены результаты адаптации на среднесуточные показатели, без применения описанных выше методик с использованием измерений с датчиков телеметрии. Этим объясняется незначительная разница в длительностях работы цикла, так как в реальных условиях не всегда получается эксплуатировать скважину с точностью, как указано в регламенте.

В свою очередь, наиболее предпочтительной являлась адаптация непосредственно на измерения с телеметрии, так как в этом случае модель являлась более точной. Как можно видеть на рисунках 3.3 и 3.4, использование модернизированных алгоритмов адаптации позволяет получить практически идентичные фактическим расчетные динамики, по сравнению с вышеописанными примерами адаптации на усредненные значения, без значительного усложнения вычислений, хотя это и требует дополнительного набора исходных данных. Несмотря на очевидные преимущества одного сценария корректировки модели на другом, использовать только адаптацию на телеметрию не всегда представляется возможным, поэтому переключение алгоритма производится автоматически на основе поданного набора данных и их качества.

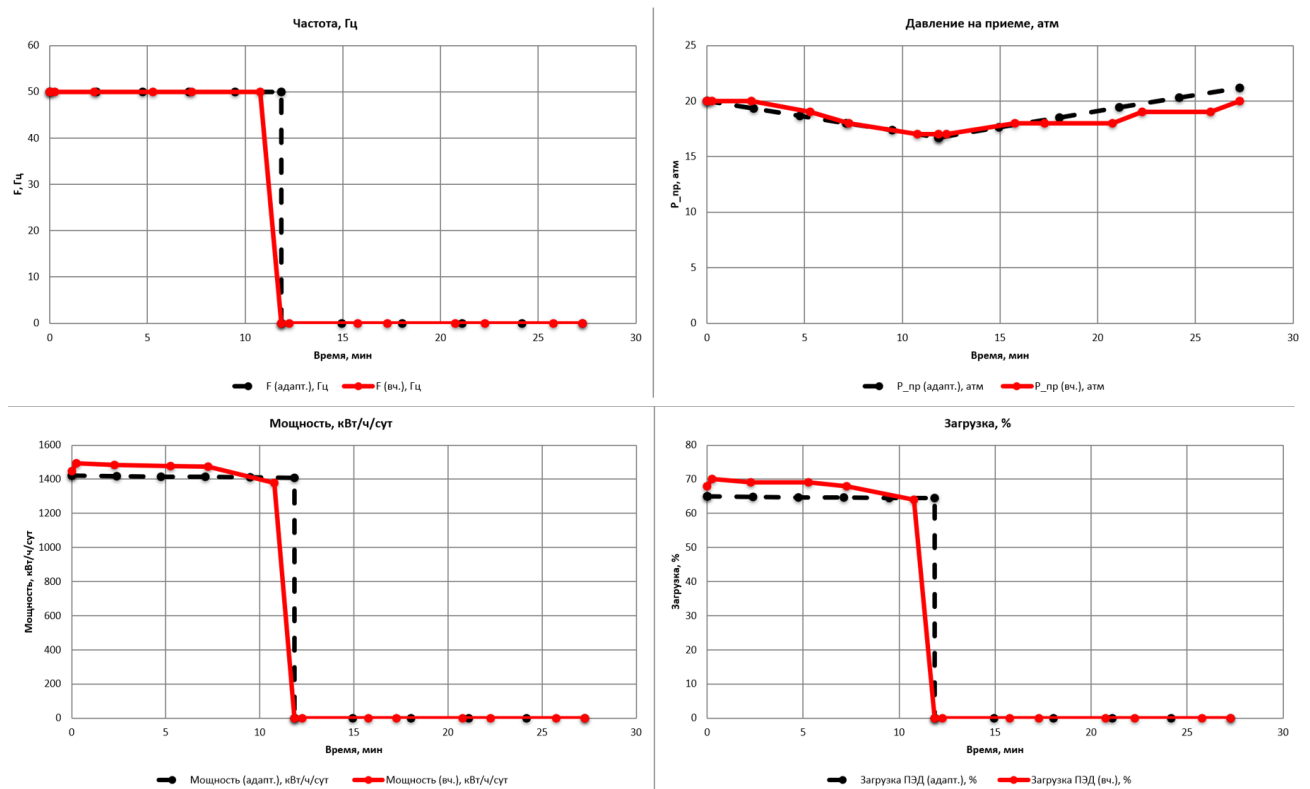


Рисунок 3.3. Пример сравнения адаптированной динамики с фактическими данными (адаптация производилась на измерения с телеметрии)

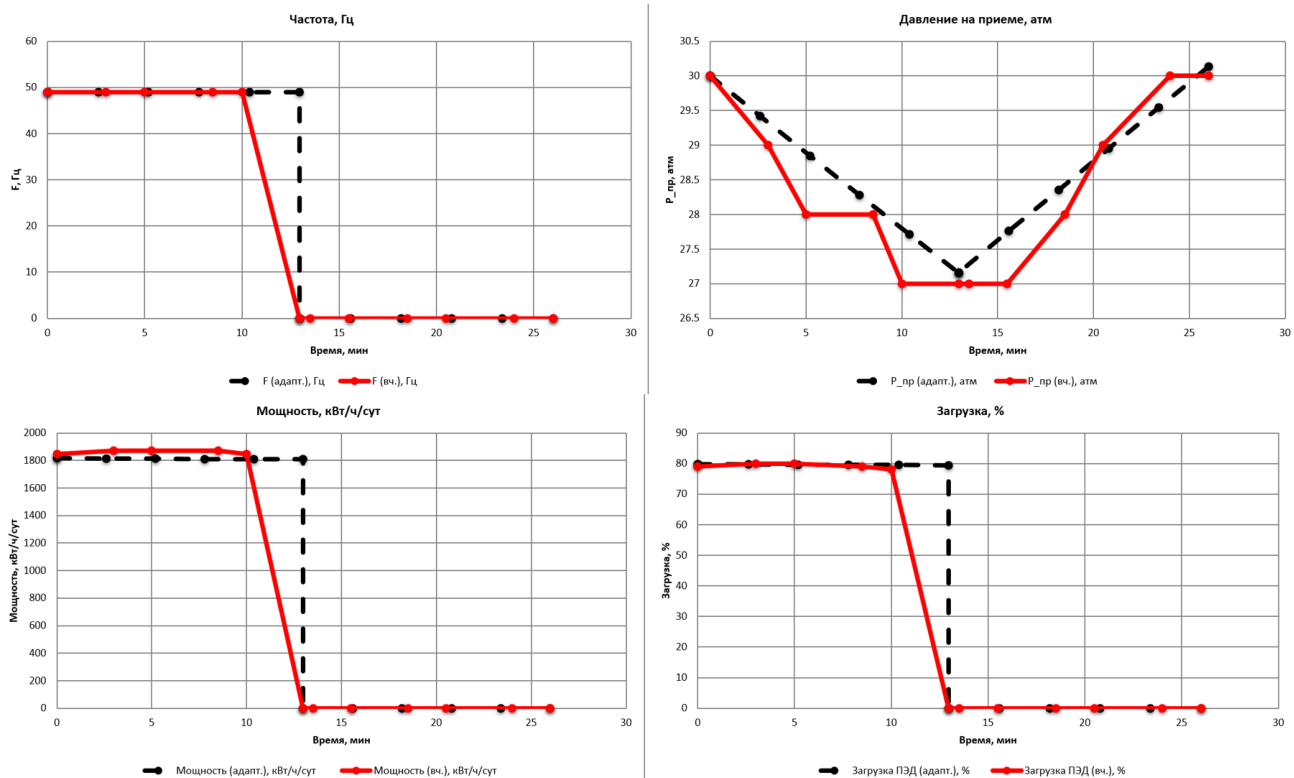


Рисунок 3.4. Пример сравнения адаптированной динамики с фактическими данными (адаптация производилась на измерения с телеметрии)

Также для оценки общего характера получаемых результатов приведена таблица П.А.1 с количественными показателями адаптации. Из данных можно сделать вывод, что в среднем после применения разработанных алгоритмов на выходе получается модель, довольно точно отражающая реальную работу скважин.

3.2. Оптимизация

После завершения процессов создания и адаптации моделей скважин проводится этап подбора мероприятий с помощью описанных алгоритмов оптимизации. Рассмотрим результаты оптимизации для уже знакомой выборки скважин, адаптация которых представлена в таблице П.А.1.

Пример сводки суммарных эффектов, полученных в ходе оптимизации, представлен на рисунке 29: ожидаемый от проведения мероприятий прирост по добыче нефти составляет ~ 25%, ожидаемое сокращение УРЭ – ~ 30%.

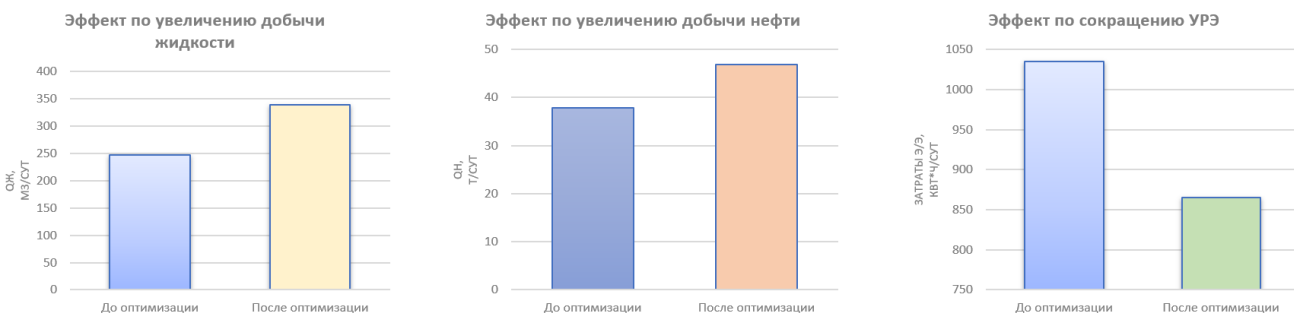


Рисунок 3.5. Визуализация эффектов от мероприятий в рамках одного месторождения

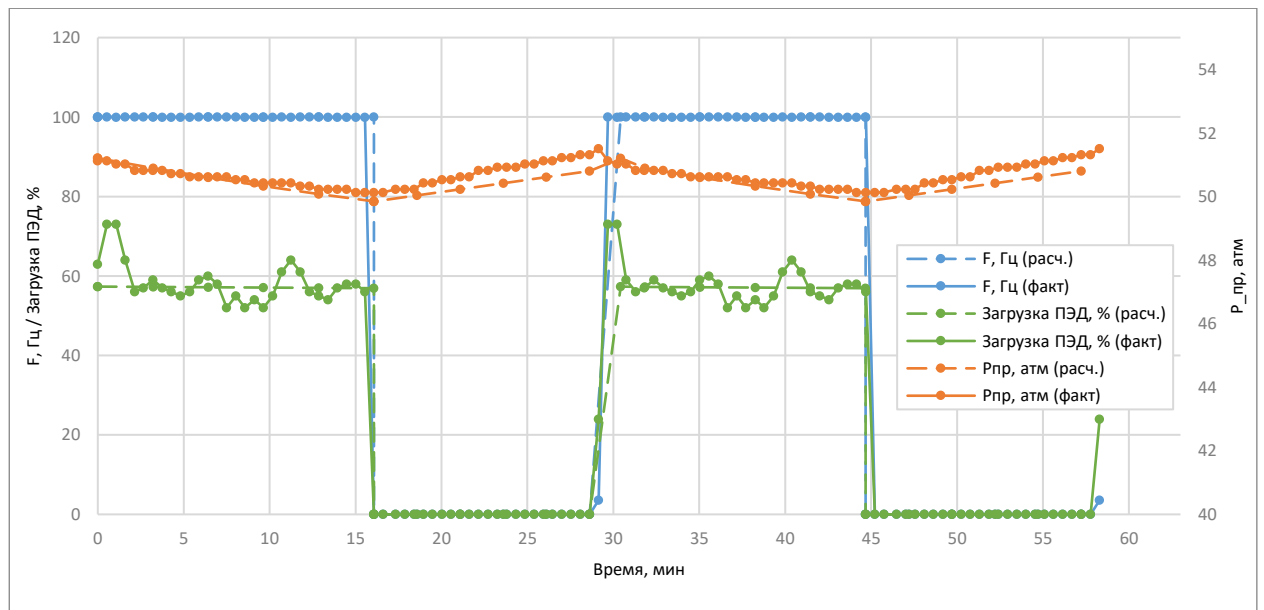
При подборе мероприятий для данной выборки, кроме геологических, были учтены следующие ограничения: суммарное время полного цикла не должно превышать 120 минут и быть кратно 10, 15, 20, 30 или 60 минутам; минимальное время работы должно быть не меньше 3 минут для компенсации времени на включение/выключение ЭЦН; подбор частот должен производиться в интервале ± 3 Гц от частоты до проведения оптимизации для минимизации рисков, связанных со значительным изменением режима; время работы/накопления должно быть кратно 1 минуте. Конечно, указанные выше ограничения оказали значительное влияние на процесс подбора мероприятий, существенно сокращая количество подходящих режимов. Именно поэтому не для всех скважин из приложения П.А.1 удалось найти более прибыльные режимы.

Таблица 3.1

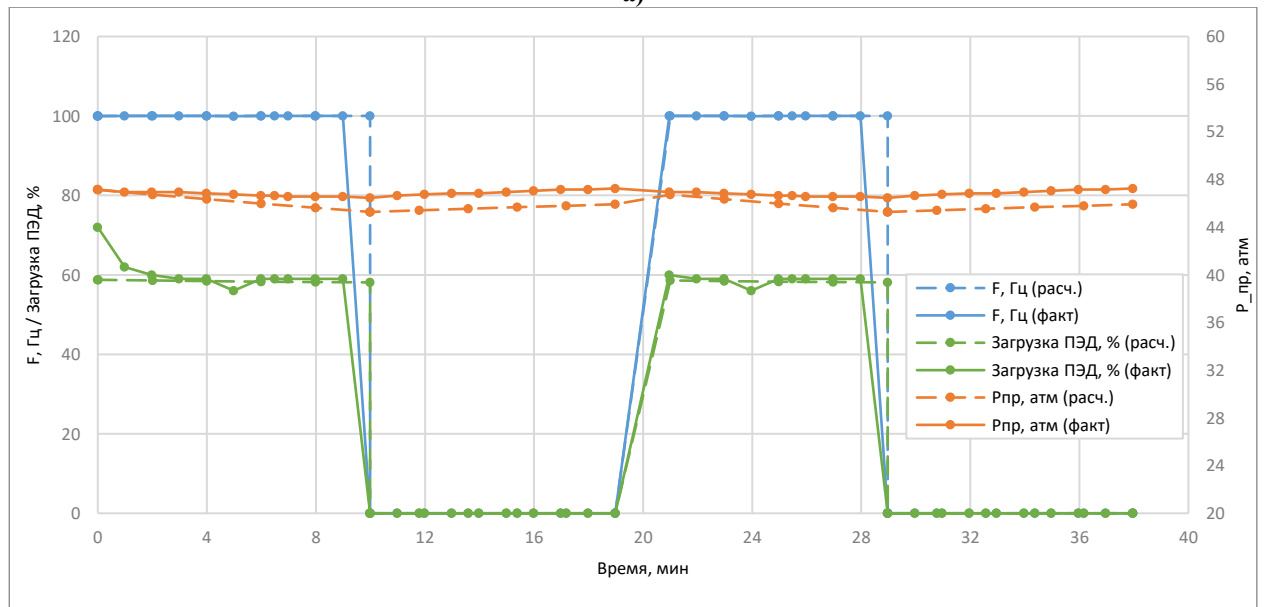
Найденные режимы на увеличение добычи для скважин из таблицы П.А.1

Номер скважины	Расчёт оптимального режима на модели							Эффект		
	Граб, Гц	Траб, мин	Тнак, мин	Qж, м3/сут	Qн, т/сут	Рпр, атм	Затраты э/э, кВт*ч/сут	Эк. прирост, руб/сут	Прирост по добыче нефти, т/сут	Разница потребления э/э, кВт/ч/сут
1	47	16	64	18	4,7	41,3	230	5700	0,5	5
2	47	62	28	69	10,4	21,7	912	7000	0,7	-12
3	50,6	11	49	13	7,1	44,9	405	6900	0,8	-41
4	50,8	5	15	18	5,6	66,5	121	20200	3	56

Ниже представлен пример динамик параметров садаптированной модели (верхний ряд) в сравнении с измерениями телеметрии и подобранный оптимальный для нее режим работы, который также был сравнен с фактическими значениями, полученными, после реализации предложенного мероприятия.



а)



б)

Рисунок 3.6. Сравнение динамик параметров скважины на текущем режиме (а) и после оптимизации (б) в сравнении с фактическими измерениями датчиков телеметрии

Эффект от проведенного мероприятия приведен в следующей таблице:

Таблица 3.2

Эффект от оптимизации скважины

Величина \ Режим	$F_{\text{раб}}, \text{Гц}$	$T_{\text{раб}}, \text{МИН}$	$T_{\text{нак}}, \text{МИН}$	$Q_{\text{ж}}, \text{м}^3/\text{СУТ}$	$Q_{\text{ж}} (\text{ФАКТ}), \text{м}^3/\text{СУТ}$	$Q_{\text{н}}, \text{т/СУТ}$	$Q_{\text{н}} (\text{ФАКТ}), \text{т/СУТ}$
ДО (сверху)	100	16	13	18	20.54	3.5	4.1
ПОСЛЕ (снизу)	100	10 (-6)	9 (-4)	27 (+9)	25 (+4.5)	5.5 (+2)	5.1 (+1)

На рисунке П.Б.1 представлены также результаты сравнения прогнозных динамик и фактических, которые были получены после реализации подобранного мероприятия по одновременной оптимизации F , $T_{\text{раб}}$ и $T_{\text{нак}}$.

Описанная математическая модель в совокупности с разработанными оптимизационными алгоритмами по результатам апробации показала удовлетворительные результаты в рамках решения задачи подбора оптимизационных мероприятий для скважин, работающих в ПКВ (АПВ) режиме. Необходимо отметить, что все вышеописанные расчеты производились без учета влияния на добычу процессов, происходящих в нефтесборной сети. Механизмы интеграции разработанной модели скважины, эксплуатирующейся в периодическом режиме, с моделью коллектора являются предметом дальнейшего изучения и будут описаны в последующих работах.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана физико-математическая модель, описывающая скважину, работающую в периодическом режиме эксплуатации, и позволяющая прогнозировать характеризующие её работу динамику, характер и степень изменения термобарических, физико-химических и электротехнических параметров:

- a. разработанная модель индифферентна относительно алгоритмов расчёта отдельных гидравлических элементов, что позволяет использовать её в сочетании с традиционными подходами физико-математического моделирования, описанными в открытых литературных источниках и реализованными в широком спектре программных продуктов, находящихся в т. ч. в открытом доступе.
- b. разработанная модель на широкой выборке тестов демонстрирует удовлетворительную сходимость с результатами расчётов, полученными с использованием коммерческих программных продуктов, предназначенных для решения задач моделирования многофазных неустановившихся течений в скважинах, и корректно описывает ключевой для принятия оптимизационных решений спектр физических явлений, наблюдающийся на скважинах, эксплуатирующихся в периодическом режиме работы в т. ч. на коротких (~5 минут) циклах.
- c. объём исходных данных, необходимых для создания и адаптации разработанной модели, не выходит за рамки стандартного перечня информации о механизированном фонде, ведущегося промышленными службами добывающих обществ.
- d. вычислительная сложность расчётов, производимых с использованием разработанной модели, кратно ниже демонстрируемой коммерческими продуктами, предназначенными для решения задач моделирования многофазных неустановившихся течений в скважинах.

Представлены алгоритмы автоматизации процессов создания и адаптации физико-математической модели скважины, работающей в периодическом режиме эксплуатации:

- a. разработанные алгоритмы поддерживают возможность варьирования адаптационных коэффициентов для обеспечения сходимости расчётных показателей работы скважины с фактическими при использовании как среднесуточных, так и высокочастотных данных.
- b. реализованы алгоритмы автоматизированной верификации адаптированной модели путём анализа сходимости расчётных значений динамик гидравлических и электротехнических показателей работы скважины с фактическими внутрисуточными данными, получаемыми с телеметрических систем.

Разработаны автоматизированные алгоритмы оптимизации технологических режимов работы ПКВ, АПВ и ЧЧ скважин с использованием представленной физико-математической модели:

- a. разработанные алгоритмы условной оптимизации позволяют решать задачи максимизации FCF / дебита нефти скважины путём варьирования следующих управляющих воздействий: частота во время цикла 1, частота во время цикла 2 (равняется нулю для режимов ПКВ и АПВ), длительность цикла 1 (цикл работы для режимов ПКВ и АПВ), длительность цикла 2 (цикл накопления для режимов ПКВ и АПВ).
- b. разработанные алгоритмы условной оптимизации поддерживают возможность задания ограничений как непосредственно на варьируемые управляющие воздействия (частоты и длительности интервалов цикла), так и на допустимые технологические показатели работы скважины по результатам оптимизации.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Бураков И.М. Интегрированное гидродинамическое моделирование системы скважина-пласт / И.М. Бураков [и др.] // Научно-технический вестник ОАО «НК «Рос-нефть». – 2009. – №. 6. – С. 15-17.
2. 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. – <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-4-92-96>
3. Топольников А.С. Обоснование применения квазистационарной модели при описании периодического режима работы скважины // Тр. ин-та / Институт механики им. Р.Р. Мавлетова Уфимского научного центра РАН. – 2017. – Т. 12. – № 1. – С. 15-26.
4. Юдин Е.В. Новые подходы к управлению потенциалом добычи скважин механизированного фонда / Е.В. Юдин, Р.А. Хабибуллин, Н.А. Смирнов [и др.] // Нефтяное хозяйство. – 2021. – № 6. – С. 67-73. - <https://doi.org/10.24887/0028-2448-2021-6-67-73>
5. Abifadel, Nassim Riyad, 1988. Application of Powell's conjugate direction method to slope stability analysis. The University of Arizona
6. Ansari A.M. A Comprehensive Mechanistic Model for Upward Two-Phase Flow in Wellbores / A.M. Ansari, N.D. Sylvester, C. Sarica [et al.] // SPE-20630-PA. – 1994. – <https://doi.org/10.2118/20630-PA>.
7. Bratland O. Pipe flow 1: single-phase flow assurance. Chapter. – 2009. – 2. – P. 21-92.
8. Brill J.P., Mukherjee H. Multiphase Flow in Wells. First Printing, Henry L. Doherty Memorial Fund of AIME, Society of Petroleum Engineers Inc., Richardson, Texas, 1999. - 156 p.
9. Gray H.E. Vertical Flow Correlation in Gas Wells, User's Manual for API 14B Surface Controlled Subsurface Safety Valve Sizing Computer Program, 2nd Edition, (Appendix B), American Petroleum Institute, Dallas, TX. – 1978.
10. Hagedorn A.R., Kermit E.B. Experimental Study of Pressure Gradients Occurring During Continuous Two-Phase Flow in Small-Diameter Vertical Conduits // J Pet Technol. – 1965. – V. 17. – P. 475–484. doi: <https://doi.org/10.2118/940-PA>
11. Haghighi, A. D. 2014. Numerical optimization: understanding L-BFGS. URL: <http://aria42.com/blog/2014/12/understanding-lbfgs>.
12. Müller M. Dynamic time warping // Information retrieval for music and motion. – 2007. – P. 69-84. – https://doi.org/10.1007/978-3-540-74048-3_4

13. Park, Hae-Sang; Jun, Chi-Hyuck. 2009. A simple and fast algorithm for K-medoids clustering. *Expert Systems with Applications*. 36 (2): 3336–3341. <https://doi:10.1016/j.eswa.2008.01.039>
14. Stephen G. Nash. 2000. A survey of truncated-Newton methods, *Journal of Computational and Applied Mathematics*, Volume 124, Issues 1–2, Pages 45-59, ISSN 0377-0427, [https://doi.org/10.1016/S0377-0427\(00\)00426-X](https://doi.org/10.1016/S0377-0427(00)00426-X).
15. Uppada, Santosh Kumar. 2014. Centroid based clustering algorithms — A clarion study. *International Journal of Computer Science and Information Technologies* 5.6: 7309-7313
16. Yudin E. Modeling and Optimization of ESP Wells Operating in Intermittent Mode / E. Yudin, G. Piotrovskiy, N. Smirnov [et al.] // SPE-212116-MS. - 2022. - DOI: <https://doi.org/10.2118/212116-MS>
17. Yudin E. New Applications of Transient Multiphase Flow Models in Wells and Pipelines for Production Management / E. Yudin, R. Khabibullin, N. Smirnov [et al.] // SPE-201884 – RU. - 2020. - DOI: 10.2118/201884-RU

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Таблица П.А.1

Результаты адаптации скважин

Номер скважины	Фактический ТР (среднесуточные значения)						Расчёт на модели на факт. ТР						Отклонение модели от факта на фактическом режиме						
	Г _{раб} , Гц	Т _{раб} , мин	Т _{нак} , мин	Q _ж , м3/сут	Q _н , т/сут	Р _{пр} , атм	Г _{раб} , Гц	Т _{раб} , мин	Т _{нак} , мин	Q _ж , м3/сут	Q _н , т/сут	Р _{пр} , атм	Q _ж , %	Р _{пр} , %	Расхождение крайних точек цикла, атм.	Отклонение мощности на трансформаторе, %	Отклонение мощности на насосе, %	Отклонение напряжения на отпайке, %	Отклонение силы тока, %
1	50	5	25	16	4,1	21	50	5	25	16	4,1	20,5	-1,1	-1,5	1,8534	0	2,1	0	0
2	50	17	13	65	9,8	19,2	50	17	13	65	9,7	17,5	-1,1	-8,3	1,7456	0	2,6	0	0
3	50	13	17	24	2,1	20,2	50	13	17	24	2,1	19,4	-1,3	-3,1	0,835	0	2	0	0
4	50	14	16	32	5	24	50	14	16	32	5	22,8	-1,1	-4,3	0,6684	0	8,1	0	0
5	50	6	24	32	5,7	32,9	50	6	24	32	5,6	31,6	-1,8	-3,4	1,8174	0	0,6	0	0
6	50	7	23	13	6,9	41	50	7	23	12	6,3	41,4	-4,4	1,4	1,0873	0	2,1	0	0
7	48	5	25	10	3,2	75	48	5	25	8	2,6	75	-5	0,6	1,5685	0	2,8	0	0

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

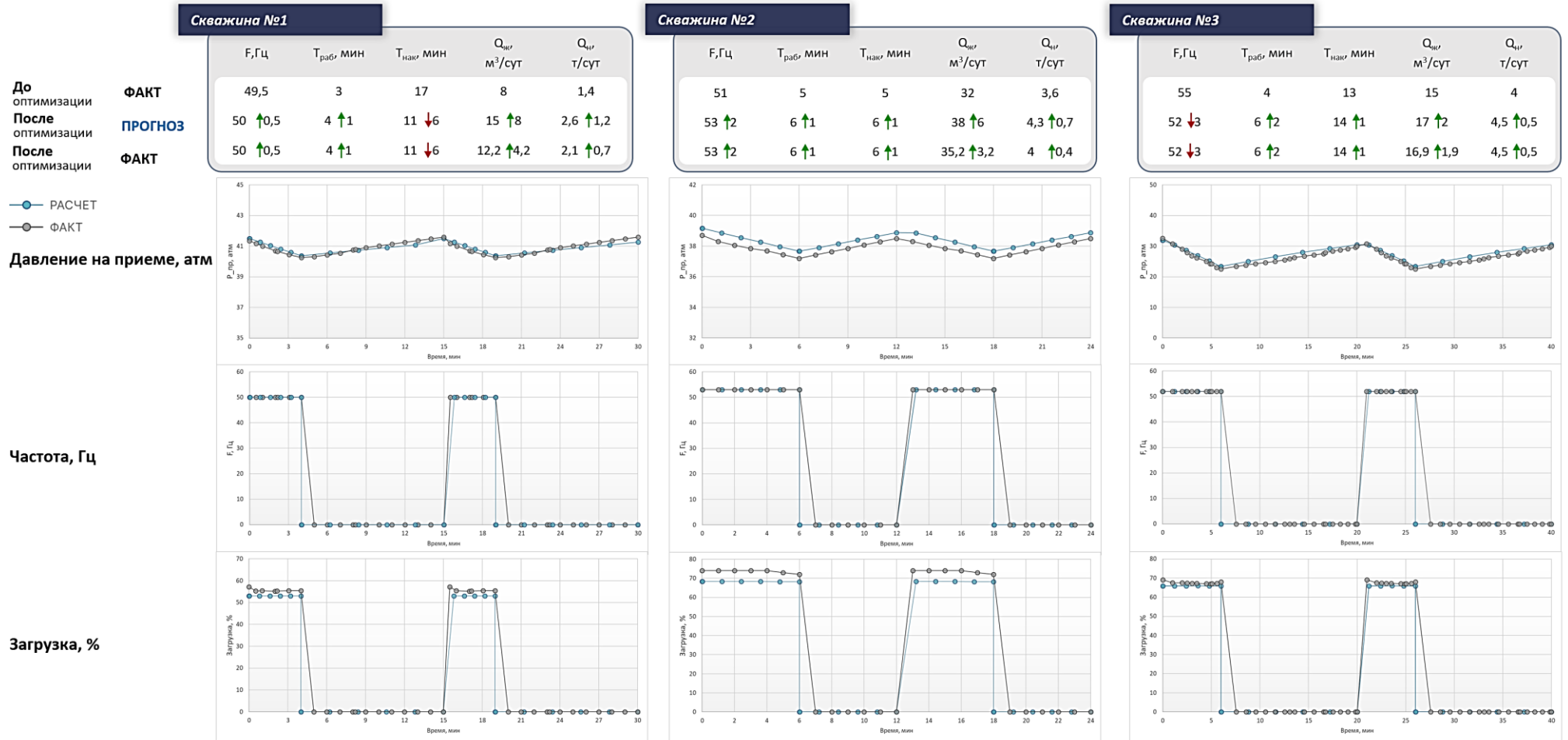


Рисунок П.Б.1. Сравнение прогнозных и фактических динамик скважин после реализации подобранных в процессе оптимизации мероприятий