

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

«___» _____ 2024 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА
МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ
МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ И
ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ
СКВАЖИН ОСЛОЖНЕННОГО УЭЦН ФОНДА**

по направлению 01.04.03 Механика и математическое моделирование

Профиль 01.04.03_04 Математическое моделирование процессов

нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр 5040103/20401

К.А. Поправко

Научный руководитель

доцент ВШТМ и МФ, к.ф.-м.н.

Е.В. Юдин

Консультанты

главный специалист

ведущий специалист по разработке

Н.А. Смирнов

М.А. Петрушин

Санкт-Петербург

2024

**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 Поправко Константин Александрович, гр. 5040103/20401

1. Тема работы: Моделирование нестационарных процессов и оптимизация режимов работы механизированных скважин осложненного УЭЦН фонда
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 30.05.2024
3. Исходные данные по работе: Технологические режимы работы добывающих скважин, оборудованных УЭЦН с обратным клапаном, данные телемеханики скважин, физико-химические характеристики флюидов, соответствующая научно-техническая литература, касающаяся исследования, проектирования и эксплуатации электроцентробежных насосов, научные диссертации и статьи, относящиеся к теме исследования.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): Разработка методики, описывающей работу скважины, оснащенной УЭЦН с обратным клапаном, функционирующей в периодическом режиме эксплуатации для многофазного флюида; проведение сравнительного анализа полученных результатов с результатами, полученными при использовании коммерческого программного обеспечения; разработка алгоритмов автоматизированного создания и адаптации моделей; разработка алгоритмов автоматизированного поиска оптимальных режимов работы механизированных скважин осложненного УЭЦН фонда; результаты апробации разработанных методик и алгоритмов на пилотных месторождениях.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): не предусмотрено
6. Консультанты по работе: Смирнов Никита Андреевич, главный специалист, ООО «Газпромнефть НТЦ»; Петрушин Михаил Александрович, ведущий специалист по разработке, ООО «Газпромнефть – ЦР»
7. Дата выдачи задания 26.02.2024

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

Задание принял к исполнению 26.02.2024

Студент _____ Поправко К.А.

РЕФЕРАТ

На 54 с., 24 рисунка, 4 таблицы, 1 приложение

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: ФИЗИКО-МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СКВАЖИНЫ, РАЗРАБОТКА СКВАЖИН МЕХАНИЗИРОВАННОГО УЭЦН ФОНДА, ПЕРИОДИЧЕСКИЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ, РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМОВ ПОИСКА ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ МЕХАНИЗИРОВАННЫХ СКВАЖИН.

Тема выпускной квалификационной работы: «Моделирование нестационарных процессов и оптимизация режимов работы механизированных скважин осложненного УЭЦН фонда».

Данная работа посвящена разработке и описанию физико-математической модели скважины оборудованной УЭЦН с обратным клапаном, работающей в периодическом режиме эксплуатации, позволяющей рассчитывать показатели ее работы на различных режимах, что в совокупности с разработанными алгоритмами адаптации и оптимизации технологических режимов позволяет моделировать мероприятия и формировать новые технологические режимы направленные на увеличение прибыли.

ABSTRACT

54 pages, 24 pictures, 4 tables, 1 appendix

KEYWORDS: PHYSICAL AND MATHEMATICAL MODEL OF A WELL, DEVELOPMENT OF MECHANISED WELLS, PERIODIC OPERATION MODE, DEVELOPMENT OF ALGORITHMS FOR SEARCHING OPTIMAL OPERATION MODES OF MECHANISED WELLS

The subject of graduate qualification work is: 'Modelling of non-stationary processes and optimization of operating modes of mechanized wells complicated by ESP assembly'.

This work is devoted to the development and description of the physical and mathematical model of the well equipped with ESP with a check valve, operating in a periodic mode of operation, allowing to calculate the performance of its work in different modes, which together with the developed algorithms for adaptation and optimization of technological modes allows to simulate measures and form new technological modes aimed at increasing profits.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. МОДЕЛЬ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ	8
1.1. Модель периодической скважины.....	8
1.1.1. Поток в эксплуатационной колонне	10
1.1.2. Поток в насосно-компрессорных трубах.....	11
1.1.3. Поток в затрубном пространстве	11
1.1.4. Расчет потоков в ЭК и НКТ	15
1.1.5. Расчет потока через обратный клапан	16
1.1.6. Расчет динамики давления на приеме	23
1.2. Результаты сравнения модели с эталонными решениями	24
1.2.1. Вывод скважины на стационарный режим	25
1.2.2. Циклы включения/отключения насоса	29
ГЛАВА 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ.....	38
2.1. Адаптация модели	38
2.2. Подбор оптимального режима.....	42
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ	48
3.1. Результаты адаптации модели	48
3.2. Результаты оптимизации модели	50
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	53
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	55
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	57

ВВЕДЕНИЕ

Современная нефтяная промышленность широко использует методы управления добычей, основанные на сложном моделировании системы «пласт-скважина-нефтеоборудование». Эти методы требуют специализированных моделей для различных аспектов работы наземного оборудования, скважин и пласта. Как правило, для моделирования скважин и трубопроводных сетей используются стационарные модели, которые предполагают, что течение газожидкостной смеси в скважине стационарно, а переходные процессы перераспределения давления и фаз не учитываются. Это позволяет упростить расчеты распределения давления традиционными методами.

Использование стационарных методов очень распространено благодаря своей эффективности при моделировании, когда переходные процессы в скважине кратковременны по сравнению с нестационарными процессами в пласте. Но в настоящее время значительное количество механизированных скважин на отечественных месторождениях работает в периодических режимах эксплуатации, подразумевающими под собой периодическое включение/выключение ЭЦН. Так, более половины скважин компании "Газпром нефть" эксплуатируются в режиме ПКВ. Использование периодических режима актуально из-за низкой продуктивности пластов Западно-Сибирских месторождений, причиной которой является их сложное геологическое строение, и эффективности с точки зрения экономии электроэнергии: более мощные насосы обеспечивают более высокий КПД и снижают затраты электроэнергии на добычу нефти.

Несмотря на свою эффективность, стационарные методы имеют свои ограничения. Неучет переходных процессов может привести к неточностям при моделировании сложных условий эксплуатации скважин, особенно при изменении режимов работы и внешних факторов [8]. Поэтому актуальной задачей становится разработка более точных и адаптивных моделей, которые позволили бы повысить точность и надежность прогнозов. Использование

методов моделирования ПДФ скважин не подходит для моделирования периодического режима, так как не учитывают специфику периодической работы насоса. А программные пакеты коммерческой направленности, которые способны моделировать нестационарный многофазный поток, сложны для применения: они требуют значительных ресурсов для расчета и настройки, а также глубоких знаний в области гидродинамики и термодинамики.

Целью данного исследования является разработка решения, позволяющего эффективно корректно моделировать работу периодической УЭЦН скважины, и при этом принимающее минимальное количество исходных. Которое в последующем разделе будет рассматриваться как модель для множественных расчетов в рамках задачи оптимизации технологических режимов работы периодических скважин.

Для достижения поставленной цели рассматриваются следующие задачи:

1. Разработка физико-математической модели скважины периодического действия и проверка ее корректности путем сравнения с эталонными решениями коммерческих программ.
2. Создание адаптационного алгоритма модели скважины на фактические эксплуатационные данные позволяющего воссоздать цифровой двойник скважины для последующей оптимизации ее работы.
3. Создание оптимизационного алгоритма, позволяющего рассчитывать оптимальные режимы работы скважины, формирую мероприятия по увеличению экономического прироста в рамках технологических и эксплуатационных индивидуальных ограничений.
4. Оценка качества работы алгоритмов подбора оптимизационных мероприятий на части периодических УЭЦН скважин одного из месторождений Западной Сибири.

В отличие от многих исследований, посвященных моделированию нестационарного потока жидкости в стволе скважины [1, 3, 9], данная работа направлена на разработку модели, позволяющей автоматизировать

оптимизацию массового расхода периодически работающих скважин в суточном интервале. Особое внимание уделено адаптации и оптимизации частоты, и времени работы/остановки насоса для АПВ/ПКВ скважин, оборудованных обратным клапаном.

ГЛАВА 1. МОДЕЛЬ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ СКВАЖИНЫ

1.1. Модель периодической скважины

Моделирование периодической скважины разделяется на три системы: моделирование потока в НКТ, моделирование потока в затрубном пространстве (Между НКТ и обсадной колонной), моделирование потока в области дренирования (ЭК и пласт). Граничные условия, описывающие переток жидкости между вышеуказанными элементами, позволяют определить процессы массообмена между пространствами скважины.

После анализа исследований [2, 7], был сделан вывод об использовании квазистационарной модели для моделирования неустановившихся процессов движения флюида в скважине. Это приближение позволяет упростить расчеты, рассматривая нестационарные процессы как последовательность стационарных состояний. Такой подход обеспечивает необходимую точность и одновременно снижает вычислительные затраты, делая модель более практичной для применения в условиях периодической эксплуатации скважин.

Моделирование периодической УЭЦН скважины состоит из построения взаимосвязанной системы, объединяющей в себя все элементы компоновки скважины (рис. 1.1.): наземное электротехническое оборудование (трансформатор, станция управления), устьевое оборудование (УА, манометры, штуцер), компоновку насосно-компрессорных труб, обратный клапан, кабельная линия, соединяющая наземное электротехническое оборудование и двигатель, электроцентробежный насос, приемный модуль, газосепаратор, погружной электродвигатель.

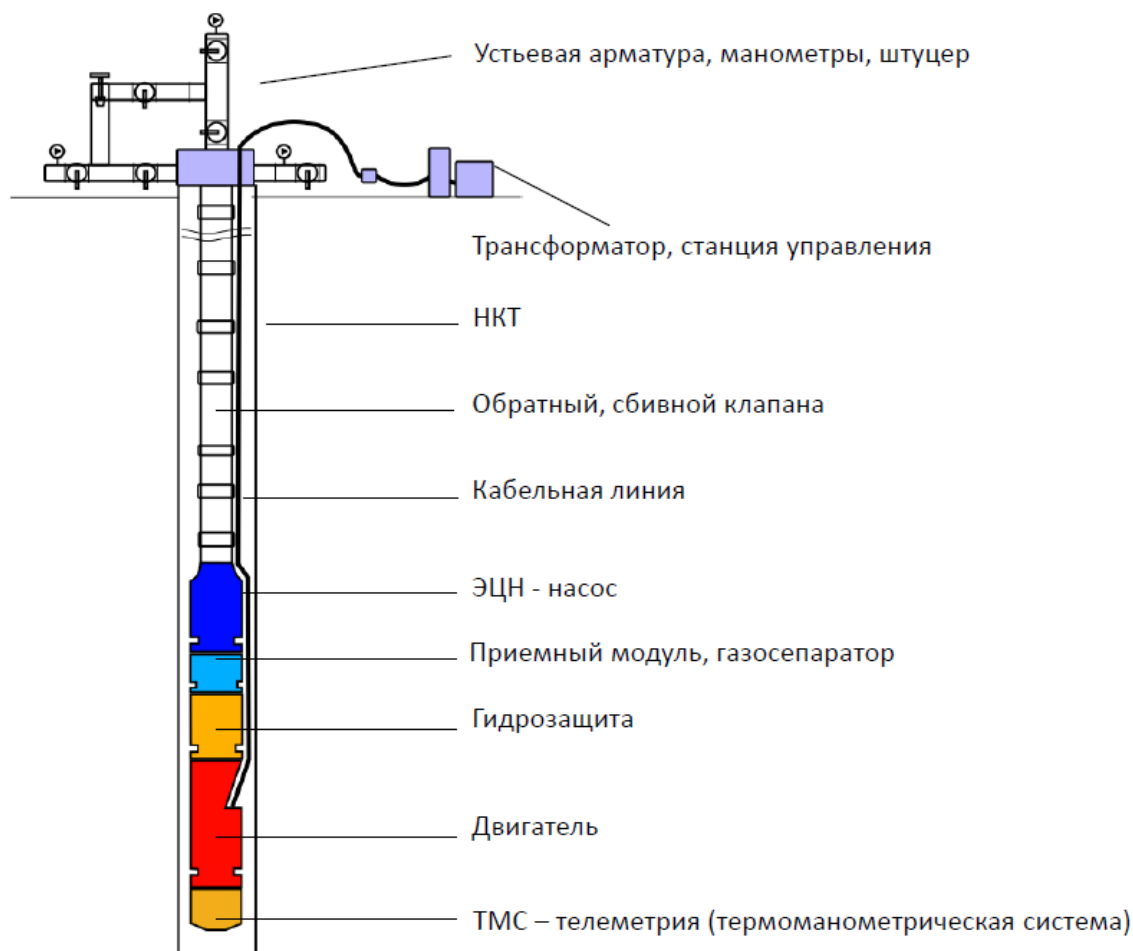


Рис. 1.1. Конструкция периодической скважины, оборудованной УЭЦН

Разработанная модель позволяет рассчитывать режимы работы скважины, моделировать переход с одного режима на другой (в случае достижения установившегося режима на первом), моделировать запуск скважины, моделировать остановку скважины, рассчитывая течение жидкости через обратный клапан.

Моделирование смены режима на другой осуществляется путем изменения значений управляющих воздействий: буферного давления, частоты тока на станции управления.

Для инициализации модели скважины достаточно использовать стандартный перечень информации о скважине на промысле: конструкция скважины (инклинометрия, оборудование), компоновка УЭЦН (состав, технические характеристики ЭЦН и его частей), показатели работы наземного

электротехнического оборудования, характеристики и свойства пласта и добываемого флюида, затрубное, линейное давление, давление на приёме ЭЦН.

Первой и главной задачей для построения динамик показателей работы скважины является определение динамики давления на приеме (остальные показатели прямо или косвенно зависят от давления на приеме). Определение давления на приеме осуществилось путем разложения его в ряд Тейлора по времени (1.1), после чего рассчитывалось с помощью итеративной схемы, включающей в себя расчет производных давления на приеме по времени.

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

В текущей модели было принято решение отказаться от использования второй и последующих производных, позволяющих улучшить сходимость модели (особенно на коротких циклах), по причине достижения удовлетворительной сходимости в рамках массового тестирования разработанной модели.

Пусть $Q_{f casing}(P_{in}, T_{in})$ – дебит жидкости из ЭК, $Q_{f tubing}(P_{in}, T_{in})$ – дебит жидкости в НКТ, $Q_{f ann}(P_{in}, T_{in})$ – дебит жидкости в затрубном пространстве, при P_{in}, T_{in} (давление и температура на приеме насоса).

Тогда баланс потоком флюида в условиях приема:

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

Теперь перейдем к дебитам в стандартных условиях.

1.1.1. Поток в эксплуатационной колонне

Перепишем дебит из ЭК через отдельные фазы: потоки воды, нефти и газа и их PVT свойства:

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

где $D_{casing}(P_{in}, T_{in}) = [wc * B_w(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * B_o(P_{in}, T_{in}) + (1 - wc) * (R_{p casing} - R_{s casing}(P_{in}, T_{in})) * B_g(P_{in}, T_{in})]$ – коэффициент для перехода дебита флюида к условиям давления на приеме в ЭК, wc – обводненность, B_w, B_o, B_g – объемные коэффициенты воды, нефти и газа, соответственно, $R_{p casing}$ – газовый фактор скважины, $R_{s casing}$ – газосодержание флюида.

1.1.2. Поток в насосно-компрессорных трубах

Перепишем дебит в НКТ через отдельные фазы: потоки воды, нефти и газа и их PVT свойства:

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

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

1.1.3. Поток в затрубном пространстве

Перепишем дебит в затрубном пространстве через отдельные фазы: потоки воды, нефти и газа и их PVT свойства:

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

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

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

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

Рассмотрим дебит в затрубье через среднеинтегральные значения. С учетом выражений (1.5) и (1.6–1.7) получим:

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

Изменение динамического уровня жидкости прямо влияет на величину потока в затрубье:

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

где S_{ann} – приведенная площадь поперечного сечения затрубного пространства между НКТ и обсадной колонной.

Отсюда получим производную динамического уровня по времени:

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

Далее найдем зависимость производной динамического уровня от давления на приеме. Для этого расписывается из чего складывается давление на приеме в затрубном пространстве:

Из выражения для давления на приеме (1.11) через гидростатическое давление в НКТ и затрубье выразим разницу давления на приеме и в затрубном пространстве (1.12):

$$P_{in} = P_{dyn} + \rho_{l\ ann\ av} * g * (H_{in} - H_{dyn}) =$$

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

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

Выразим величину динамического уровня и найдем ее производную по времени:

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

Получим:

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

Введем упрощение для снижения вычислительной сложности расчета данной производной: изменение затрубного давления пренебрежимо мало

($\frac{\partial P_{ann}}{\partial t} = 0$). Отсюда следует, что величины плотности газовой и жидкой фазы остаются постоянными во времени ($\frac{\partial \rho_{g\ ann\ av}}{\partial t} = \frac{\partial \rho_{l\ ann\ av}}{\partial t} = 0$).

С новыми условиями перепишем выражение для производной динамического уровня:

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

Поток в затрубе в условиях среднеинтегральных давлений с учетом (1.15):

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

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

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

Подставим полученное выражение (1.17) в уравнение (1.2):

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

Теперь из (1.18) выразим производную давления на приеме по времени:

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

В полученном выражении осталось определить величины дебитов из ЭЖ и в НКТ, алгоритм расчета которых будет представлен в следующих главах

1.1.4. Расчет потоков в ЭК и НКТ

Метод узлового анализа используется для определения дебита жидкости в эксплуатационной колонне. В открытых источниках приводится описание этого метода для поиска пересечения кривых притока (IPR) и вертикального лифта (VLP) для расчета дебита скважины на текущем режиме. Как правило, узел, относительно которого проводится анализ, располагается на забое скважины. В нашей модели вместо VLP кривой мы используем зависимость забойного давления от дебита жидкости в ЭК при фиксированном давлении на входе насоса. Затем определяется точка пересечения этой зависимости с кривой притока из пласта, что позволяет найти текущий режим работы скважины.

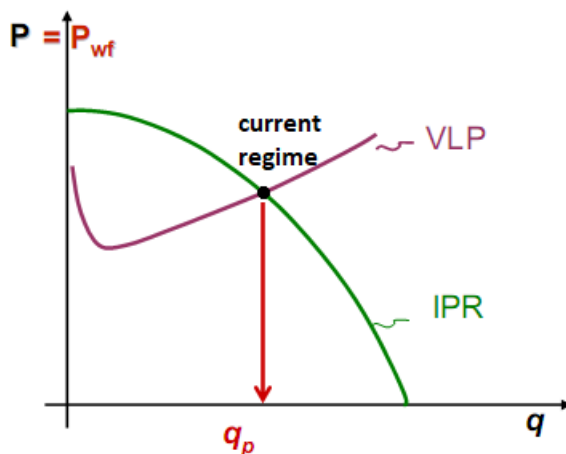


Рис. 1.2. График узлового анализа в ЭК

При моделировании периодической скважины определить дебит флюида в НКТ используя узловой анализ невозможно, так как поток из пласта в общем случае не равен потоку в НКТ. По этой причине для расчета дебита в НКТ было принято свести задачу к подбору потока флюида в НКТ так, чтобы расчетное буферное давление совпадало с фактическим значением, замеренным на производстве. В процессе поиска строится зависимость буферного давления от дебита жидкости в НКТ (рис 1.3.) и производится поиск точки пересечения.

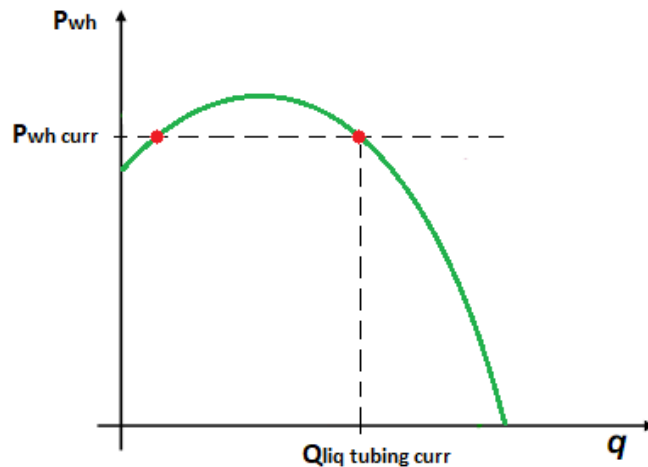


Рис. 1.3. График расчета дебита в НКТ

В ходе расчета точек пересечения может оказаться две, из за особенности формы зависимости буферного давления, которая обусловлена характеристиками течения флюида при аномально низких (выделение большого количества газа) и высоких (большие потери на трение) дебитах. Так, одна из точек, располагающаяся на возрастающей части кривой соответствует неустойчивому экстремальному режиму работы, не является решением данной задачи, поскольку данный режим не может существовать в реальности. Вторая же точка пересечения, располагающаяся на нисходящей части кривой, является решением задачи и отображает реальный режим работы скважины. Корректней условие поиска фактического режима работы можно записать следующим образом:

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

1.1.5. Расчет потока через обратный клапан

Обратный клапан устанавливается над насосом на некотором расстоянии (как правило, двух насосно-компрессорных труб) от ЭЦН. Пренебрегая конструкционными особенностями конкретных моделей, обратный клапан

можно представить в виде седла (круглой пластины с отверстием), в которую помещается металлический шар (рис. 1.4).

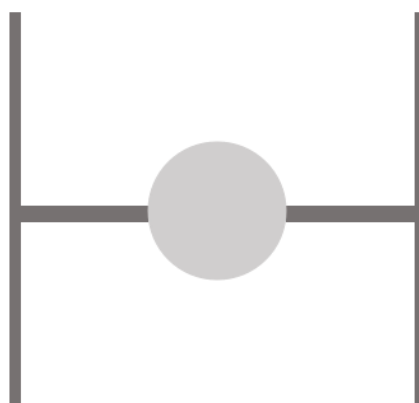


Рис. 1.4. Физическая модель исправного обратного клапана

Причиной утечки может быть как деформация шара, вызванная переменным воздействием высоких нагрузок, так и коррозионный, вызванный воздействием химически агрессивных веществ, и эрозионный, обусловленный наличием в жидкости механических примесей или кавитацией, износ. В результате формоизменения шара сечение седла перекрывается лишь частично (рис. 1.5), что приводит к появлению утечки.

Установить действительную причину появления утечки в обратном клапане можно только при непосредственном изучении его состояния, требующее поднятие установки с глубины, изъятия из компоновки УЭЦН и проведения ряда трибологических исследований.

Моделирование формоизменения является крайне трудоемким процессом, поскольку необходимо учитывать динамику механических и физико-химических воздействий на шар. Кроме того, невозможно гарантировать, что шар обратного клапана установится в точности аналогично его положению в предыдущие эпизоды остановки скважины.

По этой причине в предложенной модели было принято решение о замене шара на идеальный шар меньшего диаметра таким образом, чтобы сечение «У»

через которое происходит утечка, оставалось неизменным по площади (рис. 1.5).



Рис. 1.5. Физическая модель с просветом между седлом и шаром изношенного обратного клапана

Будем полагать также, что в силу малости высоты седла и величины зазора между седлом и фиктивным идеальным шаром по отношению к диаметру шара течение в зазоре можно представить как течение в кольцевой трубе с параллельными стенками.

В силу малости размеров области течения, полагаем $\rho = const, \mu = const$. Рассмотрим течение несжимаемой вязкой жидкости в кольцевой трубе в поле силы тяжести (рис. 1.6).

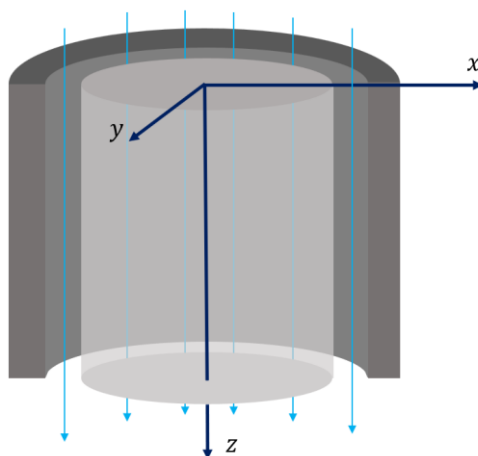


Рис 1.6. Схема к решению задачи обратного клапана.

Система уравнений Навье-Стокса и уравнения неразрывности для несжимаемой вязкой жидкости имеет вид:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial u}{\partial t} + u \frac{\partial u}{\partial x} + v \frac{\partial u}{\partial y} + w \frac{\partial u}{\partial z} = F_x - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + \nu \Delta u \\ \frac{\partial v}{\partial t} + u \frac{\partial v}{\partial x} + v \frac{\partial v}{\partial y} + w \frac{\partial v}{\partial z} = F_y - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + \nu \Delta v \\ \frac{\partial w}{\partial t} + u \frac{\partial w}{\partial x} + v \frac{\partial w}{\partial y} + w \frac{\partial w}{\partial z} = F_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \Delta w \\ \frac{\partial u}{\partial x} + \frac{\partial v}{\partial y} + \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \end{array} \right. , \quad (1.21)$$

где u, v, w – компоненты поля скоростей по x, y, z соответственно; $F_{x,y,z}$ – компоненты поля массовых сил; ρ – плотность жидкости; ν – кинематическая вязкость жидкости; Δ – оператор Лапласа.

Поскольку скорость утечки мала, течение можно считать квазистационарным. Из осесимметричности и параллельности течения следует, что оно происходит исключительно в направлении оси z .

Из приведенных утверждений следует:

$$\left\{ \begin{array}{l} \frac{\partial}{\partial t} = 0 \\ u = 0 \\ v = 0 \end{array} \right. . \quad (1.22)$$

Тогда систему уравнений (1.21) можно переписать:

$$\left\{ \begin{array}{l} 0 = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial x} + F_x \\ 0 = -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial y} + F_y \\ w \frac{\partial w}{\partial z} = F_z - \frac{1}{\rho} \frac{\partial p}{\partial z} + \nu \left(\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial z^2} \right) \\ \frac{\partial w}{\partial z} = 0 \end{array} \right. . \quad (1.23)$$

Представим давление в виде суммы статического, обусловленного действием массовых сил и динамического давлений, связанного с движением жидкости, тогда

$$p = p_{\text{ст}} + p_{\text{дин}} . \quad (1.24)$$

Из уравнения равновесия следует

$$\begin{cases} -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p_{ст}}{\partial x} + F_x = 0 \\ -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p_{ст}}{\partial y} + F_y = 0. \\ -\frac{1}{\rho} \frac{\partial p_{ст}}{\partial z} + F_z = 0 \end{cases} \quad (1.25)$$

Учитывая уравнения системы (1.25), соотношение (1.24) и уравнение неразрывности в системе (1.23) и расписывая $\nu = \frac{\mu}{\rho}$, получим

$$\frac{\partial^2 w}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 w}{\partial y^2} = \frac{1}{\mu} \frac{\partial p_{дин}}{\partial z}. \quad (1.26)$$

Правая часть уравнения (1.26) зависит только от z , а левая от x и y , тогда левая и правая часть должны быть равны одной постоянной величине, т.е.

$$\frac{1}{\mu} \frac{\partial p_{дин}}{\partial z} = const \quad (1.27)$$

Поскольку $\mu = const$ и $\rho g = const$, получим

$$\frac{\partial p_{дин}}{\partial z} = const = \frac{\Delta p_{дин}}{l} \quad (1.28)$$

где $\Delta p_{дин}$ – разница динамических давлений над седлом и под седлом обратного клапана; l – высота седла.

Учитывая вышеприведенное и переходя в цилиндрические координаты с прежним направлением оси z , получим

$$\frac{1}{r} \frac{d}{dr} \left(r \frac{dw}{dr} \right) = \frac{1}{\mu} \frac{\Delta p_{дин}}{l}. \quad (1.29)$$

Общее решение уравнения (1.29) имеет вид

$$w = \frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p_{дин}}{l} r^2 + a \ln r + b. \quad (1.30)$$

Воспользуемся условием прилипания:

$$\begin{aligned} r = R_1 &\rightarrow w = 0, \\ r = R_2 &\rightarrow w = 0, \end{aligned} \quad (1.31)$$

где R_1 – радиус шара; R_2 – радиус седла.

Получим систему уравнений:

$$\begin{cases} 0 = \frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p_{\text{дин}}}{l} R_1^2 + a \ln R_1 + b \\ 0 = \frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p_{\text{дин}}}{l} R_2^2 + a \ln R_2 + b \end{cases}, \quad (1.32)$$

Решая систему уравнений (1.32), получим

$$\begin{cases} a = -\frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p_{\text{дин}}}{l} \frac{R_2^2 - R_1^2}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)} \\ b = \frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p_{\text{дин}}}{l} \left(\frac{R_2^2 - R_1^2}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)} \ln R_2 - R_2^2 \right) \end{cases}. \quad (1.33)$$

Подставляя в (1.30) имеем:

$$w = -\frac{1}{4\mu} \frac{\Delta p_{\text{дин}}}{l} \left(R_2^2 - r^2 + \frac{R_2^2 - R_1^2}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)} \ln\left(\frac{r}{R_2}\right) \right). \quad (1.34)$$

Через кольцевой элемент сечения площадью $2\pi r dr$ в единицу времени проходит объем жидкости $w \cdot 2\pi r dr$. Тогда

$$Q = 2\pi \int_{R_1}^{R_2} r w dr \quad (1.35)$$

Окончательно получаем

$$Q = \frac{\pi}{8\mu} \frac{\Delta p_{\text{дин}}}{l} \left(R_2^4 - R_1^4 - \frac{(R_2^2 - R_1^2)^2}{\ln\left(\frac{R_2}{R_1}\right)} \right). \quad (1.36)$$

Уравнение (1.36) представляет собой обобщение закона Пуазейля для цилиндрической трубы кольцевого сечения. Оно справедливо при ламинарном течении и при условии, что высота седла клапана l достаточна для развития

ламинарного течения. Первое условие достигается автоматически при изначальном предположении о низкой скорости утечки. Второе условие требует особого внимания при адаптации модели.

Кроме того, в рассматриваемой модели, как и при моделировании периодического режима работы скважины было сделано предположение о пренебрежении временем между отключением ЭЦН и закрытием обратного клапана и временем смены направления течения жидкости, считая, что в момент времени $t = 0$ частота вращения вала равна 0 Гц, ЭЦН отключен, а поток ГЖС имеет нулевую скорость, то есть в следующий момент времени течет вниз по НКТ.

Будем полагать расход через неисправный обратный клапан (величину утечки) небольшим, тогда при расчете распределения давления от устья до обратного клапана и от обратного клапана до приема насоса можно пренебречь инерционной и фрикционной составляющими.

Для расчета потребуется знать давление на приеме насоса P_{in} в каждый момент времени; давление на устье P_{wh} полагаем постоянным.

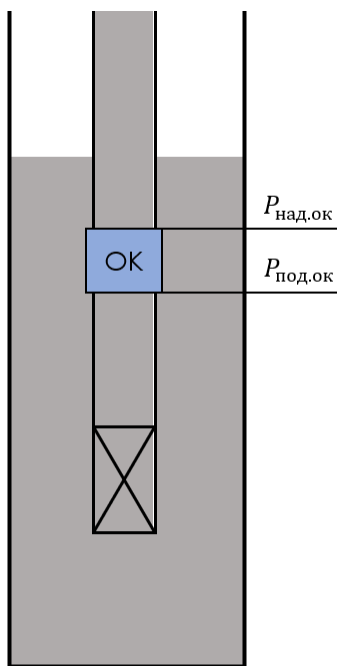


Рис. 1.7. Иллюстрация к задаче расчета дебита вытекающего из НКТ

Для расчета $Q_{\text{утечки}}$ необходимо рассчитать давление и температуру над и под обратным клапаном, что достигается путем использования модели расчета дебита в НКТ от буфера и приема соответственно. После чего рассчитывается вязкость флюида при $P_{\text{над ок}}$ и $T_{\text{над ок}}$. По формуле (1.36) рассчитываем величину утечки жидкости из НКТ. При этом используя уравнение (1.37) для определения динамического уровня на следующей итерации.

$$h_{i+1} = \frac{Q_{\text{утечки}_i} * \Delta t}{S_{\text{нкт}}} \quad (1.37)$$

Таким образом, для расчета $P_{in\ i+1}$ в моменты времени после остановки работы скважины, необходимо учитывать не только приток из пласта, но и вытекшую из НКТ жидкость ($Q_{\text{утеч}}$) за промежуток времени $\Delta t = t_{i+1} - t_i$.

1.1.6. Расчет динамики давления на приеме

Расчет динамики давления на приеме происходит по итеративной схеме (1.1), представленной в главе 1.2 за тем исключением, что в расчете учитывается только первая производная по времени:

$$P_{in}(t) = P_{in}(t_0) + \frac{\partial P_{in}}{\partial t}(t) \quad (1.38)$$

Таким образом, имея начальное значение давления на приеме (из исходных данных), задав шаг по времени и вычислив производную давления на приеме по времени на рассматриваемом шаге с помощью выражения (1.19), мы можем определить давление на приеме ЭЦН на следующей точке временной сетки. Подобный расчет может продолжаться на любом рассматриваемом временном интервале. Причем, как и в любой итеративной схеме, необходимо найти баланс между рассматриваемым временным интервалом и величиной дискретности рассматриваемой временной сетки.

По окончанию итеративного расчета модели на выходе получают распределения показателей работы скважины. Состоящие из: динамик давления на приеме, забое, буфере, затрубье, динамического уровня, динамик потоков в

ЭК и НКТ, а также ряд динамик электротехнических параметров работы скважины.

Как уже было сказано выше, управляющими внешними воздействиями для модели являются динамика буферного давления и частоты тока ЭЦН во времени. Именно изменение этих параметров работы скважины позволяет рассматривать массу возможных альтернативных режимов работы и поиск наиболее эффективных из них.

1.2. Результаты сравнения модели с эталонными решениями

Оценка качества работы разработанного алгоритма, как и любая модель требует верификации. В данной главе описаны результаты сравнения разработанной модели периодической скважины с результатами расчетов, проведенных с использованием коммерческого ПО для моделирования неустановившихся многофазных течений. Эксперименты проводились с двумя видами тестовых кейсов: выход скважины на установившийся режим и работа скважины на неустановившемся квазистационарном режиме. В ходе экспериментов рассматривались несколько основных типа флюида: однофазный несжимаемый флюид (вода), многофазный несжимаемый флюид (вода и нефть), многофазный сжимаемый флюид (ГЖС).

Для сравнения результатов расчетов на обеих моделях для каждого кейса представлены динамики зависимости давления на приеме и дебита, поступающего в НКТ.

При инициализации скважины были использованы следующий список исходных данных:

Таблица 1.1

Перечень исходных данных инициализируемой скважины

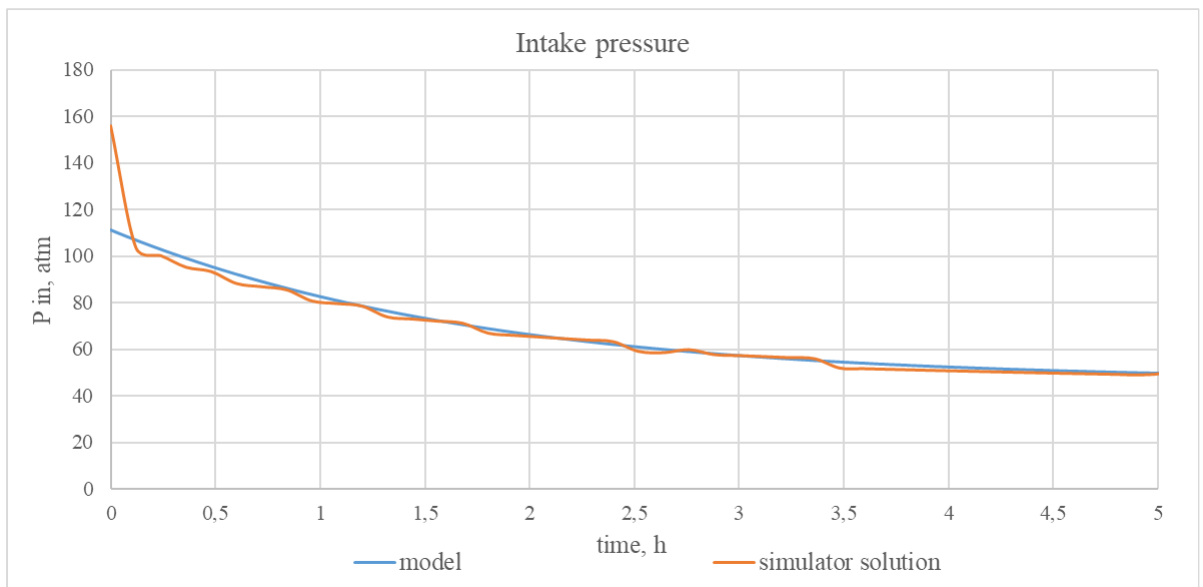
Параметр	Значение	Единица измерения
ЭЦН	ЭЦН5А-80-2000	-
Частота работы насоса	50	Гц
Затрубное давление	10	атм
Буферное давление	40	атм
Пластовое давление	200	атм

Коэффициент продуктивности пласта	1.5	м ³ /(сут·атм)
Температура на приеме ЭЦН	30	°С
Диаметр седла обратного клапана	2.5	см
Диаметр шара обратного клапана	2.495	см
Глубина спуска ЭЦН	1600	м
Глубина до забоя	2000	м
Обводненность (вода + нефть)	0.8	Д.ед
Обводненность (ГЖС)	0.7	Д.ед
Газовый фактор (ГЖС)	300	м ³ /м ³

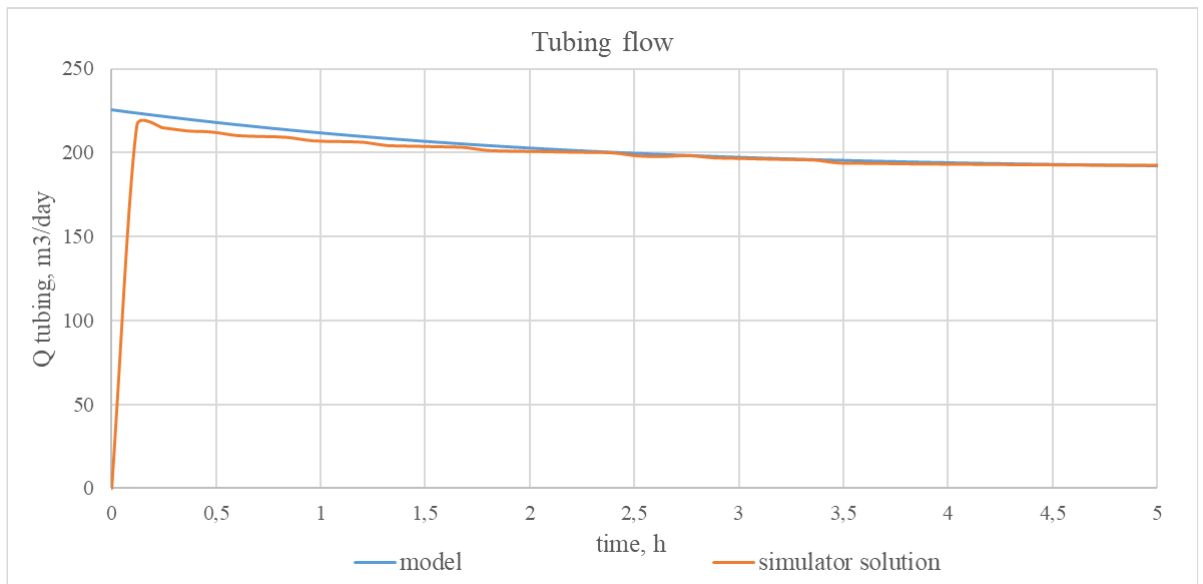
1.2.1. Вывод скважины на стационарный режим

Эксперименты с выводом скважины на стационар в первую очередь интересны тем, что данный расчет может использоваться для моделирования запуска скважины в работу, а также моделирования поведения скважины при смене частоты и перевода в ПДФ режим с другими параметрами. Сравнение, как уже упоминалось выше, будет производиться с результатами расчетов коммерческого ПО с аналогичным перечнем исходных данных. Среди результатов экспериментов сравнение производительности обеих моделей не приводится, так как в первую очередь делается упор на сравнение точности расчетов разработанной модели.

В качестве первого кейста на рисунке 1.8 представлено сравнение динамик показателей работы скважины разработанной модели («model») и коммерческого ПО («simulator solution») при смене режима с понижением буферного давления до 20 атм.



а)

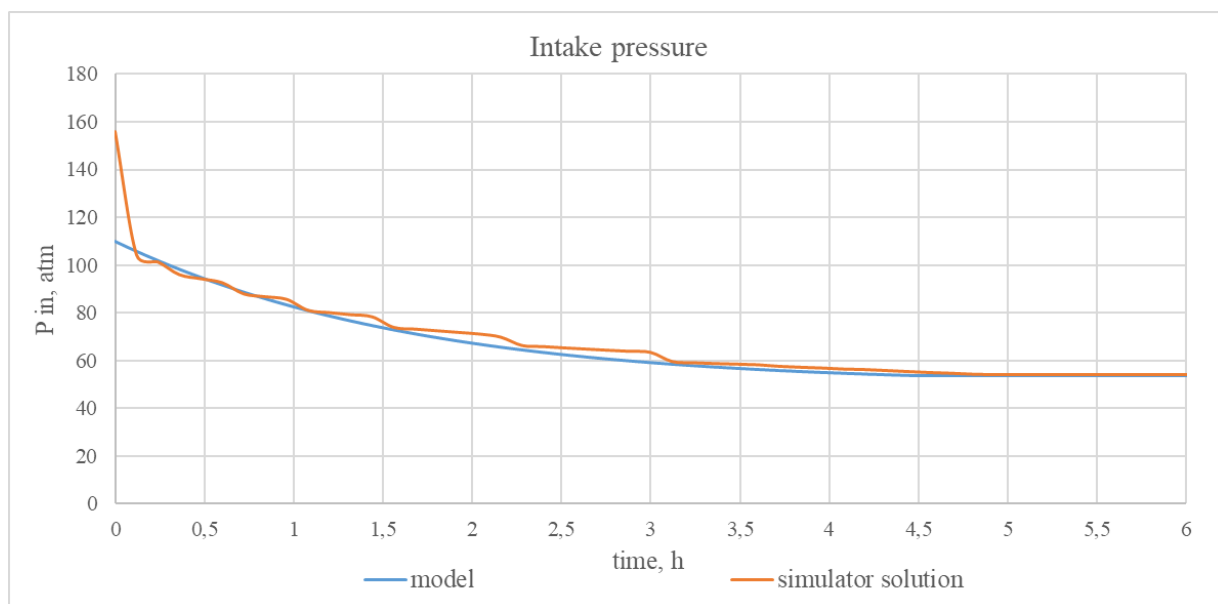


б)

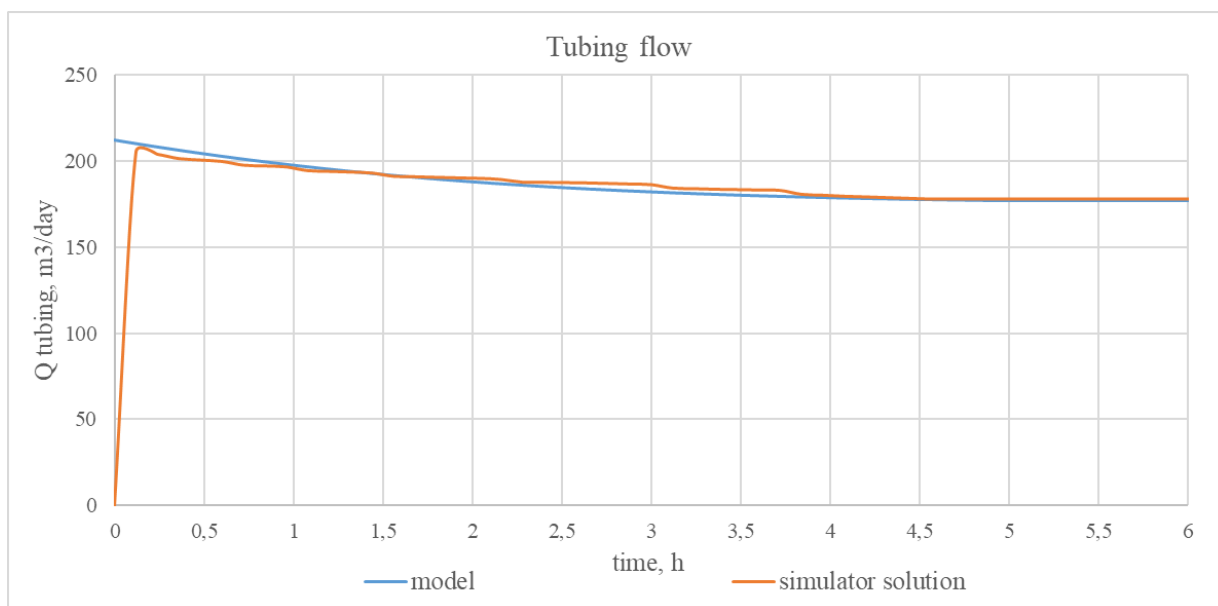
Рис 1.8. Результаты расчета выхода модели на установившийся режим при рассмотрении однофазного несжимаемого флюида: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

На представленном рисунке мы можем наблюдать удовлетворительную сходимость динамик показателей работы скважины. Хотя в первые часы работы наблюдается разница в значениях, обусловленная допущениями упомянутыми выше, при выходе на стационар мы можем наблюдать схожесть в значениях показателей работы скважины.

Для следующего эксперимента был выбран сжимаемый однофазный флюид (вода и нефть) при изменении буферного давления аналогично до 20 атм.



а

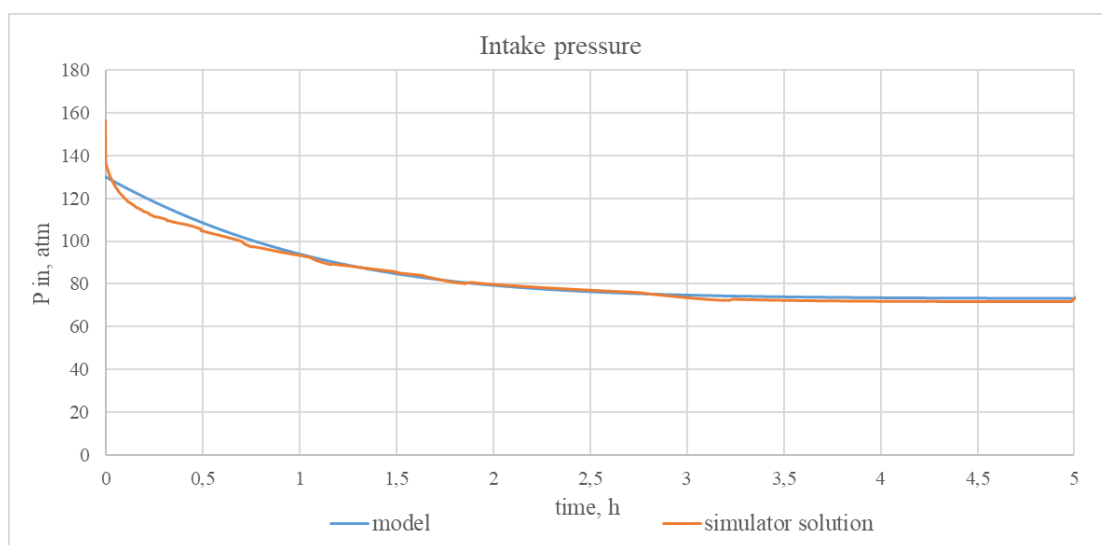


б

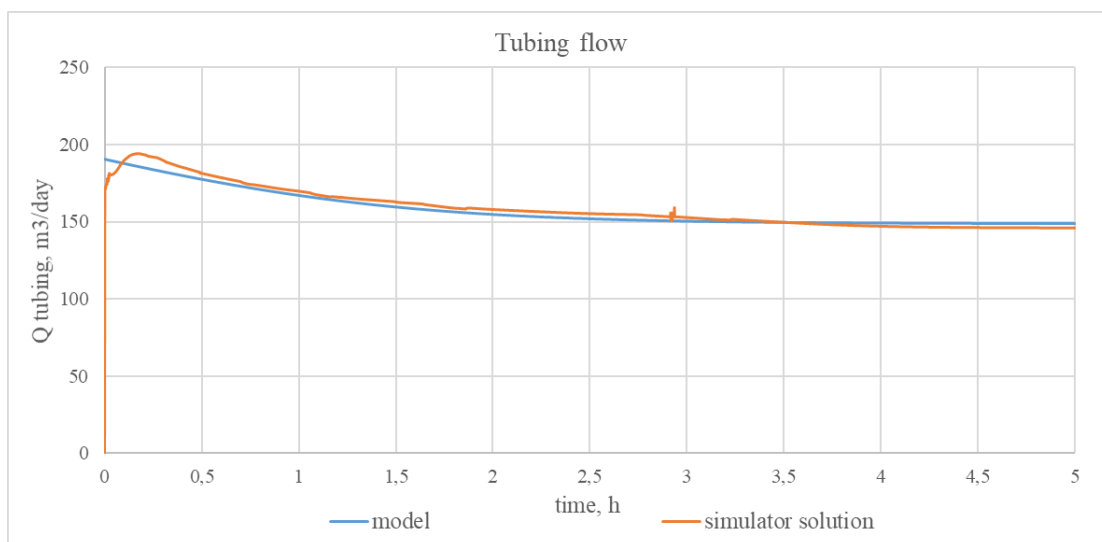
Рис. 1.9. Результаты расчета выхода модели на установившийся режим при рассмотрении однофазного сжимаемого флюида: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

Проведенный эксперимент на дегазированной нефти также показывает удовлетворительную сходимость при выходе на стационар.

Теперь перейдем к моделированию поведения газожидкостной смеси (использовалась «BlackOil» модель, с параметрами из таблицы 1.1). Ниже представлен один из тестовых кейсов:



а



б

Рис. 1.10. Результаты расчета выхода модели на установившийся режим при рассмотрении многофазного сжимаемого флюида: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

При рассмотрении динамик параметров работы скважины при расчете как многофазной несжимаемой (рис. 1.9.), так и ГЖС смеси (рис. 1.10) можем наблюдать увеличение количества колебаний динамик при выходе на установившийся режим, отражающих реальное состояние скважины. В динамиках же разработанной модели такие колебания отсутствуют, это связано с допущением о использовании только первой производной давления на приеме

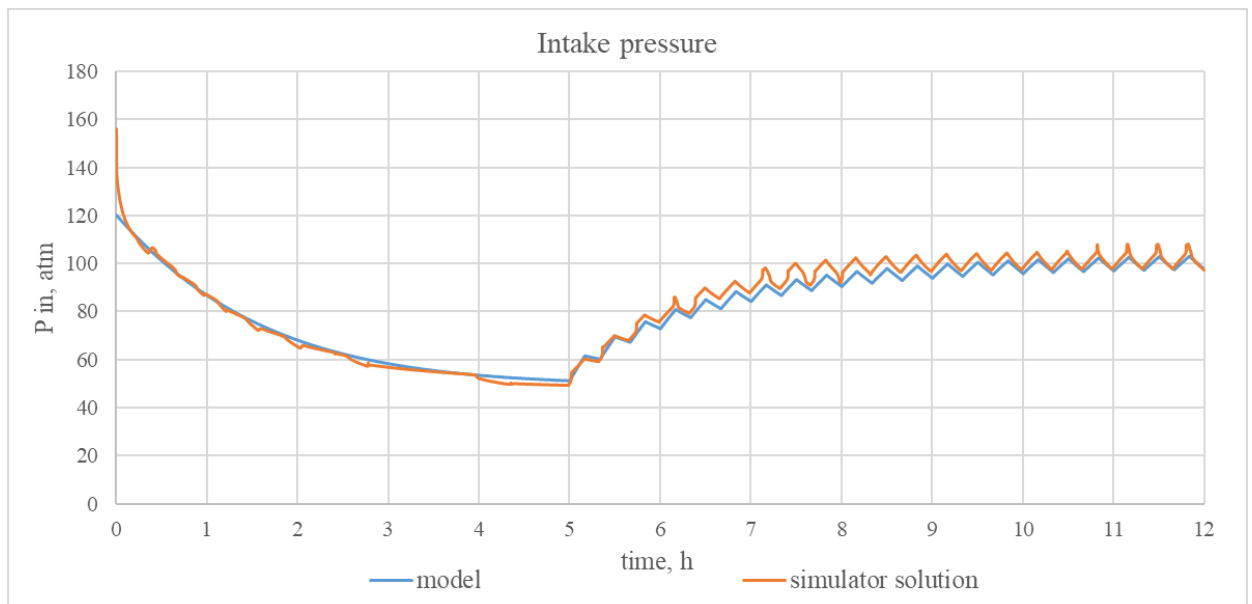
по времени. Однако количество таких колебаний невелико, а их продолжительность крайне мала, из-за чего общий тренд выхода показателей работы на стационар остается схожим с решением, полученным из коммерческого симулятора установившегося мультифазного потока.

1.2.2. Циклы включения/отключения насоса

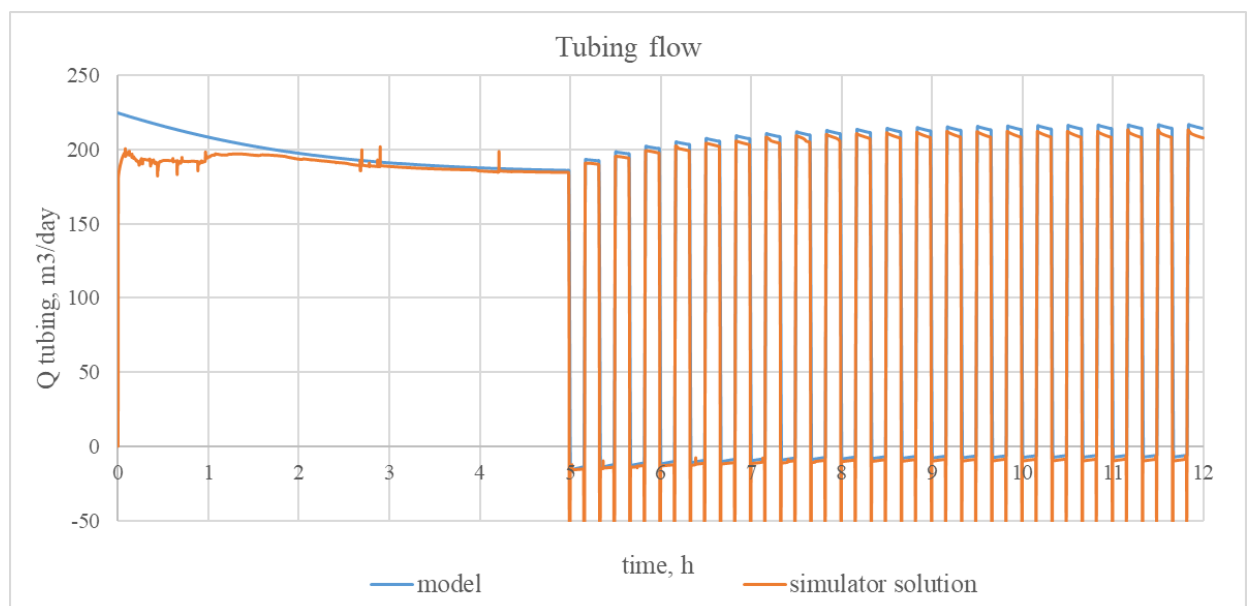
Сравнение поведения динамик при циклах включения/выключения насоса также является обязательным в рамках этой работы. Большая часть механизированного УЭЦН фонда работает в периодическом режиме, поэтому моделирование именно таких режимов работы является ключевой задачей представленной модели.

В этой главе, как и в предыдущей будет приведено сравнение для 3 типов флюида на длинных и более коротких интервалах работы/остановки скважин результатов разработанной модели и результатов, полученных с помощью коммерческого симулятора моделирования неустановившегося мультифазного потока. Свойства флюидов, используемые в данных расчетах, повторяют свойства для расчетов выхода на установившийся режим, представленные в таблице 1.1.

В первом эксперименте представлен один из рассчитанных кейсов для несжимаемого однофазного флюида с временем циклов работы/остановки по 10 минут.



а



б

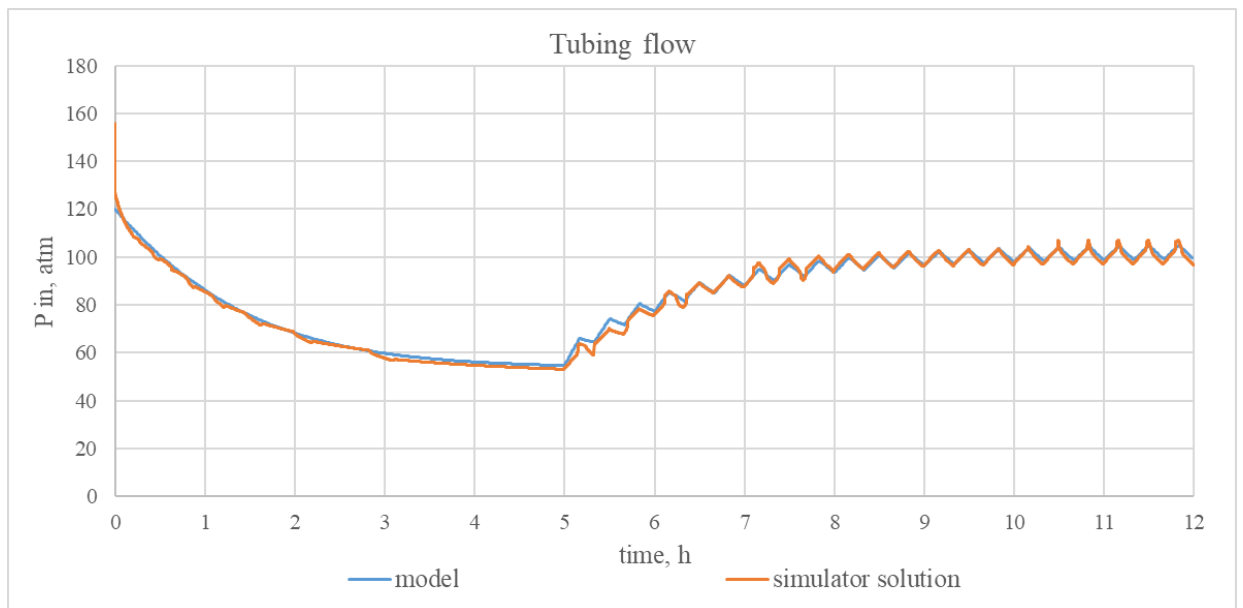
Рис. 1.11. Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для однофазного несжимаемого флюида, длительность цикла – 10 минут: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

На изображении выше наблюдаются незначительные расхождения между разработанной моделью и «simulator solution», это связано с применением гидравлических корреляций, отличных от тех, что применяются в используемом коммерческом ПО.

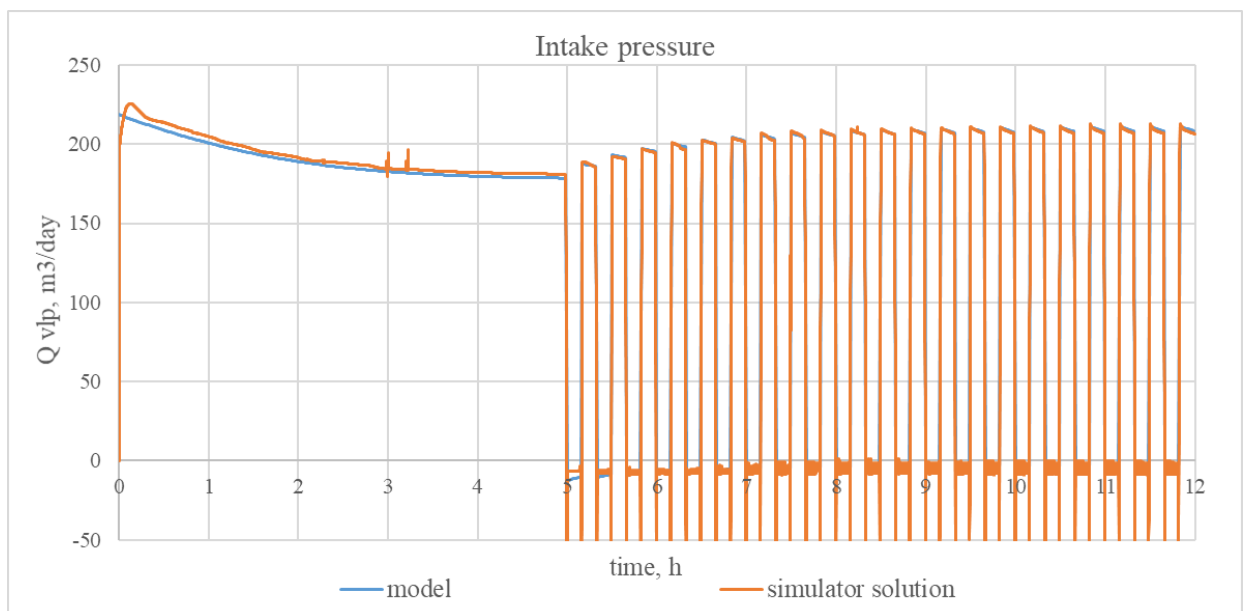
На графике динамики дебита из НКТ можем наблюдать выбросы в начале интервалов простоя обусловленные реактивной составляющей движения

флюида в момент остановки насоса, которые отсутствуют в разработанной модели из-за допущения о моментальной остановки/начала работы насоса и моментальной сменой направления потока жидкости.

Далее был рассмотрен аналогичный случай для сжимаемого однофазного флюида.



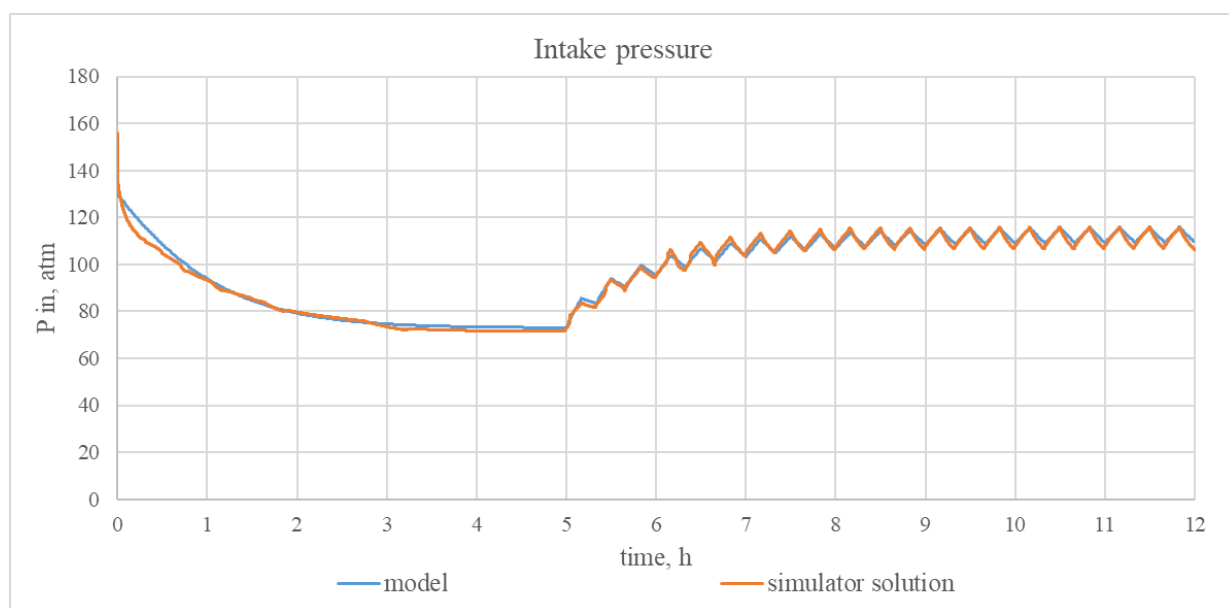
а



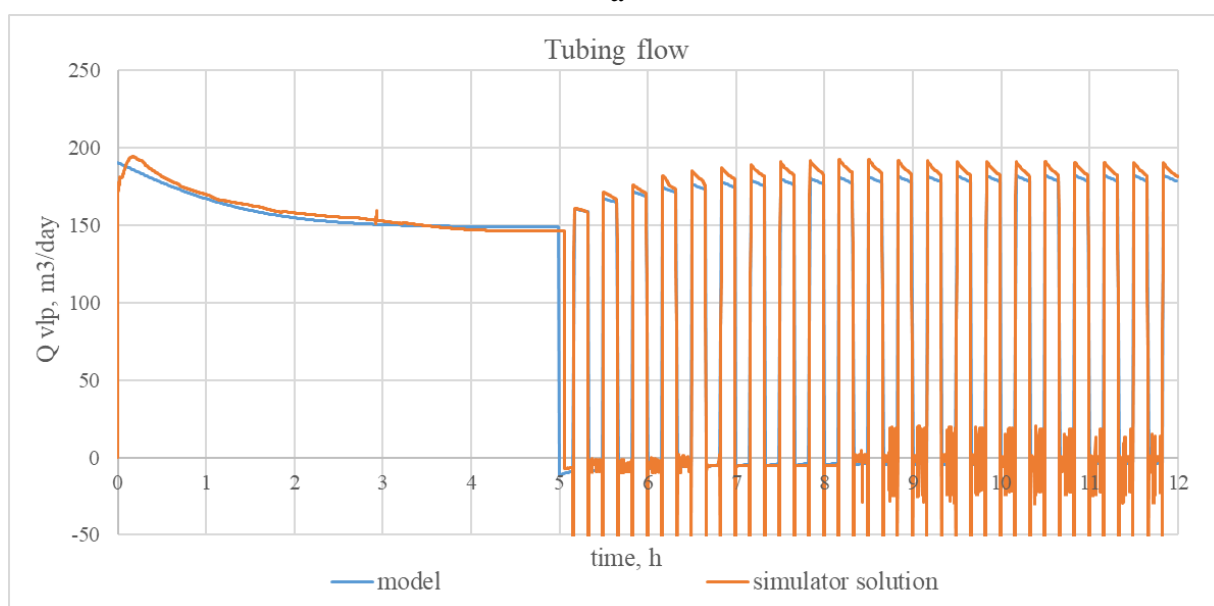
б

Рис. 1.12. Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для однофазного сжимаемого флюида, длительность цикла – 10 минут: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

На изображении выше наблюдается хорошая сходимость обеих моделей для рассматриваемого флюида. Теперь рассмотрим следующий тип – газожидкостную смесь со свойствами из таблицы 1.1.



а



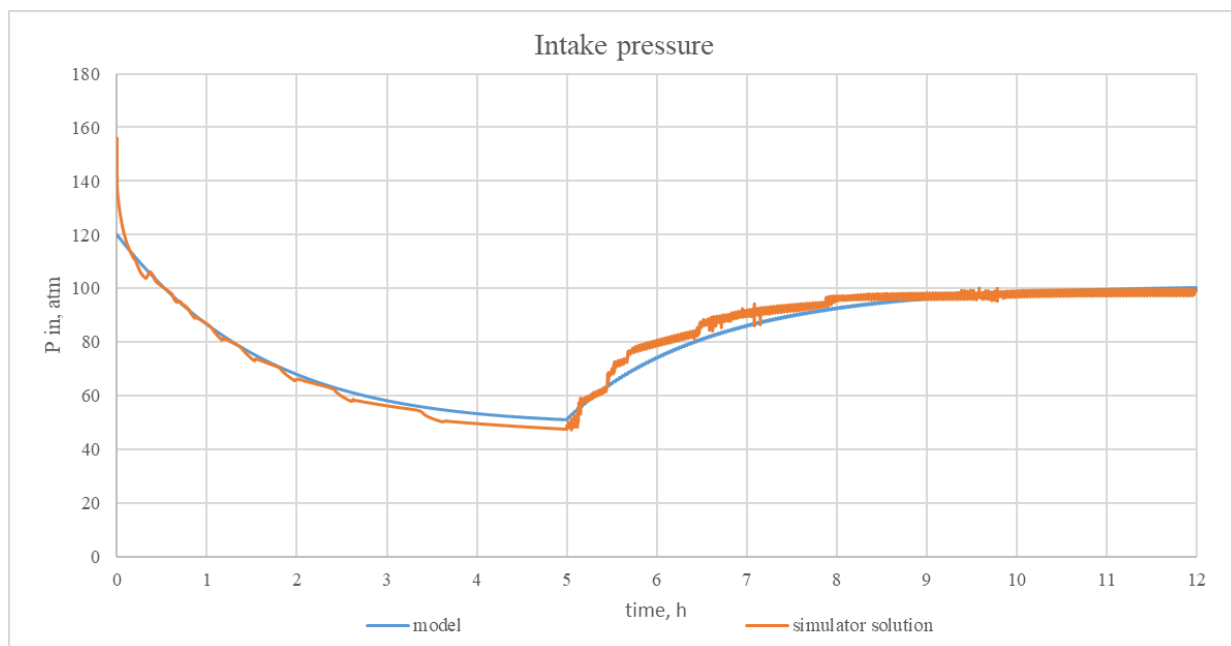
б

Рис. 1.13. Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для многофазного сжимаемого флюида, длительность цикла – 10 минут: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

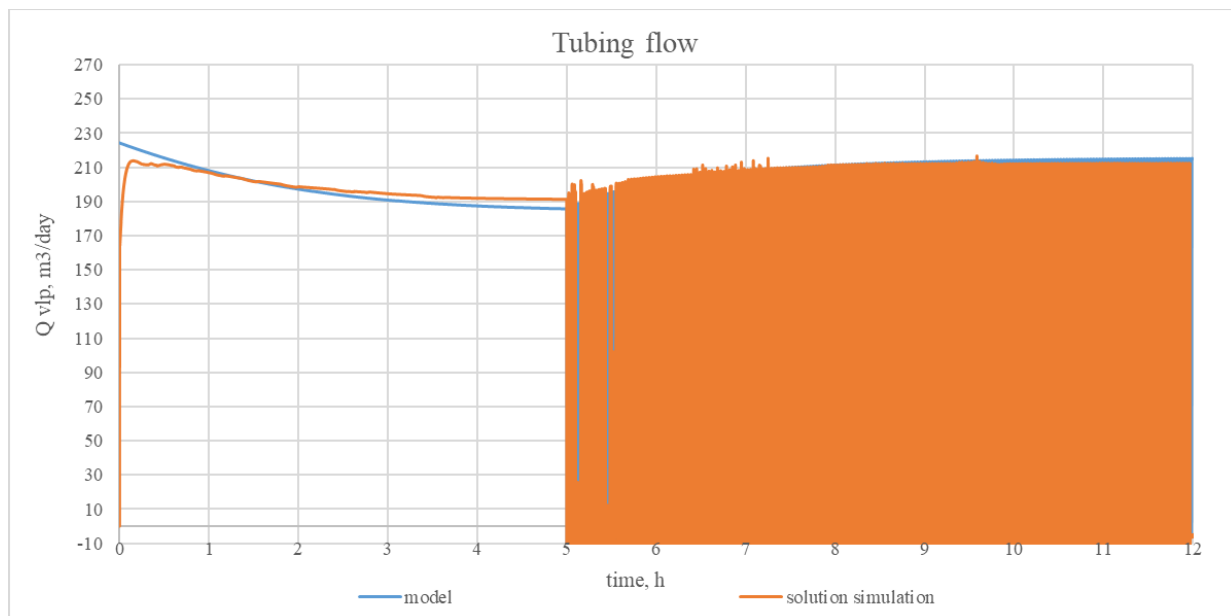
Анализируя полученные динамики можем сделать вывод о применимости модели для моделирования периодических скважин. Однако, как уже замечалось ранее, динамики дебита в НКТ в моменты остановки работы насоса

имеют колебания, длительность которых незначительна и обусловлена тем, что расчет давления на приеме ЭЦН производился, используя только вторую производную по времени.

В следующих кейсах рассмотрим более короткие циклы длительностью 1 минута для все того же ряда типов флюида: вода, дегазированная нефть и ГЖС.



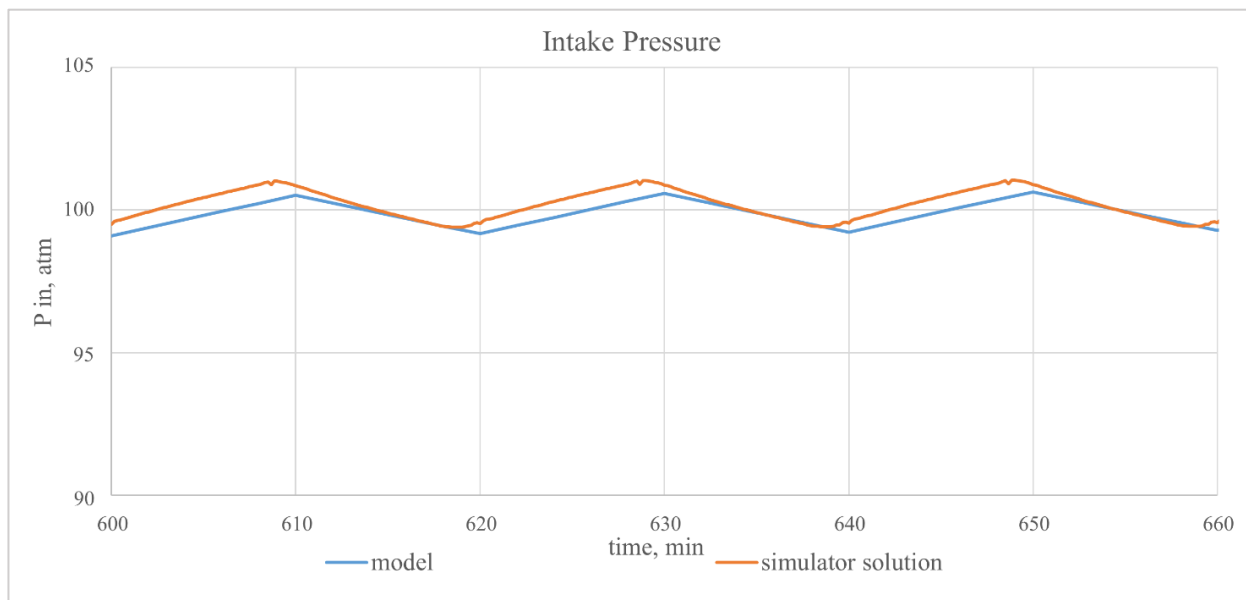
а



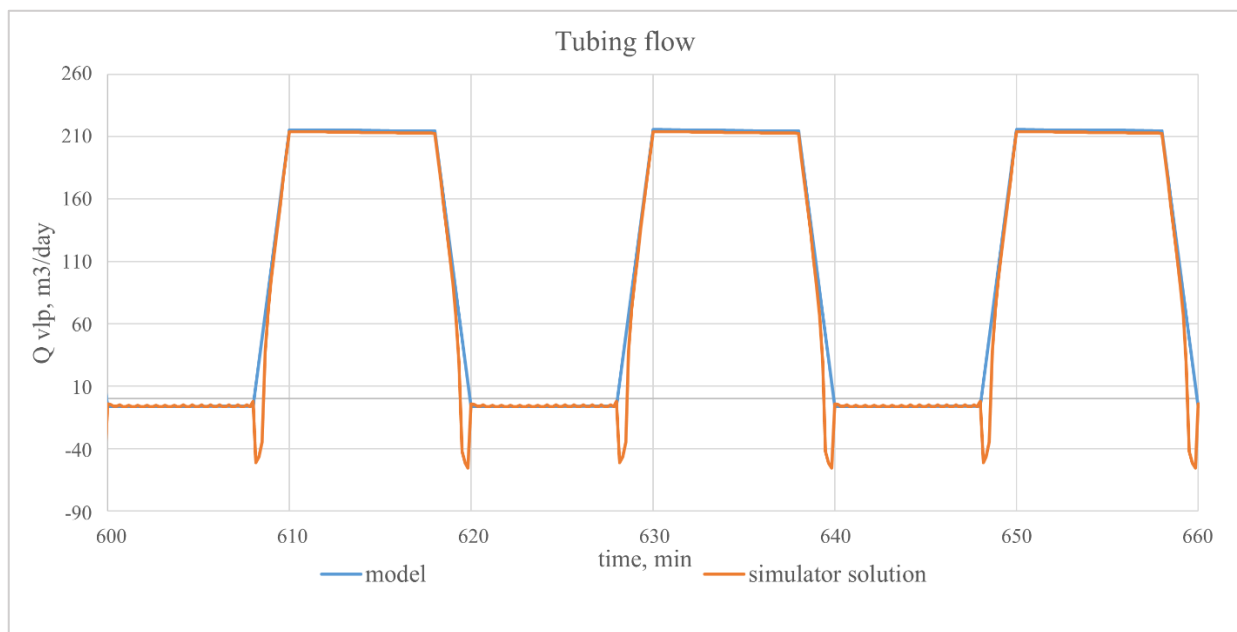
б

Рис. 1.14. Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для однофазного несжимаемого флюида, длительность цикла – 1 минута: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

Из-за длительности коротких циклов корректная визуальная оценка работы скважины при выходе на стационар и переход к квазистационарному потоку невозможна, по этой причине будем рассматривать отдельные циклы включения/выключения насоса при выходе скважины на квазистационарный режим как для предыдущего кейса, так и для двух последующих.

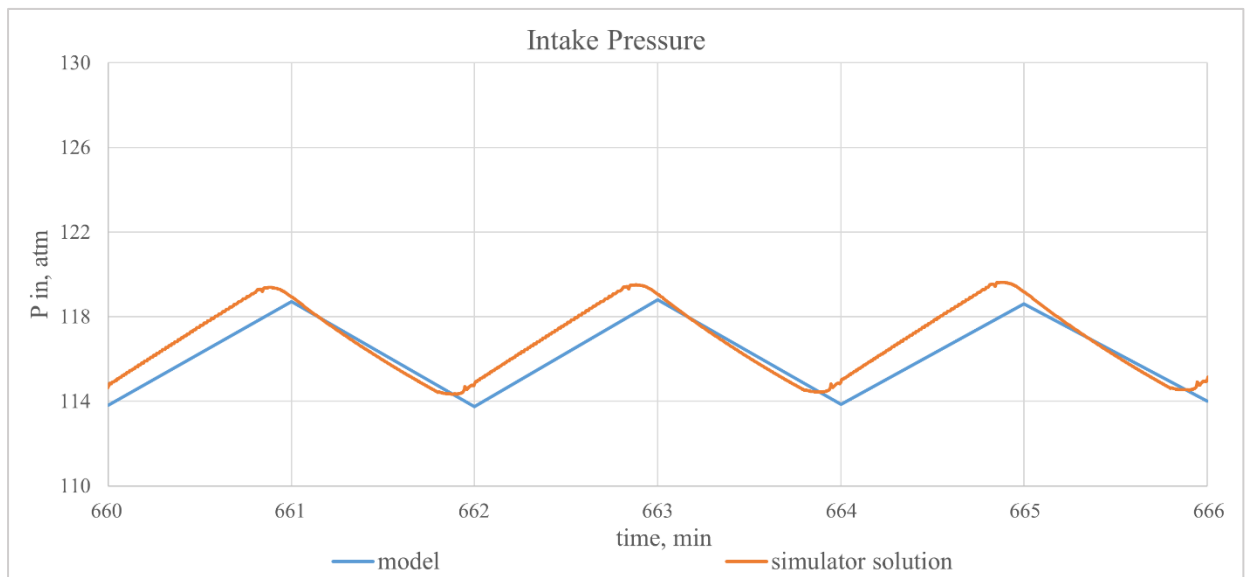


а

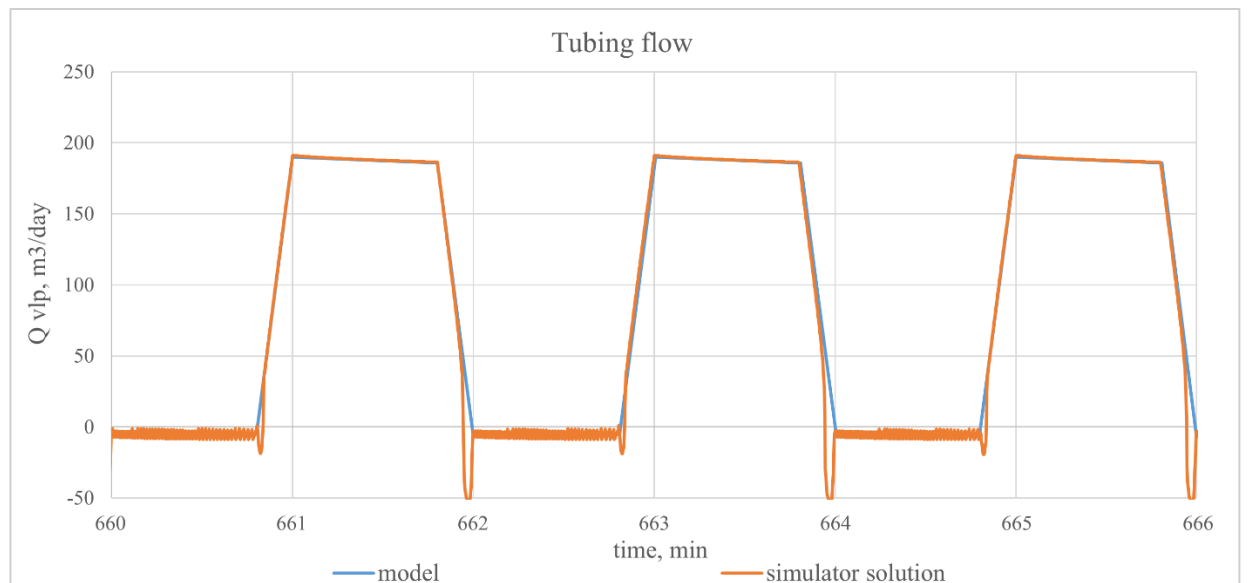


б

Рис 1.15 Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для несжимаемого однофазного флюида (в масштабе), длительность цикла – 1 минута: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

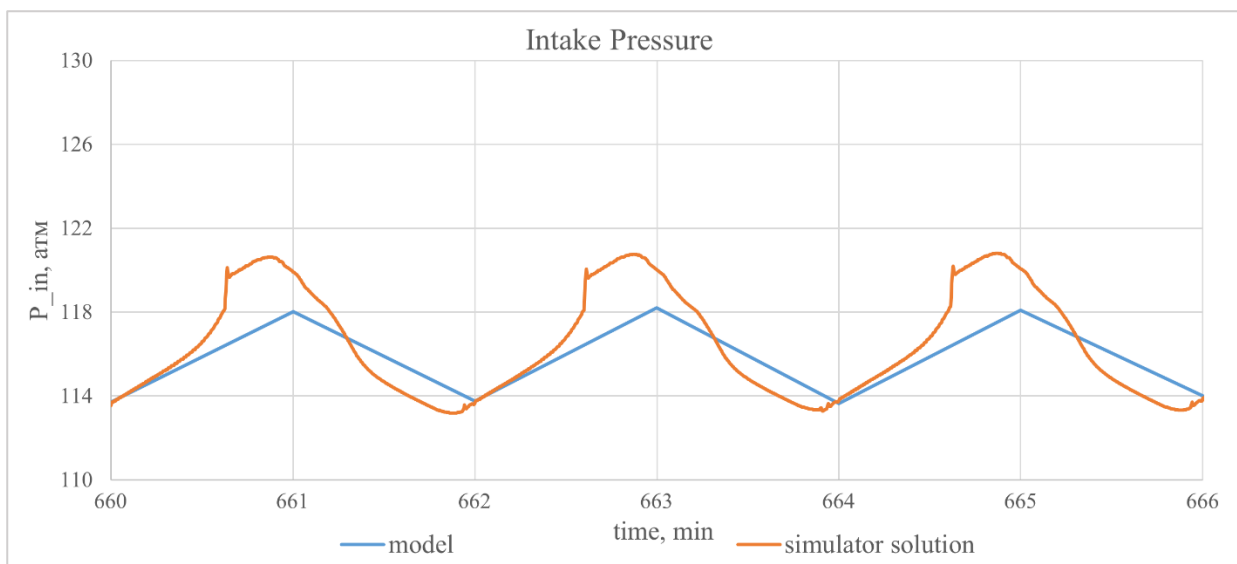


а

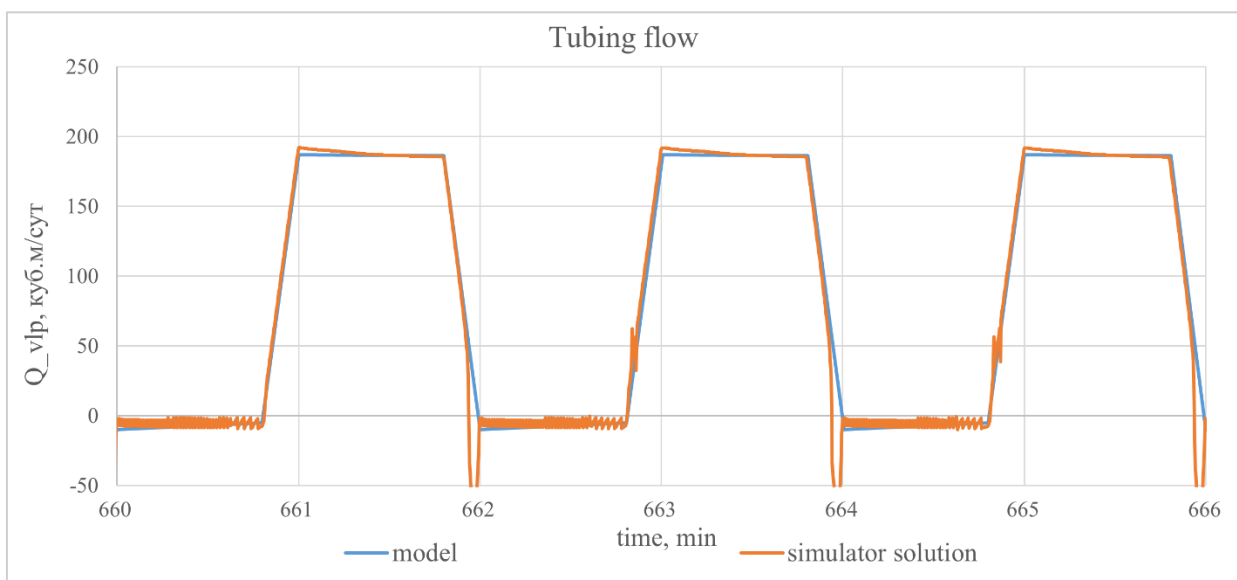


б

Рис 1.16 Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для сжимаемого однофазного флюида (в масштабе), длительность цикла – 1 минута: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ



а



б

Рис 1.17 Результаты расчета показателей работы при периодической работе скважины для многофазного сжимаемого флюида (в масштабе), длительность цикла – 1 минута: а) сравнение динамик давления на приеме, б) сравнение динамик потоков флюида в НКТ

На представленных выше изображениях 1.15–1.17 представлены кейсы с наименьше возможным в рамках технологических условий временами работы/остановки скважины. Анализируя представленные графики можем заметить упомянутые выше «выбросы» значений показателей работы скважины, не отражающиеся в результатах расчета разработанной модели. Источником данных выбросов при расчете на коммерческом симуляторе является более сложный способ расчета (множественное решение

дифференциальных уравнений на каждом временном интервале). Как уже упоминалось ранее несмотря на данные выбросы общая тенденция поведения гидравлических параметров сходится, отчего мы можем сделать вывод о сходимости о возможности применения разработанной модели для расчета технологических мероприятий оптимизации работы механизированного фонда скважин, работающих в периодическом режиме.

ГЛАВА 2. ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМА РАБОТЫ

Задача нахождения оптимальных режимов работы является ключевой в рамках представленной работы. Разработанная модель позволяет осуществить подбор мероприятий для достижения оптимального режима работы скважины, путем определения параметров ее эксплуатации, таких, чтобы максимизировать экономический эффект от добычи нефти и/или сокращения расхода электроэнергии.

На данный момент технологический режим работы скважины определяется эмпирическим путем на промысле при множественных корректировках текущего режима скважины. Данный способ крайне неэффективен, во-первых, он может не привести к действительно оптимальному режиму работы скважины, во-вторых, он требует значительных трудозатрат и большого количества времени, за которое как оборудование скважины, так и пласт может претерпеть значительные изменения.

Возможными вариациями управляющих воздействий на скважину являются:

- давление на приеме ЭЦН;
- частота тока работы ЭЦН на цикле работы;
- время работы и время простоя скважины;

Процесс поиска оптимального режима работы был разделен на два крупных этапа: адаптация модели и оптимизация модели. Речь о которых пойдет в следующих главах данной работы.

2.1. Адаптация модели

Адаптация модели заключается в поиске значений калибровочных коэффициентов модели, минимизирующих расхождение расчетных параметров с фактическими данными. Для представленной модели критерием корректной работы является сходимость эксплуатационных параметров с фактическими показателями замеров на промысле.

Имеющийся набор параметров о работе скважины не является достаточным для полного описания работы скважины и требует ввода дополнительных адаптационных коэффициентов для корректного моделирования работы скважины максимизации приближения модели к реальной скважине. В перечень адаптационных коэффициентов разработанной модели входят:

- коэффициент деградации насоса (head factor);
- коэффициент продуктивности пласта;
- величина первой точки давления на приеме (P_{in});
- величина первой точки дебита в НКТ (Q_{tubing});
- диаметр шара обратного клапана.

Для оценки корректности адаптированной модели были введены следующие количественные метрики и их эмпирически подобранные максимальные значения, отражающие работу скважины на квазистационарном режиме:

- расхождение расчетного P_{in} за полный цикл работы/остановки с фактическим среднесуточным (не более 5%);
- расхождение расчетного Q_{tubing} за полный цикл работы/остановки с фактическим среднесуточным (не более 5%);
- абсолютное расхождение крайних точек P_{in} в начале цикла работы и в конце цикла простоя (не более 2 атм);

В качестве одного из упрощений представленной модели является допущение о квазистационарности процесса (показатели скважины восстанавливаются в конце цикла простоя к тем, что были в начале цикла). Данное допущение позволило значительно снизить вычислительную сложность от расчетов большого временного промежутка. Вместо этого модель рассчитывает один полный цикл работы/простоя насоса, и уже после восстанавливает полные динамики за весь рассматриваемых промежуток времени.

Процесс адаптации динамик гидравлических параметров представлен ниже:

1. Адаптация стационарной модели:

Определяется величина коэффициента деградации насоса и гидравлической корреляции путем подбора такого коэффициента, чтобы расчетное давление на приеме было равно фактическому.

2. Адаптация стационарной модели:

2.1. Выбирается начальная точка цикла (при первой итерации P_{in} и Q_{tubing} равняются среднесуточным значениям)

2.2. Определяем для выбранной начальной точки коэффициент продуктивности и диаметр шара обратного клапана, так, чтобы после работы/накопления показатели скважины вернулись к исходным значениям в начале цикла.

2.3. В случае сходимости количественных метрик цикл адаптации завершается, иначе происходит корректировка начального значения давления на приеме на величину расхождения между среднеинтегральным значением рассчитанной динамики и среднесуточным, после чего повторяется пункт 2.2

2.4 В случае недостижения сходимости вышеуказанных метрик происходит корректировка начального значения дебита в НКТ на величину расхождения между среднеинтегральным значением рассчитанной динамики и среднесуточным, после чего повторяется пункт 1.

Эмпирически подобранными количествами попыток на каждый из шагов являются: две попытки для п. 1; две – для п. 2.1 и семь итераций для п. 2.2.

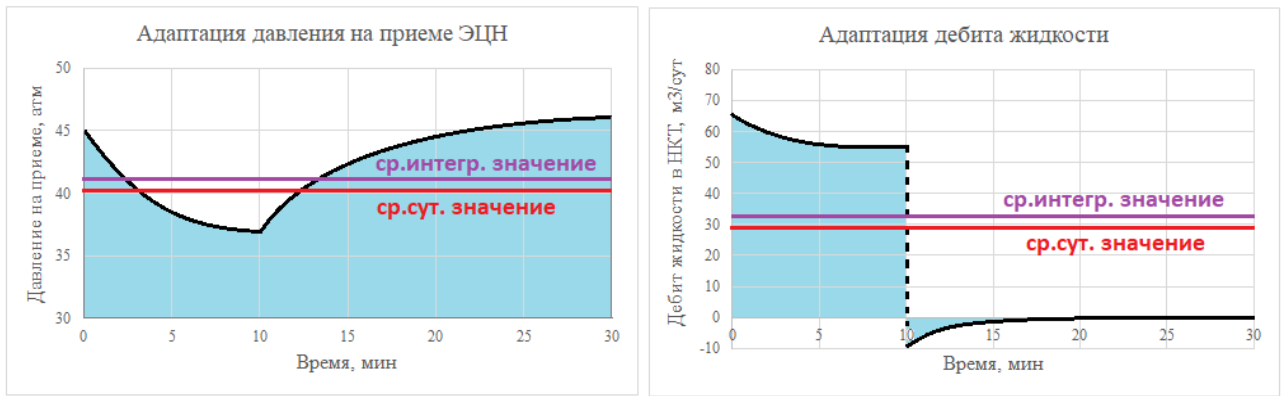


Рис. 2.1. Визуализация адаптации среднеинтегральных параметров на фактические среднесуточные значения

При достижении установленных значений сходимости следует адаптация параметров наземного оборудования, для их сходимости используются следующие коэффициенты:

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

Значения калибровочных электротехнических коэффициентов, обеспечивающих наилучшее схождение расчетных динамик с фактическими показателями, определяются с помощью оптимизационного алгоритма “Truncated Newton method” [15].

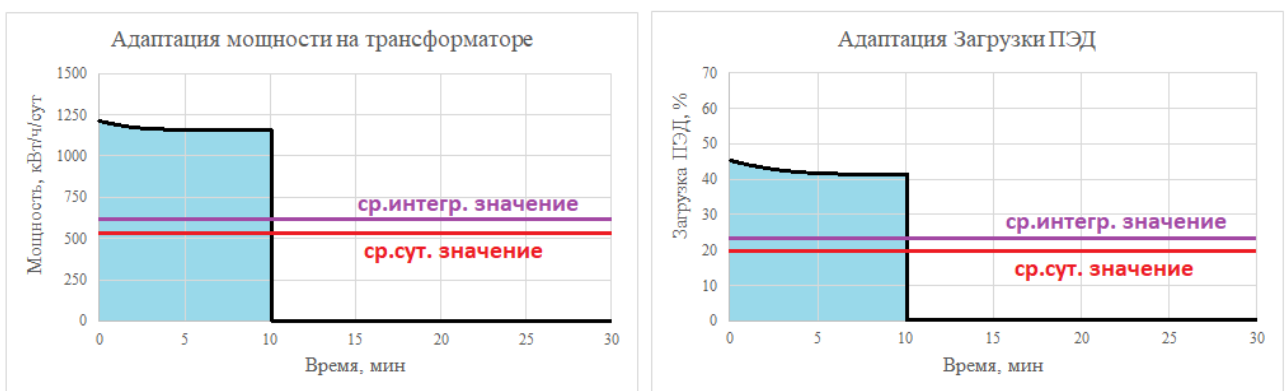


Рис. 2.2. Визуализация адаптации среднеинтегральных электротехнических показателей на фактические среднесуточные значения

Стоит отметить, что использование вышеуказанного алгоритма, нацеленного на поиск локального минимума, удовлетворяет поставленной задаче, так как форма минимизируемой функции является гладкой, а границы параметров оптимизации – узкие.

2.2. Подбор оптимального режима

Для решения задачи оптимизации режима работы скважины, эксплуатируемой в периодическом режиме, изначально было предложено использовать известные классические оптимизационные алгоритмы поиска минимума минимизируемой функции. Но в ходе детального анализа полученных результатов было принято решения отказаться от данных методов в силу наличия геологических особенностей и регламентных требований. При вышеуказанных ограничениях рассматриваемая гладкая минимизируемая функция становится кусочно-заданной без явного градиента, что не позволяет применить классические методы многомерной оптимизации. Вследствие чего в представленной реализации алгоритма поиска оптимального режима работы предложено использовать перебор всех доступных вариантов комбинаций рабочих параметров $(P_{in}, t_{work}, t_{std}, f_{work})$. Очевидно, что такой подход является довольно трудозатратным, с точки зрения затраченного времени и вычислительных ресурсов, по этой причине было решено применить техники интерполяции, обеспечивающие удовлетворительную сходимость при оценке подбираемого режима, который потом верифицируется путем «честного» расчета модели.

Ниже представлено сравнение интерполированной динамики падения/восстановления давления на приеме и динамики, посчитанной на разработанной модели.

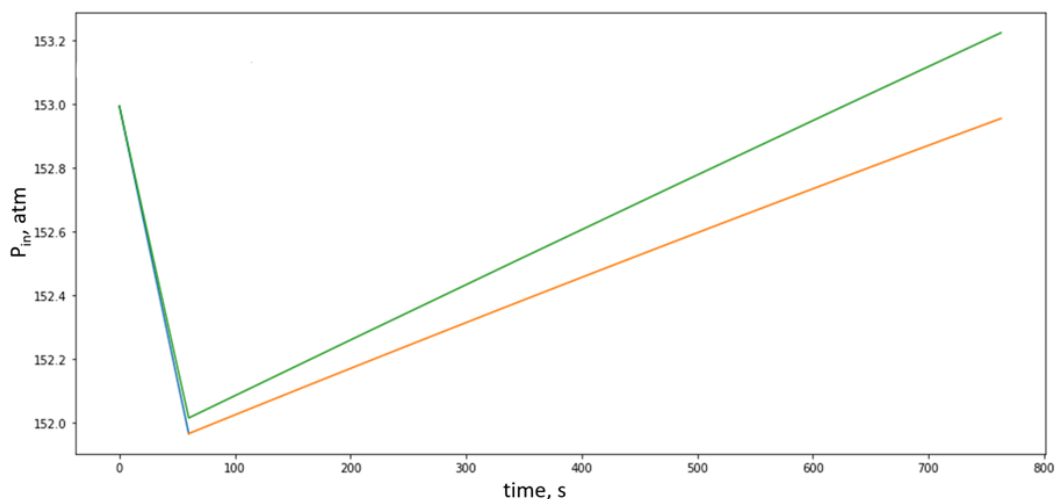


Рис. 2.3. Сравнение интерполированной динамики давления на приеме с динамикой, рассчитанной на модели (зеленым цветом помечена динамика, рассчитанная на модели)

После адаптации модели и определения калибровочных коэффициентов, гидравлических и электротехнических параметров работы скважины на текущем режиме, определения геологических и технологических ограничений начинается процесс оптимизации модели, описание которого представлено ниже:

1. Расчет динамик падения и восстановления давления на приеме для граничных значений частот (рис. 2.4.) согласно технологическим требованиям по варьированию частоты вращения вала насоса (избежание рисков при слишком резкой смене частоты). Построение таких динамик позволит восстановить динамики на всем интервале частот с помощью интерполяции.

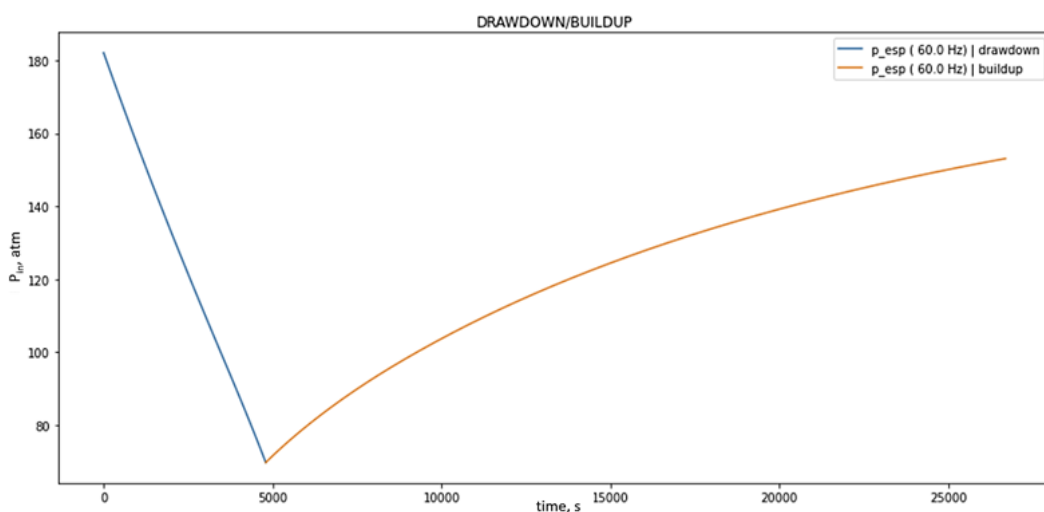


Рис. 2.4. Кривые падения/восстановления давления на приеме

2. Определение частоты тока из диапазона, ограниченного технологическими требованиями к смене режима;

3. Восстановления динамики давления на приеме за полный цикл работы/остановки насоса при помощи интерполяции (рис. 2.5).

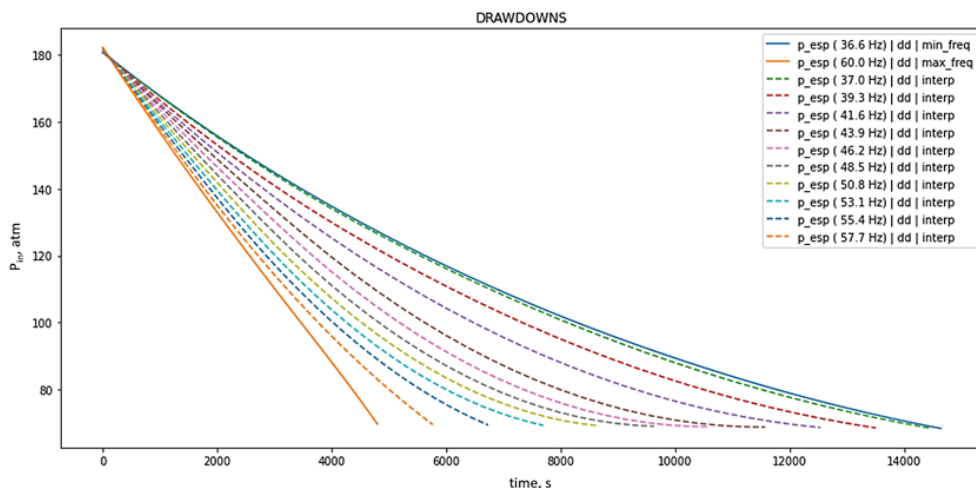


Рис. 2.5. Визуализация интерполяции кривой падения давления

4. Поиск оптимального технологического режима для выбранной частоты подразумевает определение начального давления на приеме, определение времени работы, расчет времени простоя, за которое давление восстановится до исходного в начале цикла работы ЭЦН.

5. Определение наилучших режимов по увеличению добычи жидкости и/или уменьшению расхода электроэнергии

6. Честный расчет подобранных режимов. Честный расчет подразумевает расчет эксплуатационных и электротехнических показателей работы скважины используя разработанную модель после подбора режима используя интерполированные динамики.

7. Расчет прироста дебита жидкости и расхода электроэнергии на подобранных режимах и выбор наилучшего в качестве мероприятия по смене технологического режима с целью увеличению экономического эффекта работы скважины.

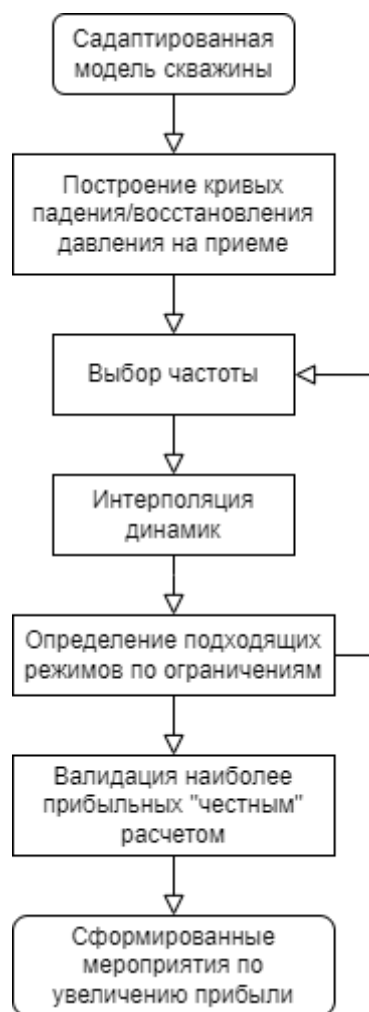


Рис. 2.6. Логическая схема алгоритма поиска оптимального режима

2.2.1. Учет ограничений

В рамках оптимизации работы периодической скважины, как уже было упомянуто, проводится учет ограничений на допустимые показатели её работы. Ниже представлен ряд величин и их ограничений, зависящих от давления на приеме, позволяющих учесть технологические особенности работы скважины:

- Ограничение на минимальное/максимальное допустимое P_{in} .

Построение динамик давления на приеме ограничено максимальным и минимальным значениями: максимальное – давление, при котором наблюдается фонтанирование; минимальное – минимальное давление на приеме насоса, необходимое для предотвращения срыва подачи или выхода скважины на установившийся режим;

- Загрузка по току.

Ограничение согласно заданным регламентным требованиям эксплуатации скважины;

- Газосодержание на приеме ЭЦН.

Ограничение согласно заданным регламентным требованиям эксплуатации скважины;

- Рабочая область ЭЦН.

Моделирование ограничения на рабочую область ЭЦН происходит путем перевода значения левой и правой границы рабочей зоны ЭЦН в давление на приеме при заданном буферном давлении.

- Ограничение на минимальное P_{wf} .

Ограничение согласно заданным регламентным требованиям эксплуатации скважины. Осуществляется путем перевода заданной минимальной границы забойного давления в давление на приеме, далее происходит учет рассчитанной нижней границы при определении динамики давления на приеме.

Среди ограничений на рассчитанный режим, помимо ограничений показателей работы скважины, присутствует и ряд специфических регламентных ограничений на длительность работы и остановки скважины, проверка которых осуществлялась после расчета оптимальных режимов работы. Источником большей части из них являются регламентные поскважинные требования каждого производства.

Таблица 2.1

Список реализованных регламентных ограничений

Название	Описание
Ограничение времени работы	Ограничение времени работы по максимальному и минимальному значению согласно промышленным требованиям
Ограничение времени простоя	Ограничение времени простоя по максимальному и минимальному значению согласно промышленным требованиям
Ограничение на кратность	Суммарная длительность времени работы и накопления

суммарного времени цикла заданному значению или серии значений	должна быть кратна целому числу, либо серии целых чисел (например, 10, 15, 20, 30 или 60 минутам)
Ограничение на максимальную суммарную величину цикла	Продолжительность цикла работы-накопления не должна превышать установленное значение
Ограничение на пропорциональность подобранного цикла старому	Продолжительность цикла работы-накопления пропорциональна продолжительности до проведения оптимизации

ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ

Апробация разработанных алгоритмов включала в себя: процесс сбора исходных данных пилотных месторождений, создание и адаптацию моделей скважин, оптимизацию режимов и выбор наиболее подходящих, составление списка кандидатов для оптимизации режимов работы. За время тестирования модели на пилотных месторождениях было посчитано около тысячи реальных кейсов. Данное количество кейсов позволило покрыть большую часть возможных особенностей и сложностей, связанных со спецификой конкретного региона добычи нефти.

Итогом работы данной модели являлось утверждение подобранных режимов, их реализация и последующее подтверждение эффектов от произведенных мероприятий по увеличению добычи или сокращению удельного расхода электроэнергии. В следующих главах будет представлена репрезентативная выборка сформированных мероприятий по оптимизацию режимов работы нескольких скважин.

3.1. Результаты адаптации модели

В качестве визуальной оценки результатов работы алгоритма адаптации приводятся адаптированные динамики показателей работы скважины и реальные данные телеметрии для одного из рассчитанных кейсов.

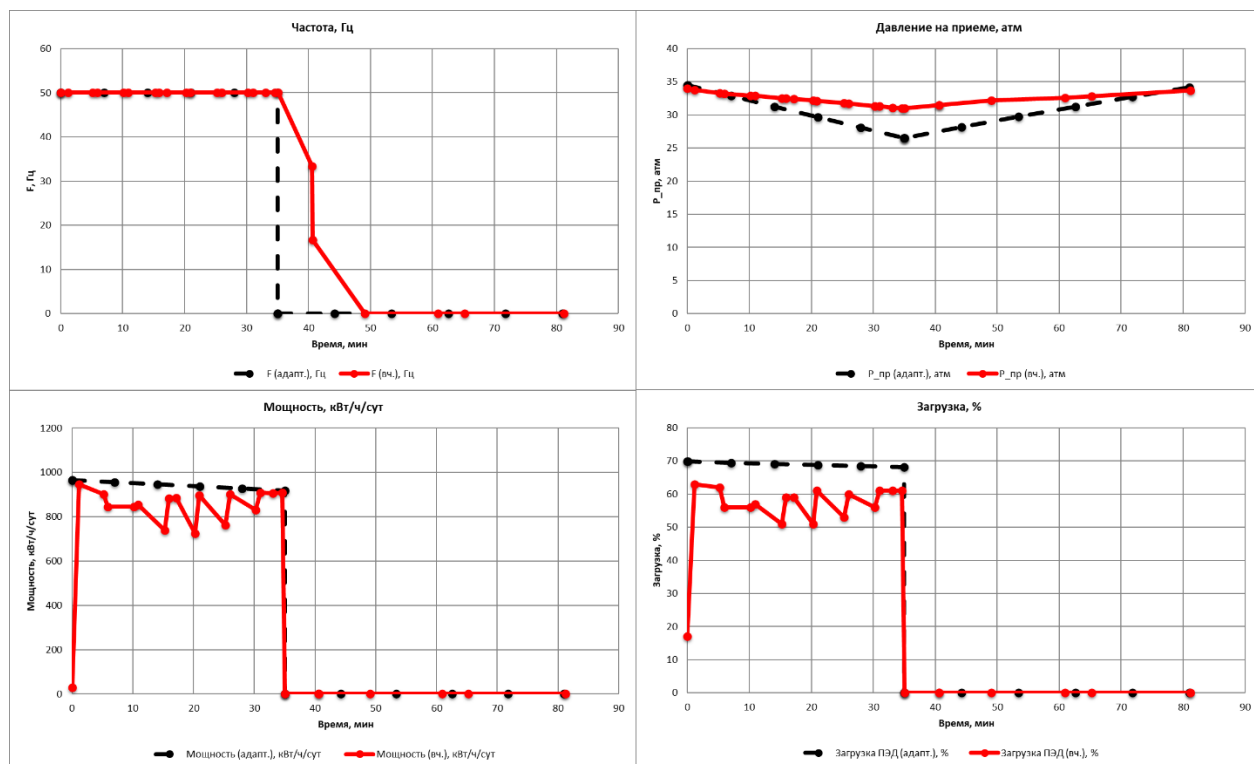


Рисунок 3.1. Пример сравнения адаптированной динамики с фактическими данными (адаптация производилась на среднесуточные значения)

После анализа полученных динамик показателей скважин, отметим, что модель показывает удовлетворительные результаты, учитывая, что адаптация производилась на среднесуточные показатели работы скважины.

Ниже для оценки качества работы алгоритма адаптации приведена таблица с количественными метриками сходимости на адаптированном режиме. Сходимость количественных метрик с фактическими данными позволяет сделать вывод о применимости разработанных алгоритмов адаптации для создания модели реальной периодической скважины.

Результаты работы алгоритма адаптации

Номер скважины	Параметры работы насоса на фактическом ТР			Среднесуточные значения показателей на фактическом ТР			Показатели на адаптированной модели скважины			Отклонение рассчитанных показателей на модели от фактического ТР			
	$F_{\text{раб}}$, Гц	$T_{\text{раб}}$, мин	$T_{\text{нак}}$, мин	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{н}}$, т/сут	$P_{\text{пр}}$, атм	$Q_{\text{ж}}$, м ³ /сут	$Q_{\text{н}}$, т/сут	$P_{\text{пр}}$, атм	$Q_{\text{ж}}$, %	$P_{\text{пр}}$, %	Расхождение крайних точек цикла, атм.	Комплексное отклонение э/э параметров, %
1	50	20	40	42	5,1	48,1	41	5	49,6	-1,9	3,3	-0,2441	3,1
2	50,9	18	38	45	30,6	42	45	30,8	42,7	0,7	1,6	-0,1369	1,9
3	48,5	20	35	39	14,9	50	39	14,9	50,7	0,1	1,6	1,5792	1,6
4	50	14	20	18	7,4	66	18	7,3	65,5	-1,1	-0,7	0,6357	1,3
5	50	32	26	25	0,9	35,1	25	0,9	34	0,1	-3,3	1,0290	2,6
6	50	47	8	90	15,1	42	89	15	42	-0,6	0	0,9468	0,6
7	51	8	40	17	4	35,9	17	3,9	34,9	-2,6	-2,8	0,7814	7,2
8	50	45	5	93	20,8	49	92	20,5	47,8	-1,5	-2,5	-0,1123	2,3
9	52	55	35	51	36	32	50	35	31	-2,8	-3,3	-0,4925	3,0
10	50	42	18	72	6	36	70	5,9	36,7	-2,2	2,1	-0,1427	1,2

3.2. Результаты оптимизации модели

В качестве результатов оптимизации для той же выборки скважин ниже представлена таблица, содержащая параметры оптимизированного режима, показатели работы скважины и данные об эффекте сформированных мероприятий.

Для данной выборки помимо геологических и технологических ограничений учитывались следующие ограничения на времена работы и простоя: суммарное время цикла работы-остановки не должно превышать 2 часа и должно быть кратно 10, 15, 20, 30 или 60 минутам; минимальное время работы не должно быть меньше 3 минут для компенсации затраченного времени на остановку/включение насоса. Также были учтены ограничения по

варьированию частоты ЭЦН (± 3 Гц от текущего режима), связанные с рисками при слишком резком смене режима.

Таблица 3.2

Сравнительная таблица текущего и подобранного режимов работы

Номер скважины	Параметры работы насоса			Показатели на текущем режиме					Эффект от мероприятия по увеличению прибыли			
	F _{раб} , Гц	T _{раб} , мин	T _{нак} , мин	Q _ж , м ³ /сут	Q _н , т/сут	P _{пр} , атм	Затраты э/э, кВт*ч/сут	Опер. прибыль, руб/сут	Эк. прирост, руб/сут	Прирост по добыче нефти, т/сут	Прирост по дебиту жидкости, м ³ /сут	Разница потребления э/э, кВт/ч/сут
1	50	20	40	41	5	49,6	293	27900	1000	0,2	2	31
1*	51,2	10	20	43	5,2	46,7	324	28900				
2	50,9	18	38	45	30,8	42,7	592	307100	18000	1,8	3	58
2*	51,5	10	20	48	32,6	40	650	325100				
3	48,5	20	35	39	14,9	50,7	870	146500	24200	2,5	7	135
3*	49,2	12	18	46	17,4	51,5	1006	170700				
4	50	14	20	18	7,3	65,5	183	75500	43900	4,3	10	86
4*	51,7	15	15	28	11,6	63,8	269	119400				
7	50	6	15	26	13,9	33	497	81100	39600	6,8	12	236
7*	50,7	8	12	38	20,6	31,2	733	120700				
8	50	45	5	92	20,5	47,8	1602	207800	1500	0,1	0	-106
8*	52,8	11	4	92	20,6	48	1495	209300				

В таблице выше указаны параметры работы скважины до и после смены режима на режим, подобранный моделью (отмечен символом «*»).

Из-за указанных выше ограничений существенно сократилось число возможных альтернативных режимов работы скважины, по этой причине для части адаптированных скважин мероприятий по увеличению прибыли найти не удалось.

В качестве примера и для более наглядной оценки эффекта от предложенного эффекта на рисунке П. 1 представлены динамики параметров адаптированной модели (кейс №4) и подобранного оптимального режима работы для одного полного цикла включения/выключения насоса.

Разработанные оптимизационные алгоритмы описанной выше математической модели периодической скважины показали удовлетворительные результаты в рамках проведения массового тестирования по подбору оптимизационных мероприятий для периодических ПКВ/АПВ скважин. Также необходимо отметить, что, несмотря на удовлетворительные результаты разработанной модели, имеется потенциал по ее улучшению, включающий в себя интеграцию модели нестационарного пласта и учет влияния процессов, происходящих в нефтесборной сети.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

Разработана, представлена и описана физико-математическая модель скважины, работающей в периодическом режиме эксплуатации, позволяющая рассчитывать динамики добычных, эксплуатационных и электротехнических показателей её работы:

- Представленная модель не зависит от алгоритмов расчета отдельных гидравлических элементов, что позволяет качественно сочетать и интегрировать с традиционными подходами физико-математического моделирования, реализованными как в широком спектре программных продуктов, находящимися в открытом доступе, так и в коммерческом ПО
- Представленная модель показывает удовлетворительную сходимость с результатами расчетов, полученных при использовании коммерческого ПО, предназначенного для моделирования многофазных неустановившихся течений, и корректно описывает показатели работы скважины при моделировании процессов, происходящих при периодической эксплуатации скважины.
- Перечень исходных данных модели не выходит за пределы стандартного перечня информации о механизированном фонде, ведущимся в добывающих обществах.
- Представленная модель имеет вычислительную сложность кратко ниже демонстрируемой коммерческим ПО предназначенным для моделирования многофазных неустановившихся течений.

Разработаны, описаны и представлены алгоритмы адаптации физико-математической модели скважины и алгоритмы оптимизации технологических режимов АПВ/ПКВ скважин осложненного механизированного УЭЦН фонда.

- Представленные алгоритмы поддерживают возможность варьирования адаптационных коэффициентов для обеспечения сходимости расчётных показателей работы скважины с фактическими при использовании среднесуточных данных.

- Представленные алгоритмы оптимизации позволяют формировать комплекс мероприятий по максимизации прибыли путём варьирования следующих управляющих воздействий: частота во время цикла работы, длительности цикла работы и накопления.
- Представленные алгоритмы оптимизации поддерживают возможность задания ограничений как непосредственно на варьируемые управляющие воздействия, 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. Haghghi, 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

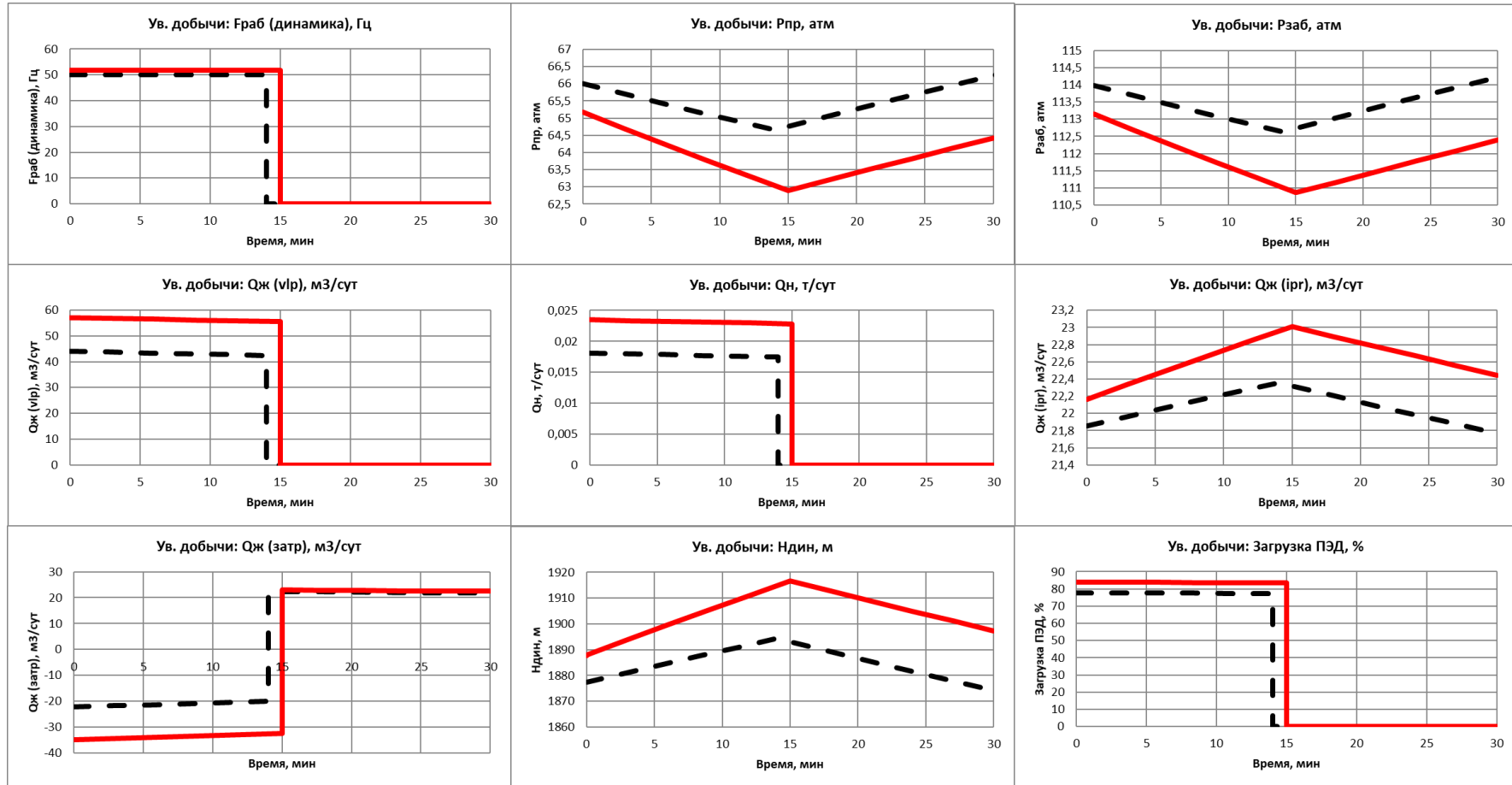


Рис. П. 1. Динамики показателей работы скважины на текущем режиме (черная пунктирная линия) и оптимизированном режиме (красная сплошная линия).