

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Институт прикладной математики и механики
Высшая школа теоретической механики

Работа допущена к защите
Директор высшей школы
_____ А.М. Кривцов
« 08 » июня 2020 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА

МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ДИНАМИКИ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА ОСНОВЕ АДАПТИВНЫХ АЛГОРИТМОВ

по направлению подготовки (специальности)	01.04.03 Механика и математическое моделирование
Направленность (профиль)	01.04.03_04 Математическое моделирование процессов нефтегазодобычи
Выполнил студент гр. 3640103/80401	Д.К. Кучкильдин
Руководитель научный сотрудник НОЦ «Газпромнефть-Политех», к.т.н., доцент	П.М. Кикин
Консультант эксперт ООО «Газпромнефть НТЦ»	В.С. Котежеков
Консультант по нормоконтролю	Е.А. Хайбулова

Санкт-Петербург
2020

САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО
Институт прикладной математики и механики
Высшая школа теоретической механики

УТВЕРЖДАЮ

Директор высшей школы

 А.М. Кривцов

« 22 » января 2020 г.

ЗАДАНИЕ
на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Кучкильдину Денису Камилевичу, группа 3640103/80401

1. Тема работы
Моделирование нестационарной фильтрации для прогнозирования динамики добычи нефти на основе адаптивных алгоритмов
2. Исходные данные по работе
 - Литературные источники
 - Промысловые данные базовых систем компании
3. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов)
 - Основные требования к решению
 - Литературный обзор
 - Разработка подходов к решению задачи
4. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей)
 - Результаты тестирования подходов
5. Консультанты по работе
В.С. Котежеков, эксперт ООО «Газпромнефть НТЦ»
6. Дата выдачи задания: 22.01.2020
7. Срок сдачи студентом законченной работы: 08.06.2020

Руководитель ВКР



П.М. Кикин

Студент



Д.К. Кучкильдин

Задание принял к исполнению

22.01.2020

РЕФЕРАТ

На 35 с., 10 рисунков, 2 таблицы, 0 приложений.

ИТ-ПРОДУКТ, НАУЧНЫЙ ИНЖИНИРИНГ, НЕФТЯНОЙ ИНЖИНИРИНГ, НЕСТАЦИОНАРНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ, ХАРАКТЕРИСТИКА ВЫТЕСНЕНИЯ.

В данной работе представлены два подхода к моделированию двухфазной нестационарной фильтрации. Приведены результаты апробации подходов на синтетических и реальных промысловых данных. Обоснована целесообразность применения каждого подхода, даны рекомендации. Показан основной концепт моделирования нестационарной фильтрации в условиях заводнения как ИТ-продукт компании «Газпром нефть».

THE ABSTRACT

35 pages, 10 pictures, 2 tables, 0 applications.

IT-PRODUCT, SCIENTIFIC ENGINEERING, OIL ENGINEERING, NON-STATIONARY FILTRATION, DISPLACEMENT CHARACTERISTICS.

This paper presents two approaches to modeling two-phase non-stationary filtering. The results of testing the approaches on synthetic and real production data are presented. The expediency of applying each approach is substantiated, recommendations are given. The basic concept of modeling non-stationary filtration under water flooding conditions as an IT-product of Gazprom Neft is shown.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ТЕОРИЯ.....	7
1.1. Описание исследования.....	7
1.2. Математические модели.....	12
1.3. Обзор литературы	17
1.4. Постановка задачи	19
ГЛАВА 2. ПРАКТИКА.....	20
2.1. Основные гипотезы.....	20
2.2. Гипотеза №1	21
2.3. Гипотеза №2	24
2.4. Исходные данные.....	30
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	33
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	34
СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ	35

ВВЕДЕНИЕ

В последнее десятилетие многие нефтегазовые компании мира запустили процесс цифровой трансформации [2]. В основном под этим понимают комплексную автоматизацию всех сегментов бизнеса для принятия наиболее эффективных решений в вопросах управления. Наиболее важным и технически сложным сегментом для цифровизации является разведка и добыча (upstream) [1]. Сложность заключается в плохом качестве оперируемых данных. Поэтому сейчас большую долю инвестирования составляют внедрение высокоточных инструментов сбора и анализа данных и разработка ИТ-решений для контроля, оптимизации и планирования добычи на основе этих данных.

В компании «Газпром нефть» ключевое внимание уделяется процессам планирования добычи углеводородов [4]. Одной из проектных задач в данном направлении является краткосрочное прогнозирование (до 3-х месяцев) добычи нефти в условиях заводнения. Наибольшую практическую ценность данная задача приобретает для случая изменения режима работы добывающих скважин. Несмотря на то, что в сообществе инженеров-нефтяников уже существует несколько подходов к решению схожих задач [5-9], универсального способа для создания ИТ-продукта нет. При этом актуальность данной задачи заключается в отсутствии экспресс-решения, которое позволило бы выполнять серию автоматизированных и высокопроизводительных расчетов.

Объектом данного исследования является процесс двухфазной фильтрации (вода-нефть) в пористой среде. Предмет исследования – применимость теории нестационарного однофазного течения к данной задаче.

Цель работы – подготовить математическое модельное решение для создания прототипа программного продукта компании «Газпром нефть». Основными требованиями к решению являются физическая интерпретация и адекватная воспроизводимость на большом наборе фактических данных. Сопутствующее условие – реализация в виде библиотеки расчетных функций на языке программирования Python 3.7.

План работы:

1. Провести литературный обзор существующих решений
2. Изучить возможность их применения на основе экспериментальной серии тестов по сгенерированным данным ПО Карра Toraze
3. Описать математические модели для разных типов заканчиваний скважин
4. Разработать финальное решение для внедрения в программный продукт
5. Выполнить комплексное тестирование
6. Проанализировать результаты и сделать заключение

Основная гипотеза исследования – применение математической модели однофазной пластовой фильтрации в совокупности с моделью обводненности (характеристикой вытеснения нефти водой). Течение нефти и воды в пористой среде принимается как единый поток жидкости по всему объему, который можно описать однофазной моделью фильтрации. Количественное разделение флюидов в каждом элементе объема в заданный момент времени возможно осуществить через модель обводненности. Также следует предположить, что качество прогноза по данной композитной модели будет уменьшаться с ростом времени, что существенно будет заметно в первые 30 дней. Этот эффект связан с “зашумлением” фактических значений обводненности при рассмотрении коротких временных интервалов. Однако после 30 дней, вероятно, ошибка прогноза будет стабильной.

Теоретическую основу данного исследования составляют работы следующих авторов: Ozkan, Raghavan [14, 15], Earlougher [8], Houze [10], Chen [7], Курочкин [3]. Методология включает как эмпирические, так и научные подходы к решению задачи, однако основное место занимают абстрактное мышление и экспериментальное моделирование.

Информационная база исследования создана на промысловых данных компании «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» по Холмогорскому нефтяному месторождению и содержит реальный исторический набор всех необходимых показателей более чем по 30 добывающим скважинам.

ГЛАВА 1. ТЕОРИЯ

В данной главе приведены описание задачи и основные допущения, принятые для получения требуемого компанией «Газпром нефть» решения. Также указана степень научной разработанности проблемы в рамках компании и инженерного сообщества в целом, обоснована необходимость исследования.

1.1. Описание исследования

1.1.1. Формулировка задачи

Необходимо провести суточную количественную экспресс-оценку дебита нефти по скважинам компании в рамках 3-х календарных месяцев в условиях:

1. Запуск скважины

Подразумевается рабочий производственный старт с определенным контрольным забойным давлением после длительной остановки (периодическая работа, простой, консервация) скважины.

2. Смена режима работы скважины

То есть любые события на скважине, которые могут привести к изменению забойного давления на скважине:

- *Изменение параметров работы ЭЦН*
- *Смена насоса*
- *Планирование исследований (ГДИС, ПГИ)*

3. Проведение мероприятий на скважине

Данные мероприятия в основном направлены на повышение продуктивности скважины, вследствие изменения ФЕС призабойной зоны:

- *ОПЗ*
- *ГРП*
- *РИР, КРС*

Оценку дебита предлагается провести, используя оптимизационные адаптивные алгоритмы на основе исторических данных по производственным показателям каждой скважины в отдельности.

1.1.2. Требования к решению

Для получения строгого аналитического решения поставленную задачу рекомендуется упростить, а именно декомпозировать. Для этого предлагается, мысленно разделить всю разрабатываемую скважинами площадь нефтеносности на отдельные добывающие элементы и вырезать их для изолированного рассмотрения (рис. 1.1). При этом основными необходимыми требованиями к данным элементам в процессе разбиения являются:

1. Наличие одной единственной скважины, причем добывающей

Нагнетательные скважины не входят ни в один элемент.

2. Прямоугольная геометрия

В целях достижения одного простого и универсального решения именно прямоугольник, обобщенный в объеме до параллелепипеда, является наиболее подходящим вариантом, так как позволяет легко и “гибко” адаптировать геометрические размеры в ходе выделения элемента.

3. Сохранение информации о “характере” соседних скважин в границах

Деление на “односкважинные” элементы не должно нарушить физическую цельность исходной системы скважин на разрабатываемой площади.

4. Независимость от других элементов

Каждый элемент рассматривается отдельно и имеет свое частное решение.

На рис. 1.1 красными сплошными и штриховыми линиями выделены два типа границ добывающих элементов согласно классическому подходу [8, 14]. Граница элемента устанавливается как перпендикуляр к линии, соединяющей две соседние скважины. Если линия связывает две добывающие, то между ними проходит граница непротекания, если добывающую и нагнетательную – граница постоянного давления.

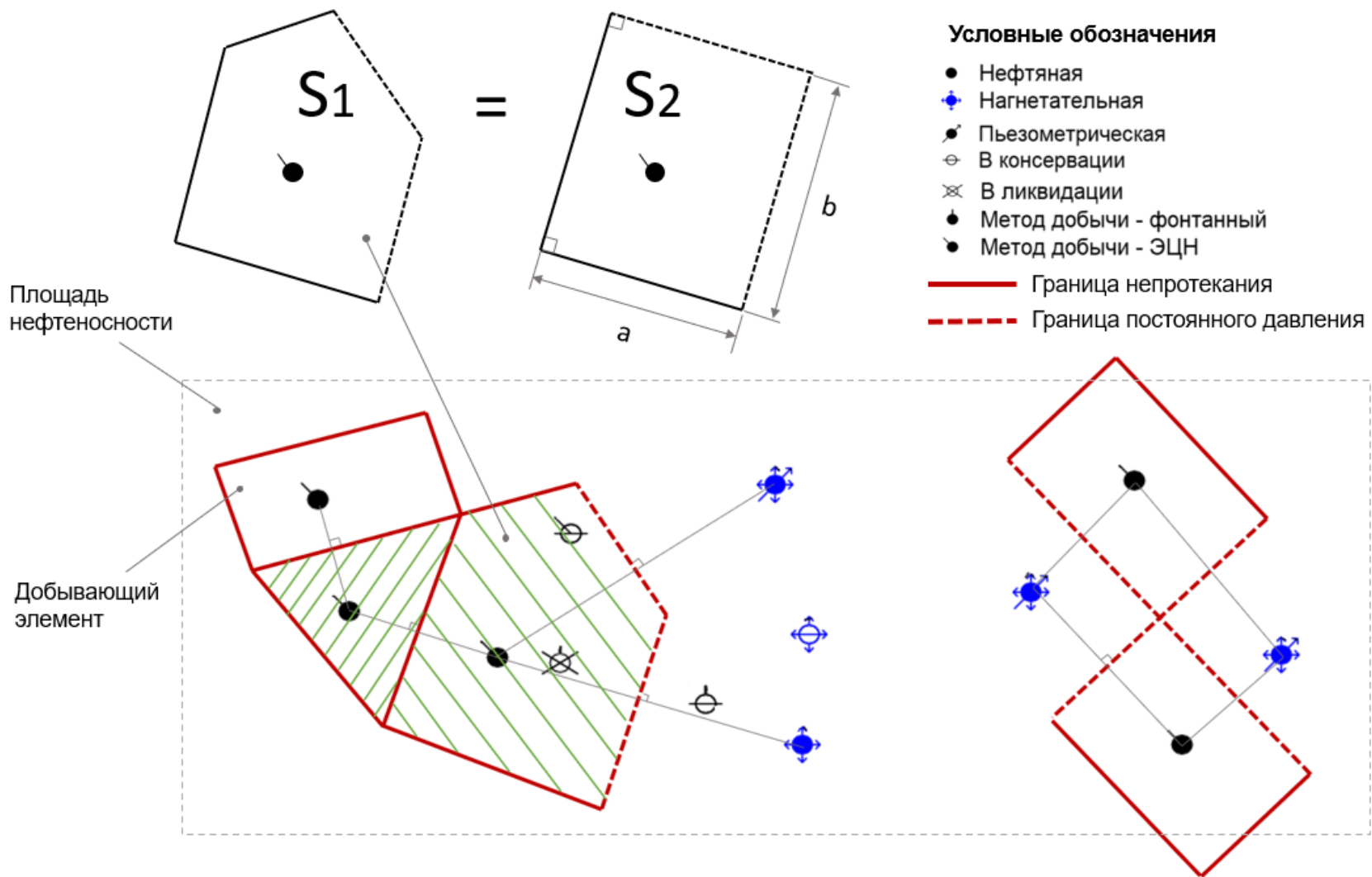


Рис. 1.1. Схематичный пример разбиения площади нефтеносности на добывающие элементы
 Приведено реальное расположение нескольких скважин Холмогорского месторождения на условном масштабе

На данный момент около 70% добывающего фонда скважин компании имеет обводненность продукции более 50%. При этом относительно небольшой процент скважин работает в зонах разгазирования продуктивного пласта, не включая наличие интервалов перфорирования газовой шапки. Соответственно, в большей части порового пространства коллектора наблюдается двухфазная фильтрация вода-нефть. Для моделирования такой фильтрации предлагается воспользоваться однофазным решением уравнения диффузии [14]. Принимая во внимание все ограничения данного решения, интересно узнать на качественном и количественном уровне, возможность и целесообразность его применения. А также верифицировать результаты полученного прогноза на фактических скважинных данных Холмогорского месторождения.

Все добывающие скважины компании можно классифицировать по 4-ем основным типам заканчивания, которые составляют более 90% фонда, исключая многозабойные и многоствольные. Поэтому в рамках данного исследования предлагается воспользоваться следующими моделями скважин:

1. Вертикальная

Данная модель распространяется и на наклонно-направленные скважины с определенной поправкой на скин-фактор.

2. Горизонтальная

3. Вертикальная с трещиной ГРП

Предполагается, что трещина в вертикальной плоскости.

4. Горизонтальная с многостадийным ГРП

Следует подчеркнуть, что данная идея односкважинной декомпозиции основывается исключительно на допущении использования прямоугольной геометрии добывающего элемента, которая может быть адаптирована на основе набора исторических данных по работе скважины. Причем процесс выделения условный, так как никаких визуальных и геометрических разбиений площади нефтеносности не подразумевается.

Подробный макет требуемого компанией решения, содержащий основной концепт данной исследовательской задачи, приведен на рис.1.2.

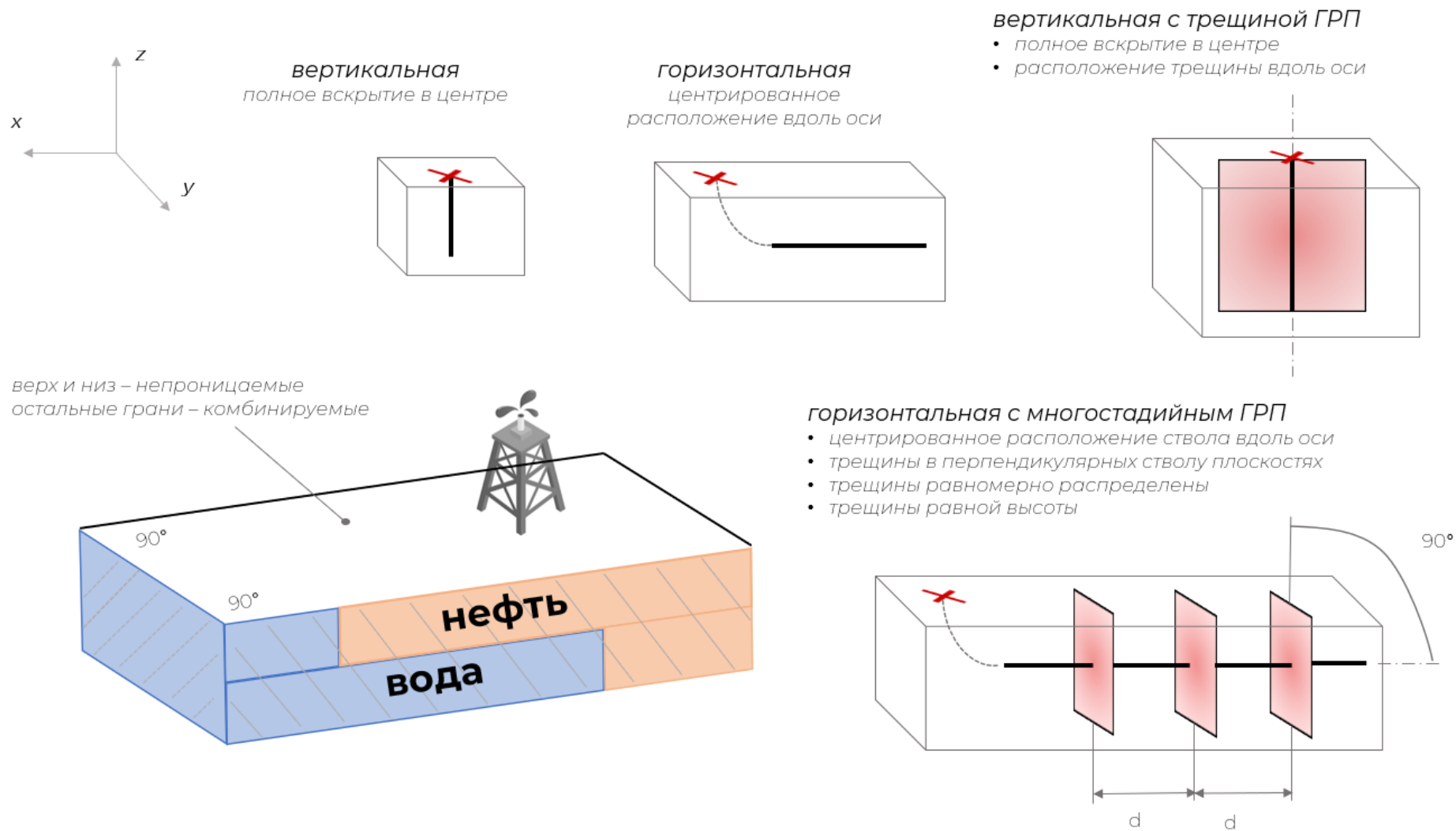


Рис. 1.2. Основной набор моделей (процесс фильтрации и типы заканчивания скважин) для использования в исследовании

1.2. Математические модели

При промышленной эксплуатации нефтяного месторождения существуют три режима притока, которые интересуют разработчиков на протяжении всего периода работы скважины (рис. 1.3). Каждый режим проявляется в разное время после ввода скважины в эксплуатацию и для различных граничных условий. Характер изменения давления во времени служит индикатором режима потока. Тип притока определяется поведением давления во времени. Для трех различных состояний притока оно описывается следующими выражениями:

Нестационарный	Псевдостационарный	Стационарный
$\frac{\partial p}{\partial t} = f(r, t)$	$\frac{\partial p}{\partial t} = \text{const}$	$\frac{\partial p}{\partial t} = 0$ или $\frac{\partial q}{\partial t} = 0$
Внешняя граница не оказывает влияния, т.е. поток ведет себя как в безграничной среде.	Границы потока не оказывают влияния, но давление на контуре снижается.	Давление на границах остается постоянным

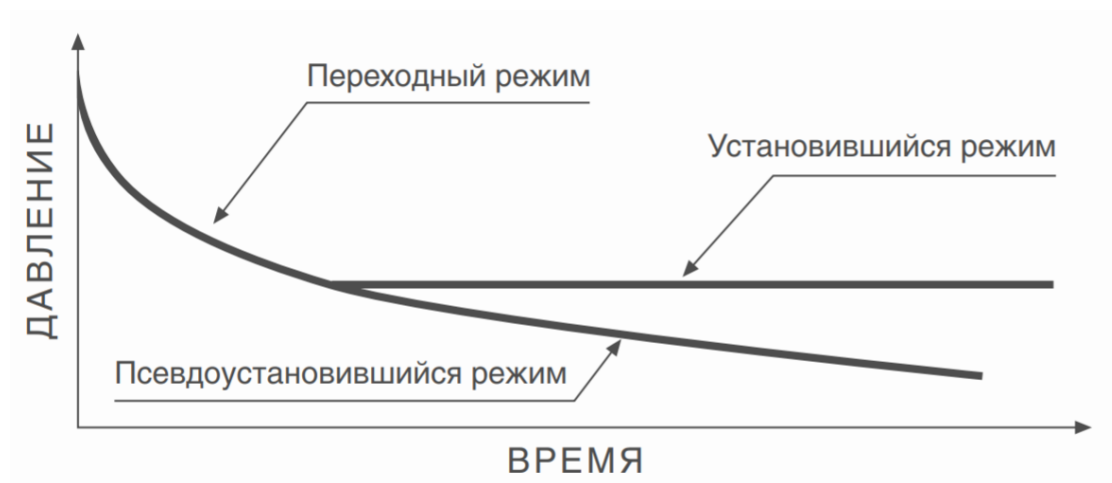


Рис. 1.3. Режимы притока к забою скважины

Псевдостационарный и стационарный режимы могут так и не реализоваться в течение работы скважины. Именно поэтому в рамках выполнения данной исследовательской работы предлагается сфокусироваться на неустановившейся (нестационарной) фильтрации в пористой среде.

Как известно, процесс нестационарной фильтрации жидкости в пористых средах математически описывается уравнением пьезопроводности, которое основано на принципе сохранения массы, уравнении состояния и законе Дарси. При этом согласно описаниям геометрий скважин предыдущего пункта, наиболее целесообразным с точки зрения физики процесса (двух- и трехмерная фильтрация) будет решение, основанное на методе источников [14, 15]. Источник – это точка, линия, поверхность или объем, из которых жидкость отбирается из пласта или закачивается в пласт. Термин источник применяется как к добыче, так и к закачке при условии, что отрицательное значение отбора означает расход закачиваемого флюида.

Течение слабосжимаемого флюида вокруг точечного источника, расположенного в центре сферической системы координат, в бесконечной изотропной пористой среде можно описать уравнением пьезопроводности со следующими условиями:

$$\frac{1}{r_D^2} \cdot \frac{\partial}{\partial r_D} \left(r_D^2 \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r_D} \right) = \frac{\partial \Delta p}{\partial t_D} \quad (1.1)$$

$$r_D = \sqrt{x_D^2 + y_D^2 + z_D^2}; \quad \left(c = \frac{c}{l} \right)_{c=x,y,z}; \quad t_D = \frac{\kappa t}{l^2}; \quad \kappa = \frac{k}{\mu \phi c_t}$$

- *Начальное условие*

$$\Delta p(t_D = 0, r_D > 0) = 0$$

- *Внутреннее граничное условие (на поверхности точечного источника)*

$$\int_0^T \left[\lim_{\varepsilon \rightarrow 0^+} \frac{4\pi k}{\mu} \cdot \left(r_D^2 \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r_D} \right)_{r_D=\varepsilon} \right] dt = -\tilde{q}$$

$$\tilde{q} = \int_0^T q(t) dt; \quad q(t) = \tilde{q} \delta(t)$$

или

$$\lim_{\varepsilon \rightarrow 0^+} \frac{4\pi k}{\mu} \cdot l \cdot \left(r_D^2 \cdot \frac{\partial \Delta p}{\partial r_D} \right)_{r_D=\varepsilon} = -\tilde{q} \delta(t)$$

- *Внешнее граничное условие (на бесконечном расстоянии от центра точечного источника)*

$$\Delta p(t_D, r_D \rightarrow \infty) = 0,$$

где D – индекс, указывающий на безразмерный параметр
 l – характеристическая длина системы (обычно радиус скважины), м
 x, y, z – декартовы координаты точки наблюдения, м
 t – интервал времени от момента начала наблюдения, с
 k – коэффициент проницаемости среды по флюиду, м²
 μ – коэффициент динамической вязкости флюида, Па · с
 ϕ – коэффициент эффективной пористости среды, д. ед.
 c_t – коэффициент общей изотермической сжимаемости среды и флюида, 1/Па
 κ – коэффициент пьезопроводности среды, насыщенную флюидом, м²/с
 \tilde{q} – объем флюида, мгновенно отобранного из сферы при $t = 0$, м³
 $\delta(t)$ – Дельта-функция Дирака
 Δp – изменение давления в точке наблюдения, Па

С учетом того, что источник может находиться в произвольной точке с координатами x'_D, y'_D, z'_D , решением данной начально-краевой задачи в пространстве Лапласа является выражение:

$$\overline{\Delta p} = \frac{\tilde{q}\mu}{4\pi k l s} \cdot \frac{e^{-\sqrt{s}R_D}}{R_D} \quad (1.2)$$

$$R_D = \sqrt{(x_D - x'_D)^2 + (y_D - y'_D)^2 + (z_D - z'_D)^2},$$

где — — черта, указывающая на запись в пространстве Лапласа

s – переменная Лапласа, выражающая параметр t

На основе данного выражения (1.2) можно получить решение для бесконечного горизонтального пласта постоянной толщины h , верхняя $z = 0$ и нижняя $z = h$ границы которого представляют собой непроницаемые плоскости. Для этого необходимо воспользоваться методом зеркального отображения. Метод основан на принципе суперпозиции, который гласит, что если f_1 и f_2 представляют собой два линейно независимых решения линейного ДУЧП, а c_1 и c_2 – две произвольные постоянные величины, то $f_3 = c_1 f_1 + c_2 f_2$ является решением данного ДУЧП. Применение метода заключается в использовании фиктивной скважины, для случая непроницаемой границы – добывающей. Расположение скважин и условие непротекания на границе показаны на рис. 1.4.

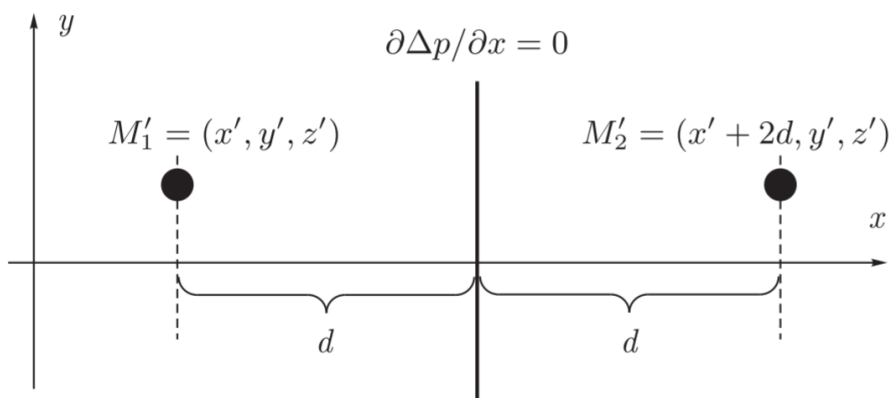


Рис. 1.4. Метода зеркальных отображений для создания эффекта линейной границы
Показаны два добывающих точечных источника

Согласно замечанию предыдущего абзаца решение для точечного источника в бесконечном горизонтальном пласте с непроницаемыми верхней и нижней плоскостями:

$$\bar{\Delta p} = \frac{\tilde{q}\mu}{4\pi kls} \sum_{n=-\infty}^{+\infty} \left[\frac{e^{-\sqrt{s}\sqrt{r_D^2 + z_{D1}^2}}}{\sqrt{r_D^2 + z_{D1}^2}} + \frac{e^{-\sqrt{s}\sqrt{r_D^2 + z_{D2}^2}}}{\sqrt{r_D^2 + z_{D2}^2}} \right] \quad (1.3)$$

$$r_D^2 = (x_D - x'_D)^2 + (y_D - y'_D)^2$$

$$z_{D1} = z_D - z_{wD} - 2nh_D; \quad z_{D2} = z_D + z_{wD} - 2nh_D; \quad h_D = \frac{h}{l},$$

где h – толщина пласта, м

Целью данной работы не является “очередной” вывод решений для всех моделей заканчивания. Предлагается в качестве базового решения (на котором в последующем будут строиться модельные решения для каждого конкретного типа заканчивания скважины) взять решение (1.3). Тогда руководствуясь принципом суперпозиции, процедура получения решения для точечного источника в пласте формы прямоугольного параллелепипеда не представляет особых трудностей (табл. 1.1). Решения представлены в работе [14]. Однако следует заметить, что некоторые решения, полученные таким способом могут в дальнейшем затруднить расчеты по их использованию в данной исследовании. Несмотря на это, предполагается, что эту проблему возможно будет решить на этапе повышения производительности разрабатываемого приложения.

Таблица 1.1

Алгоритмы получения математических моделей различных типов заканчивания скважин
для применения в данном исследовании

Скважина

	Вертикальная	Горизонтальная	Вертикальная с трещиной ГРП	Горизонтальная с многостадийным ГРП
Алгоритм	<ul style="list-style-type: none"> Интегрирование (1.3) по $z = [0; h_z]$ 	<ul style="list-style-type: none"> Интегрирование (1.3) по $x = [0; L_x]$ или по $y = [0; L_y]$ 	<ul style="list-style-type: none"> Интегрирование (1.3) по $z = [0; h_z]$ Интегрирование решения предыдущего пункта по $x = [0; L_x]$ или по $y = [0; L_y]$ 	Подход основан на сегментации трещин ГРП на ряд линейных источников, взаимовлияющих друг на друга в процессе работы.
Источник	[14]	[14]	[14]	[7, 14]

h_z, L_x, L_y – произвольные длины для интегрирования точечного источника,

$h_z \leq h, L_x$ и L_y в пределах геометрии пластового резервуара скважины.

Важно подчеркнуть, что конечный расчет связан с получением притока (дебита) нефти с помощью заданного значения забойного давления скважины. Или математически это означает, что рассматривается задача с граничным условием – постоянство забойного давления. Именно поэтому все приведенные выше решения записаны в пространстве Лапласа. В таком виде удобно воспользоваться теоремой Дюамеля и получить решения для притока на основе решений для давления:

$$\overline{p_{wDu}} \cdot \overline{q_D} = \frac{1}{s^2} \quad (1.4)$$

$$q_D(t_D) = \frac{q(t)\mu}{2\pi kh(p_i - p_{wf})}$$

где $\overline{p_{wDu}}$ – решение для забойного давления в безразмерном виде

$\overline{q_D}$ – решение для притока (дебита) в безразмерном виде

$q(t)$ – дебит скважины, м³/с

p_i – начальное пластовое давление, Па

p_{wf} – забойное давление на момент времени t , Па

1.3. Обзор литературы

Классический подход к интерпретации ГДИС для случая многофазного притока в пористой среде заключается в замене параметров в уравнении (1.1), связанных с подвижностью флюида и сжимаемостью пласта [8]:

$$\lambda_t = \left(\frac{k}{\mu}\right)_t = k \left(\frac{k_{ro}}{\mu_o} + \frac{k_{rw}}{\mu_g} + \frac{k_{rg}}{\mu_g} \right) \quad (1.5)$$

$$c_t = c_o S_o + c_w S_w + c_g S_g + c_f, \quad (1.6)$$

где λ_t – коэффициент общей подвижности многофазной системы

k – коэффициент абсолютной проницаемости среды по воздуху, м²

k_{ro}, k_{rw}, k_{rg} – коэффициенты относительной фазовой проницаемости среды по нефти, газу, воде, д. ед.

c_o, c_w, c_g, c_f – коэффициенты изотермической сжимаемости нефти, воды, газа, скелета пористой среды 1/Па

S_o, S_w, S_g – насыщенности среды нефтью, водой, газом, д. ед.

В рамках данной работы предполагается, что газовая фаза в пористой среде отсутствует, соответственно $k_{rg} = 0$ и $S_g = 0$.

Применимость данного подхода основана на предположении, что в период наблюдения насыщенности пористой среды не меняются. В рамках проведения ГДИС это действительно допустимый подход. Однако для данного исследования это может быть критично, если период адаптации моделей под фактические значения будет длительным. Количественно оценить максимальный временной интервал адаптации возможно только на основе статистики по изменению насыщенностей в 3D ГДМ. Предположительно, один календарный год – допустимый временной интервал для использования данного подхода.

Также в литературе существует подход к моделированию притока многофазной системы с помощью введения функции псевдавления [5]. Однако основным его преимуществом является точность моделирования при наличии газовой фазы за счет учета физических особенностей. Поэтому в рамках поставленной исследовательской задачи применение данного подхода не совсем целесообразно.

Существует ряд других методик [6-9], которые в большинстве случаев используют допущение о постоянстве насыщенностей в той или иной части порового пространства (весь объем, призабойная зона). В связи с этим принципиально не имеет значения их рассматривать вместо подхода, основанного на выражениях (1.5 – 1.6).

Другим наиболее точным и привлекательным с точки зрения отсутствия каких-либо допущений и ограничений применимости способом является численное дискретное (сеточное) моделирование процесса фильтрации пористой среды. Однако данный подход уже широко освещен и исследован в литературе, к тому же является сложным, ресурсоемким и непроизводительным, поэтому не удовлетворяет требованиям конечного приложения данной работы.

1.4. Постановка задачи

Пусть скважина работает в неизвестных пластовых условиях (например, абсолютная или фазовая проницаемость коллектора k , начальное пластовое давление p_{res} , скин-фактор S и т.д.) с момента времени t_0 и на текущий момент времени t_n имеет исторический набор согласованных данных:

- $T = \{t_0, \dots, t_n\}$ – множество моментов времени
- $X = \{p_0, \dots, p_n\}$ – множество значений забойного давления скважины
- $Y = \{q_0, \dots, q_n\}$ – множество значений дебита нефти скважины

Для данной скважины предполагается, что:

1. Существует структурная зависимость $F: X \rightarrow Y$, математический вид которой известен и включает полный набор параметров, характеризующих пластовые условия (k, p_{res}, S_t, \dots) . Конкретная структура F устанавливается на основе математических моделей табл. 1.1.
2. Задается простая функциональная зависимость $f: T \rightarrow X$ с момента времени t_n до момента времени в будущем t_m .

Требуется выполнить многопараметрическую оптимизацию функции F на тренировочном подмножестве Y таким образом, чтобы минимизировать относительную ошибку на тестовом.

ГЛАВА 2. ПРАКТИКА

Данная глава содержит основные результаты работы, рекомендации к их практическому применению и возможные пути дальнейшего исследования по затронутой тематике. Также приводятся подробные описания и руководства.

2.1. Основные гипотезы

Согласно пункту 1.3 предыдущей главы существует не так много подходов к моделированию многофазной нестационарной фильтрации в пористой среде. Причем большинство аналитических подходов так или иначе сводятся к предположению о постоянстве насыщенностей пористой среды в течение всего наблюдения. Поэтому в здесь также приводятся две гипотезы, основанные на данном предположении:

1. Раздельный процесс фильтрации

Данная гипотеза строится на утверждении, что допустимо рассматривать течения воды и нефти как два независимых процесса фильтрации, которые происходят по изолированному поровому пространству пласта. Это значит, что можно применить один и тот же вид решения (для конкретного типа заканчивания скважины) дважды, чтобы описать (смоделировать) количественный приток воды и нефти. При этом следует подчеркнуть, что основным отличием в решениях для каждого флюида будут лишь их ФХС и объем порового пространства, участвующий в фильтрации.

2. Совместный процесс фильтрации

Предполагается, что течение воды и нефти можно описать как фильтрация псевдожидкости по всему дренируемому объему порового пространства пласта. Соответственно для моделирования следует использовать решение один раз с осредненными ФХС флюида. Однако данный подход требует дальнейшего разделения для количественного представления притоков воды и нефти. Потенциально это ведет к потере точности моделирования, так как, во-первых, производится осредненная оценка суммарного притока; во-вторых, каким-то образом необходимо рассчитать долю каждого флюида в объеме псевдожидкости. Несмотря на это, данный подход во многом более устойчив и является обобщенным, так как удовлетворяет и соответствует всем перечисленным подходам пункта 1.3.

2.2. Гипотеза №1

Выполнить общий анализ применения и верифицировать возможность гипотезы (раздельный процесс фильтрации) было решено на синтетических данных, созданных в ПО Карра Toraze. Для этого было разработано несколько различных кейсов на основе модели вертикальной скважины. Результаты представлены на рис. 2.1 и 2.2.

Как видно из представленных результатов, однозначного подтверждения или опровержения данная гипотеза не получила. Необходимо дополнительное тестирование на основе реальных промысловых данных. Основная проблема связана с неоднозначностью поведения пластовой системы в данных кейсах, безусловно, это является качеством самих кейсов, однако, также это вносит ряд неопределенностей, которые могут иметь место на практике. Например, кейс 2 демонстрирует “агрессивный” рост дебита жидкости, что, видимо, также является результатом повышения пластового давления. Учесть подобное поведение на реальных данных точно не удастся по данной гипотезе. Кейс 3 является классическим и ставит под сомнение данную гипотезу вследствие нарушения основного предположения о насыщенностях порового пространства. Хотя важно отметить, время наблюдения по данному кейсу – более 3000 ч. Кейс 4 тоже является очень показательным, однако он объединяет все замечания предыдущих кейсов.

Кейс 1 – пример, когда действительно допустимо рассматривать данную гипотезу. Причем на практике это вполне частый случай поведения системы. Однако в целях получения универсального (для всех возможных случаев на практике) по применимости решения данный подход (гипотеза) возможно не пригоден. Поэтому для окончательного заключения необходимо показательное тестирование на реальных данных.

Кейс 1

нет активной воды —
залежь работает на истощение

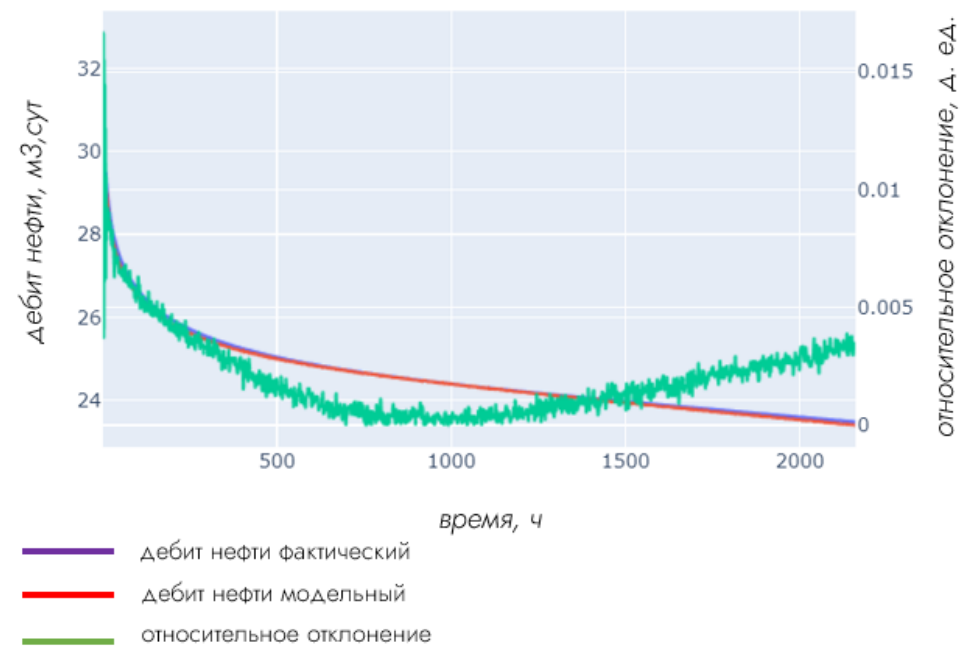
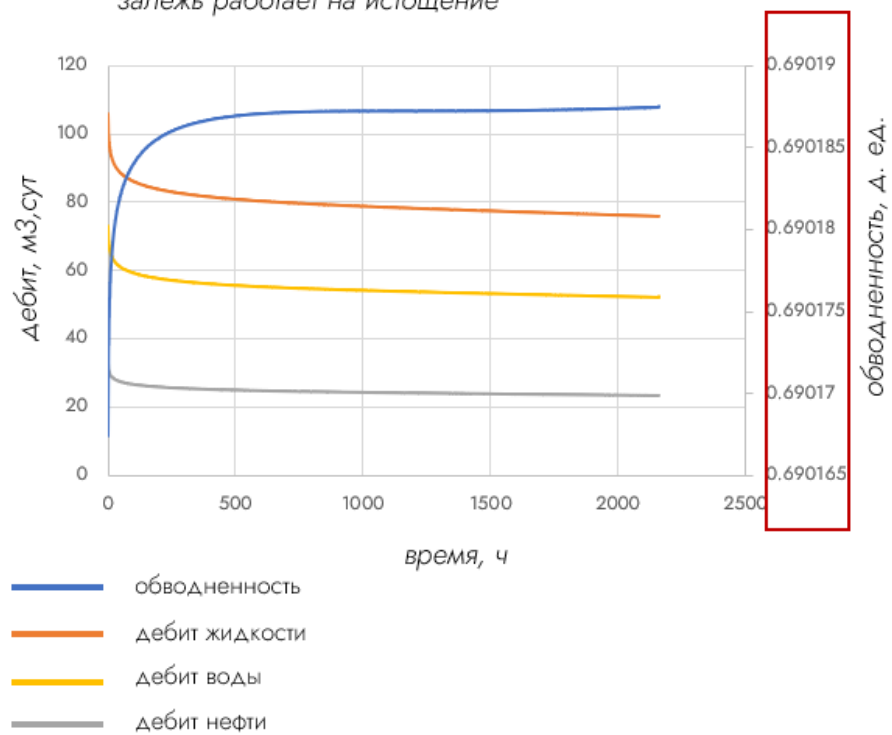
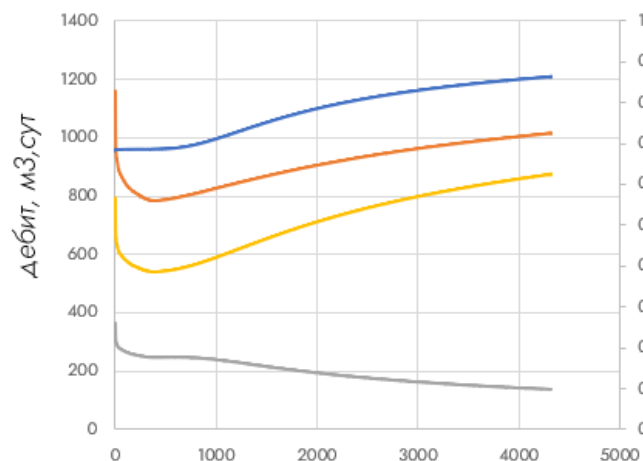


Рис. 2.1. Синтетический кейс
Подтверждает применимость гипотезы 1

Кейс 2

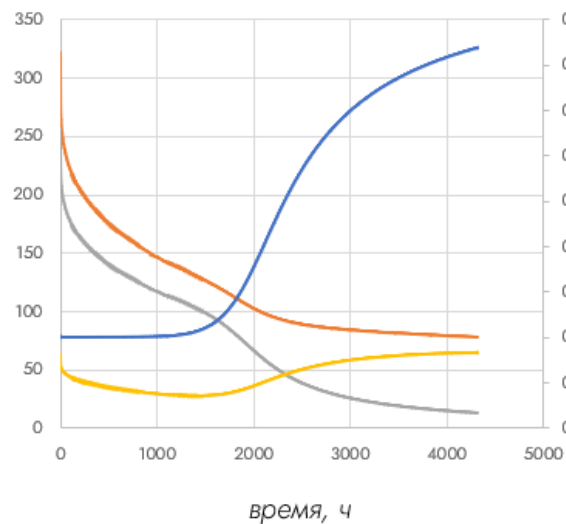
присутствует
активный аквифер



- обводненность
- дебит жидкости
- дебит воды
- дебит нефти

Кейс 3

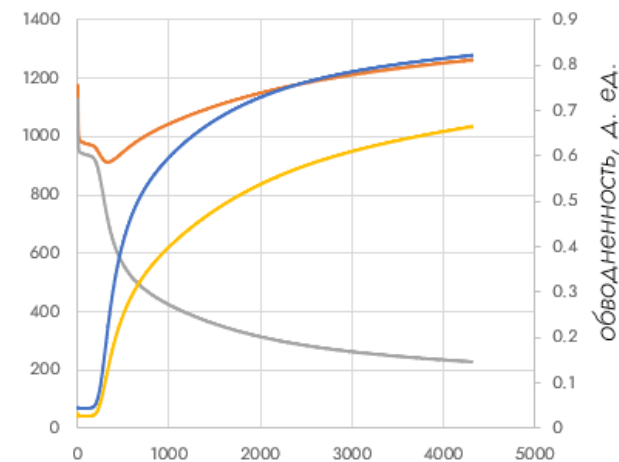
прорыв воды от соседней
нагнетательной скважины



время, ч

Кейс 4

соседняя нагнетательная скважина
расположена слишком близко



обводненность, д. ед.

**Итог по данной гипотезе: применимо
исключительно при незначительном
изменении обводненности**

Рис. 2.2. Синтетические кейсы
Ставят под сомнение гипотезу 1
Необходимо тестирование на реальных данных

2.3. Гипотеза №2

Как уже было сказано, точность решения, полученного в рамках данной гипотезы существенно ниже, чем по гипотезе 1. При этом также необходима дополнительная физическая модель, которая бы позволила корректно разделить два флюида (вода и нефть) по объему псевдожидкости. Для этого в качестве дополнительной модели решено рассмотреть характеристику вытеснения нефти водой, которая описывает процесс заводнения всего месторождения. Однако применимость этой модели вполне возможна и для локального случая – дренируемый скважиной объем пласта.

Под характеристикой вытеснения нефти водой в данной работе понимается зависимость объемной обводненности продукции скважины от накопленной добычи нефти $f_w = f(Q)$ по данной скважине. Порядок получения этой зависимости следующий:

$$\left. \begin{aligned} f_w &= \frac{q_w}{q_l} = \frac{q_w}{q_o + q_w} \\ q_p &= \frac{2\pi k_p h}{\mu_p} \cdot \frac{\Delta p}{\ln\left(\frac{r_e}{r_w}\right)} = C \cdot \frac{k_p}{\mu_p} \cdot \Delta p \end{aligned} \right\} \begin{aligned} f_w &= \frac{\frac{k_w}{\mu_w}}{\frac{k_o}{\mu_o} + \frac{k_w}{\mu_w}} = \frac{1}{\frac{\mu_w k_o}{\mu_o k_w} + 1} \\ k_p &= k \cdot k_{rp} \\ k_{ro} &= k_{ro}^{\max} \left(\frac{1 - S_{or} - S_w}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{n_o} \\ k_{rw} &= k_{rw}^{\max} \left(\frac{S_w - S_{wc}}{1 - S_{or} - S_{wc}} \right)^{n_w} \end{aligned} \right\} \\ f_w &= \frac{1}{1 + \frac{k_{ro}^{\max} \mu_w}{k_{rw}^{\max} \mu_o} \cdot \frac{\left(1 - \frac{Q}{N}\right)^{n_o}}{\left(\frac{Q}{N}\right)^{n_w}}} \quad (2.1)
 \end{aligned}$$

где f_w – объемная доля воды в продукции скважины в пластовых условиях, д. ед.
 q_w, q_o – дебиты скважины по воде и нефти в пластовых условиях, м³/сут
 k_p – коэффициент фазовой проницаемости (произвольна фаза), мД
 k_{rp} – коэффициент относительной фазовой проницаемости, д. ед.
 Δp – перепад давления (депрессия на пласт), Па

$k_{ro}^{max}, k_{rw}^{max}$ – максимальные значения коэффициента относительной фазовой проницаемости по нефти и воде, д. ед.

S_{or}, S_{wc} – остаточная нефтенасыщенность и насыщенность связанной водой порового пространства, д. ед.

n_o, n_w – показатели степени корреляции Кори, безразм.

Q – накопленная добыча нефти с начала разработки, м³

N – начальные извлекаемые геологические запасы, м³

Верификация данной гипотезы осуществлялась на реальных промысловых данных Холмогорского месторождения. Были опробованы более 30 скважин для проведения прогнозов в пределах 30 – 90 суток. Последовательность действий включала два связанных этапа: адаптация (оптимизация целевой функции – модель фильтрации к конкретному типу заканчивания скважины) и прогноз. При этом так как по данной гипотезе рассматривается две модели: модель нестационарной фильтрации и модель обводненности – то было решено проводить два отдельных прогноза, результаты которых агрегировались для получения прогноза дебита нефти. Результаты представлены на рис. 2.3 – 2.6.

Как видно из представленных результатов, качество прогноза отдельно взятых моделей фильтрации жидкости и обводненности довольно хорошее. В пределах 30 дней относительная ошибка по каждой модели составляет порядка 5%. При этом также заметен рост ошибки в последующие дни, однако с меньшей скоростью, что горит о подтверждении изначального предположения: наиболее значительный рост ошибки наблюдается в первые 30 дней.

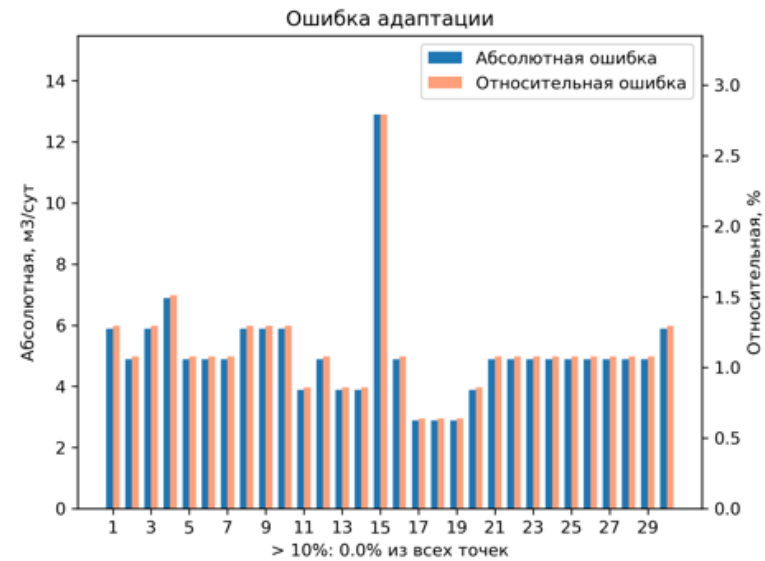
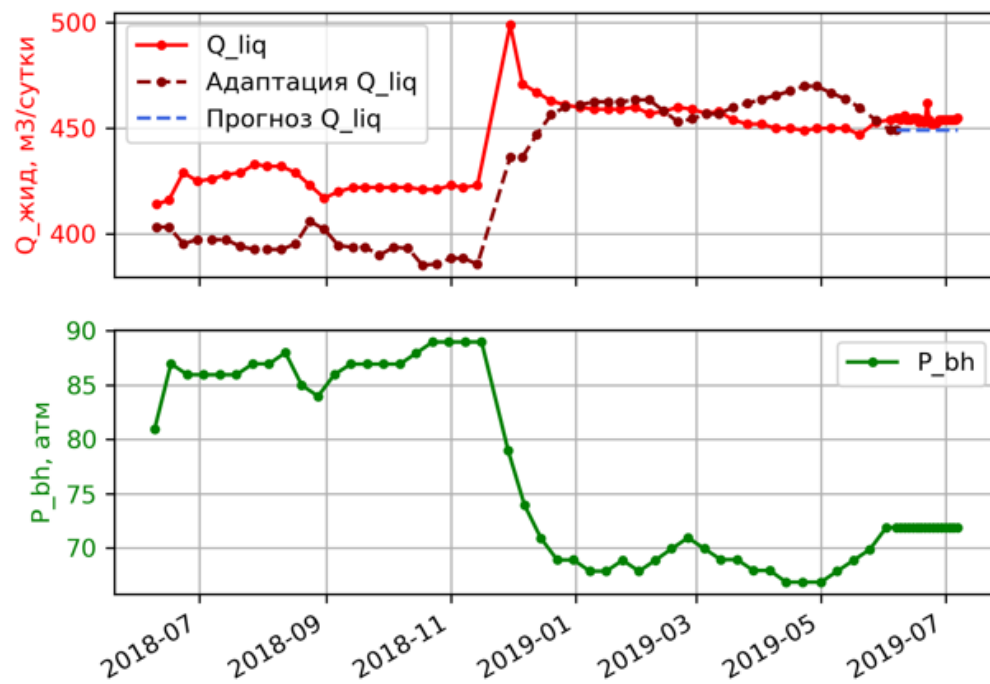


Рис. 2.3. Результаты моделирования притока жидкости по скважине X_1
 Использовалось решение для вертикальной скважины (тип границ – все непроницаемые)

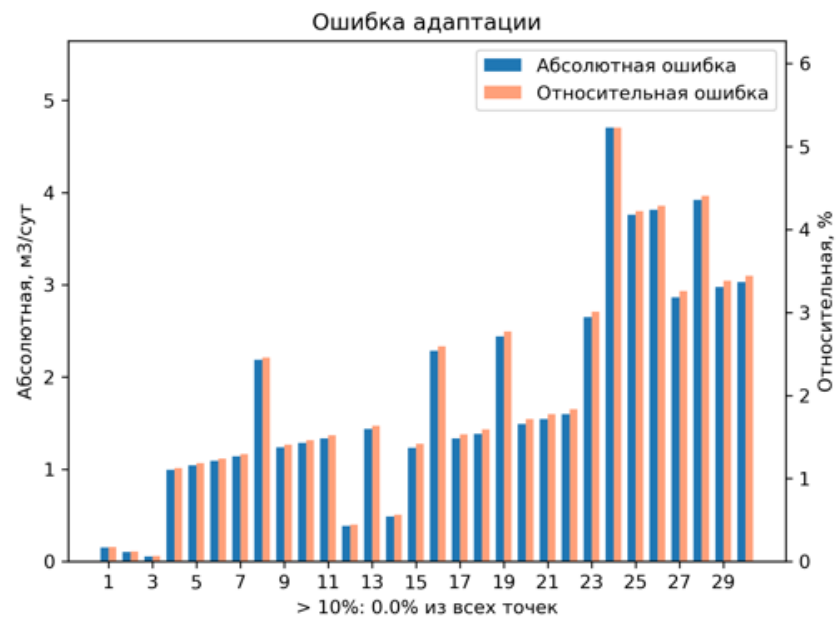
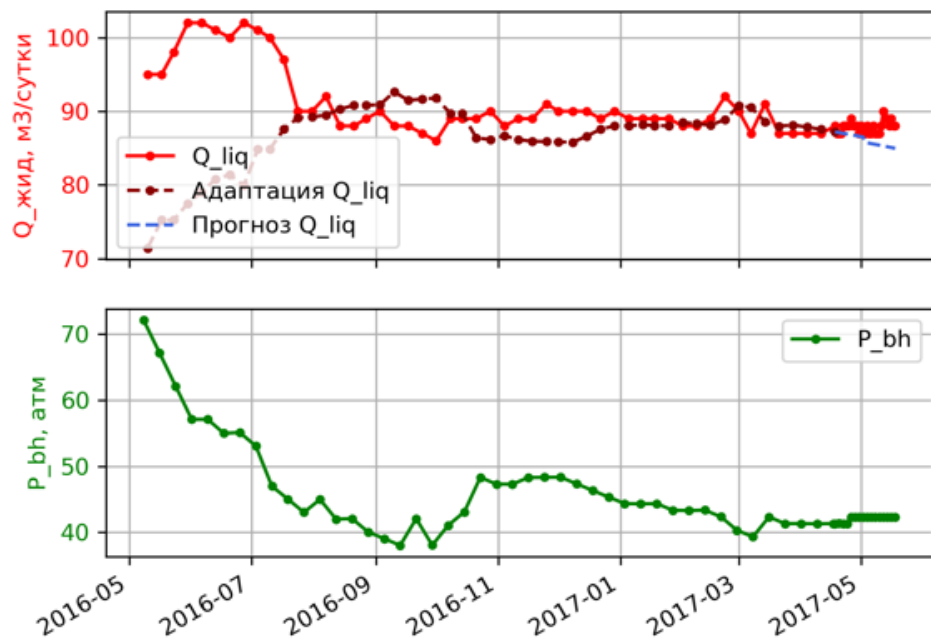
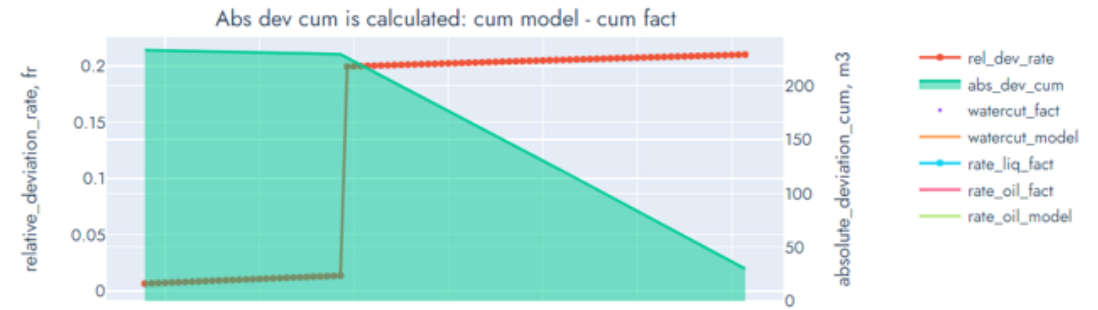


Рис. 2.4. Результаты моделирования притока жидкости по скважине X_2
 Использовалось решение для вертикальной скважины с трещиной ГРП (тип границ – все непроницаемые)

Corey model performance

name	unit	value
watercut_initial	fr	-0.1
mobility_ratio	dim	0.2712
alpha	dim	3.5
beta	dim	1
stoiip	mn_m3	0.1063
cum_prod_oil	mn_m3	0.0882
mae_train	fr	0.1446
mae_test	fr	0.0192



Plot is divided: 1-train, 3-test

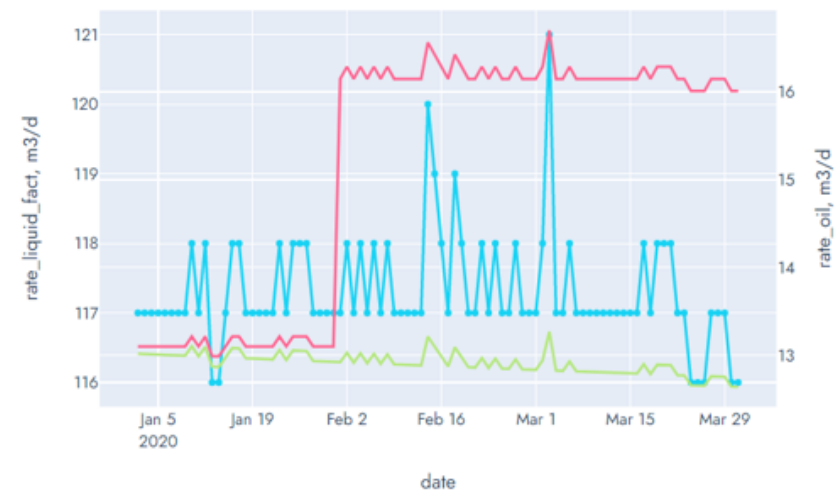
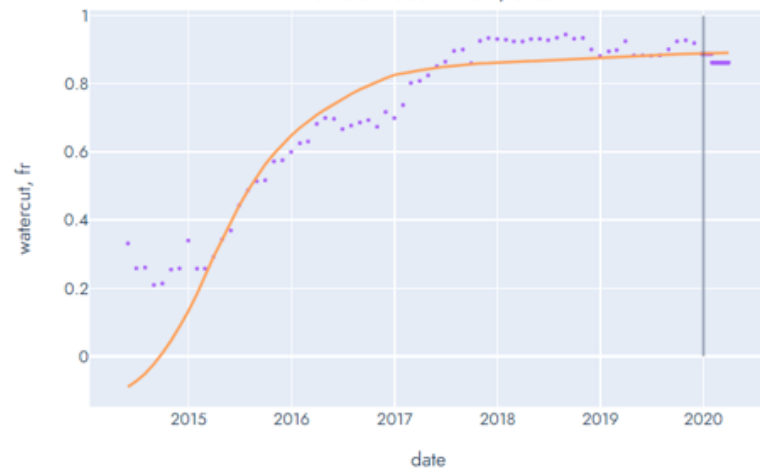
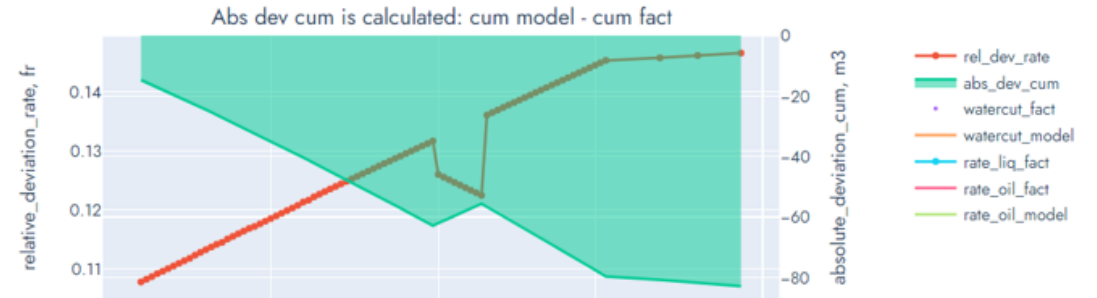


Рис. 2.5. Результаты моделирования обводненности по скважине X_1

Corey model performance

name	unit	value
watercut_initial	fr	-0.0022
mobility_ratio	dim	0.022
alpha	dim	3.5
beta	dim	1
stoiip	mn_m3	0.3773
cum_prod_oil	mn_m3	0.3356
mae_train	fr	0.049
mae_test	fr	0.0036



Plot is divided: 1-train, 3-test

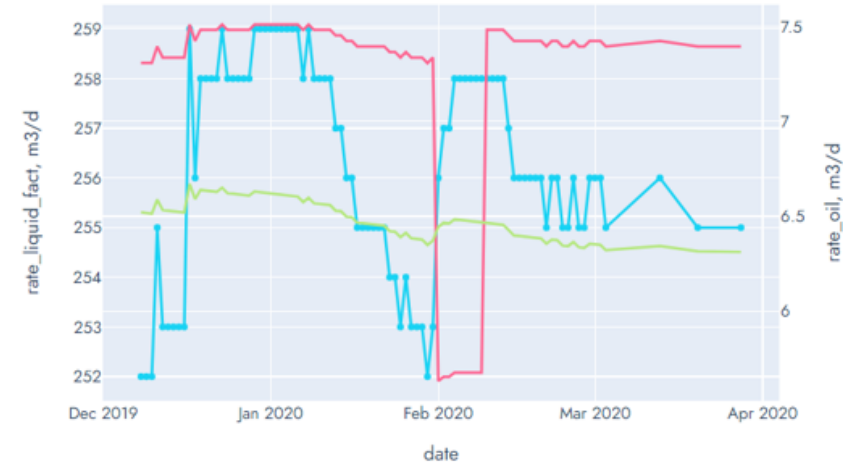
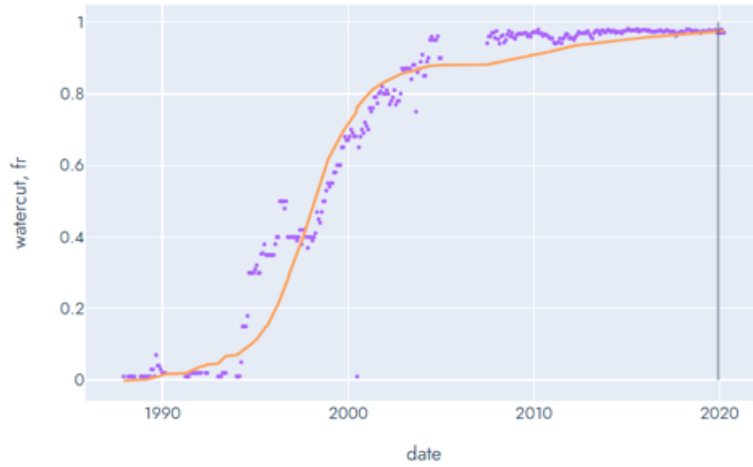


Рис. 2.6. Результаты моделирования обводненности по скважине X_2

2.4. Исходные данные

Для точного расчета необходим очень большой объем входных данных, который включает информацию по коллекторским и PVT-свойствам пласта; тип и геометрию скважин; фактический набор показателей скважин за всю историю работы. При этом ряд входных параметров зачастую недоступен, плохого качества или отсутствует вовсе. Поэтому в целях сокращения времени поиска и подготовки данных, для запуска расчета предлагается воспользоваться принципом “data fitting”, который в данном случае означает поиск оптимальных значений всех неизвестных параметров путем адаптации, предшествующей этапу прогностического моделирования. Это замечание очень существенно в рамках данной работы, так как делается утверждение, что потенциально допустимо применять в прогнозе значения параметров, не соответствующие действительности.

Учитывая все замечания, вполне вероятна ситуация подбора некорректного значения начальных извлекаемых запасов из-за наличия высокой неопределенности. Однако данный параметр в рамках исследования не является показательным и соответственно допустима его вариация для достижения наилучшей адаптации. Однако, также следует подчеркнуть, что это вносит неопределенность в процесс поиска решения не только на этапе прогноза и при этом может повлиять на его универсальность и многофункциональность, которая должна заключаться в возможности получить семейство решений на разных значениях контрольных параметров.

Таблица 2.1

Классификация входных данных

Скважина

№	Параметр	Единица измерения	Источник
1	тип скважины	ВЕРТ, ГОР	ТР
2	тип границ		NGT
3	внутренний диаметр эксплуатационной колонны	мм	ТР
4	названия пластов		ТР
5	интервал перфорации	м	ТР
6	дата ГРП		ТР
	<i>Если вертикальная с ГРП, то</i>		
6.1	полудлина трещины	м	Фрак-лист
6.2	проводимость трещины	мД*м	Фрак-лист
	<i>Если горизонтальная с МГРП, то</i>		
6.3	количество трещин ГРП		Фрак-лист
6.4	ориентация трещин относительно ствола	вдоль, поперек	Фрак-лист

Флюид данной скважины (все параметры в последней строке ТР по скважине)

№	Параметр	Единица измерения	Источник
7	плотность нефти (в поверхностных условиях)	г/см ³	ТР
8	коэффициент динамической вязкости жидкости (в пластовых условиях)	сПз	ТР
9	объемный коэффициент нефти	м ³ /м ³	ТР
10	эффективная нефтенасыщенная толщина пласта	м	ТР

Пласты данной скважины (параметры по каждому пласту)

№	Параметр	Единица измерения	Источник
11	название пласта		OIS (справочник ФХС пласта)
12	коэффициент эффективной пористости	д. ед.	OIS (справочник ФХС пласта)
13	коэффициент сжимаемости нефти (в пластовых условиях)	1/атм	OIS (справочник ФХС пласта)
14	коэффициент сжимаемости породы пласта	1/атм	OIS (справочник ФХС пласта)
15	коэффициент нефтенасыщенности средневзвешенный	д. ед.	OIS (справочник ФХС пласта)

Показатели данной скважины

№	Параметр	Единица измерения	Источник
16	добыча нефти	м ³	ГРАД МЭР
17	добыча жидкости	м ³	ГРАД МЭР
18	дебит нефти расчетный	т/сут	ГРАД ШТР
19	дебит жидкости среднесуточный	м ³ /сут	ГРАД ШТР
20	давление забойное от P _{пр}	атм	ГРАД ШТР

Все приведенные в данной таблице источники данных (ТР, NGT, Фрак-лист, OIS, ГРАД) представляют собой закрытые базы производственных параметров компании. В силу конфиденциальности информации детальное пояснение по данным системам и расшифровка аббревиатур не приводится.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе рассмотрено 2 подхода к моделированию нестационарной двухфазной фильтрации (вода и нефть) для разных геометрий скважины. Показаны результаты апробации каждого подхода. Было заключено, что подход на основе раздельного рассмотрения фаз более точный, однако не позволяет проводить массовый серийный расчет для множества кейсов на промысловых данных, необходимо дополнительное тестирование. Второй подход, на основе совместной фильтрации и представления псевдожидкости, является довольно хорошим на качественном и количественном уровне и позволяет запускать расчеты для большого набора промысловых кейсов. Соответственно на данном этапе принят второй подход для внедрения в финальное решение разрабатываемого внутри компании «Газпром нефть» продукта для краткосрочного планирования добычи.

В рамках данной работы разработаны окончательные модели для всех требуемых компанией типов заканчивания скважин, подготовлена программная база (на основе прототипа). Однако выявлено, что текущая программная реализация не позволяет проводить высокопроизводительные расчеты по моделям: горизонтальная скважина и горизонтальная скважина с МГРП. Соответственно необходимо повышение скорости расчетов.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Гайда И., Разведка цифрой, Нефтегазовый форум (дайджест №2), электронный ресурс, oilandgasforum.ru, 05.05.2020.
2. Козлова Д.В., Пигарев Д.Ю. Цифровая добыча нефти: тюнинг для отрасли, электронный ресурс, vygon.consulting, 05.05.20.
3. Курочкин & Санников Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин. – М. – Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2015. – 372 с.
4. Хасанов М.М. Как искусственный интеллект ищет месторождения, электронный ресурс, gazprom-neft.ru, 05.05.20.
5. Al-Rbeawi S., Owayed J. New approach for multiphase-flow rate and pressure transient analysis in hydraulically fractured porous media: deterministic models for reservoir total mobility and compressibility, SPE 192764, 2018.
6. Ambrus A. A simplified transient multi-phase model for automated well control applications, IPTC 18481, 2015.
7. Chen A finite-conductivity horizontal-well model for pressure-transient analysis in multiple-fractured horizontal wells, SPE, 2017.
8. Earlougher R. Advances in well test analysis, SPE, Second Printing, 1977.
9. Hamdi H. A semi-analytical approach for analysis of wells exhibiting multi-phase transient linear flow: application to field data, SPE 196164, 2019.
10. Houze O. Dynamic Data Analysis, Kappa, v5.30.01, 2019.
11. Kamal M.M., Pan Y. Pressure transient testing under multiphase flow conditions, SPE 141572, 2011.
12. Kolin S. Pressure build-up test analysis of the hydrocarbon reservoir system with multiphase flow, MGPB, 2018.
13. Nikjoo E., Hashemi A. Effects of non-uniform fluid saturation distribution on pressure transient analysis, Production Engineering, 2012.
14. Ozkan E. Applied mathematics of fluid flow in porous media, 2005.
15. Raghavan R., Ozkan E. A method for computing unsteady flows in porous media, Longman Scientific & Technical, 1994.

СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ И ТЕРМИНОВ

Карра Toraze	Программный модуль компании Карра для скважинного моделирования нестационарного притока флюидов
PVT	Pressure Volume Temperature, указание на влияние окружающей среды на физико-химические свойства флюида
ГДИС	Гидродинамические исследования скважины
ГРП	Гидравлический разрыв пласта
ДУЧП	Дифференциальное уравнение в частных производных
ИТ	Информационные технологии
КРС	Капитальный ремонт скважины
МГРП	Многостадийный гидравлический разрыв пласта
ОПЗ	Обработка призабойной зоны
ПГИ	Промысловые геофизические исследования скважины
ПО	Программное обеспечение
РИР	Ремонтно-изоляционные работы на скважине
Скин-фактор	Псевдопараметр, определяющий дополнительный перепад давления на стенке скважины, обусловленный загрязнением призабойной зоны и несовершенством вскрытия пласта
ФЕС	Фильтрационно-емкостные свойства пласта
ФХС	Физико-химические свойства флюида
ЭЦН	Электроцентробежный насос