

Министерство образования и науки 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

« » _____ 2022 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА

магистерская диссертация

МОДЕЛЬ ЕСТЕСТВЕННОГО ПРИТОКА ВОДЫ В ПЛАСТ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

по направлению подготовки (специальности)

01.04.03 «Механика и математическое моделирование»

направленность (профиль)

01.04.03_03 «Механика и цифровое производство»

Выполнил
студент гр. 5040103/00301

И.С. Кравченко

Руководитель
Доцент ВШТМиМФ, к.ф.-м.н.

О.С. Лобода

Консультант
Владелец продукта, Департамент
по продуктовой разработке, ООО
«НЕДРА» - Новые цифровые ресурсы
промышленных активов

А. Р. Шарифов

Санкт-Петербург – 2022

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ
ПЕТРА ВЕЛИКОГО**

Физико-механический институт

Высшая школа теоретической механики и математической физики

УТВЕРЖДАЮ

Директор ВШТМиМФ

А.М. Кривцов

« » _____ 2022 г.

ЗАДАНИЕ

по выполнению выпускной квалификационной работы

студенту Кравченко Ирине Сергеевне, группы 5040103/00301
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: модель естественного притока воды в пласт как способ повышения точности прогноза технологических параметров при разработке углеводородного месторождения.

2. Срок сдачи студентом законченной работы: 01.06.2022.

3. Исходные данные по работе: научные статьи по теме работы, книги по материальному балансу, данные для расчёта (месячный эксплуатационный рапорт, техрежимные значения работы скважин, p_{vt} – свойства флюидов и пласта, замеры исторического средневзвешенного пластового давления), модель пласта на основе материального баланса.

4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):

Разбор особенностей используемого инструмента прогнозирования показателей разработки и постановка задачи.

Рассмотрение различных моделей законтурного притока и формирование критериев выбора моделей с учётом особенностей инструмента прогнозирования для дальнейшего встраивания моделей.

Исследование способностей модели пласта, основанной на уравнении материального баланса, к воссозданию исторического пластового давления с учетом притока воды из водоносного горизонта. Оценка рассчитанных показателей в сравнении с гидродинамической моделью.

Исследование способностей модели пласта, основанной на уравнении материального баланса, к воссозданию исторического пластового давления с учетом притока воды из водоносного горизонта. Оценка рассчитанных показателей в сравнении с реальными данными.

Сравнение результатов для рассматриваемых моделей.

5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): пластовое давление, модельный приток законтурной воды

6. Консультанты по работе: А.Р. Шарифов.

7. Дата выдачи задания 13.05.2022.

Руководители ВКР

(подпись)

О.С. Лобода

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 13.05.2022.

(дата)

Студент

(подпись)

И.С. Кравченко

инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

На 68 страницу, 47 рисунок, 8 таблиц.

КЛЮЧЕВЫЕ СЛОВА: МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ, АКВИФЕР, СТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ ШИЛТИУСА, МОДИФИЦИРОВАННОЕ УРАВНЕНИЕ СТАЦИОНАРНОГО СОСТОЯНИЯ ХЁРСТА, МОДЕЛЬ ФЕТКОВИЧА, АДАПТАЦИЯ.

Данная работа посвящена развитию методики прогнозирования основных показателей разработки. Рассмотрены зависимости для основных физических свойств флюидов. Описаны особенности алгоритма, в основе которого лежит уравнение материального баланса по пласту. Описаны недостатки текущей реализации адаптации на фактические данные. Разработан алгоритм адаптации путем моделирования аквифера. Проведены сравнительные расчеты с синтетическими и реальными данными, показывающее преимущества использования разработанного алгоритма.

THE ABSTRACT

At 68 pages, 47 pictures, 8 tables.

KEY WORDS: MATERIAL BALANCE, HYDRODYNAMIC MODEL, AQUIFER, THE SCHILTHUIS STEADY-STATE MODEL, THE HURST MODIFIED STEADY-STATE EQUATION, THE FETKOVICH METHOD, ADAPTATION.

This work is devoted to the development of a methodology for predicting the main development indicators. The basic physical properties of the fluid have been considered. Features of the algorithm have been described, which is based on the reservoir material balance equation. The shortcomings of the current implementation of adaptation to actual data have been described. An adaptation algorithm using aquifer simulation has been developed. Comparative calculations were carried out on synthetic and real data.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	6
ГЛАВА 1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ И ПОРОДЫ	8
1.1 Фазовая насыщенность.....	8
1.2 Плотность.....	9
1.3 Объёмный коэффициент фазы.....	9
1.4 Газосодержание.....	12
1.5 Вязкость	14
1.6 Сжимаемость	15
ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МОДЕЛИ.....	16
2.1 Модель ГДМ.....	16
2.2 Модель пласта на основе материального баланса.....	18
ГЛАВА 3. МОДЕЛЬ АКВИФЕРА.....	22
3.1 Модель постоянного давления	23
3.2 Стационарная модель Шилтиуса.....	24
3.3 Модифицированное уравнение стационарного состояния Херста.....	25
3.4 Нестационарная модель ван Эвердингена и Хёрста	26
3.5 Модель Фетковича.....	28
ГЛАВА 4. АЛГОРИТМ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ ПЛАСТА НА ИСТОРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ.....	32
4.1 Модель продуктивности.....	32
4.2 Модель обводнённости.....	34
4.3 Алгоритм адаптации	39
4.4 Алгоритм расчёта прогнозных показателей.....	43

ГЛАВА 5. РЕЗУЛЬТАТЫ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ НА ИСТОРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ АКВИФЕРА.....	45
5.1 Синтетическая модель.....	45
5.2 Тестирование на синтетических данных.....	46
5.3 Тестирование на реальных данных.....	53
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	64
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	67

ВВЕДЕНИЕ

Разработка, месторождения углеводородного сырья, в частности моделирование – довольно сложный процесс. В основном, это связано с двумя факторами. Один из них – это невозможность напрямую наблюдать за процессами, происходящие внутри пласта, к примеру образование разломов, непроницаемых границ, перетоков – об их наличии и локализации можно судить только по косвенным наблюдениям. Это существенно затрудняет определение корректности полученной модели и возможности ее применения. Второй же фактор – при математическом описании появляются много неизвестных, чье количество превышает количество используемых уравнений.

В настоящее время все больше месторождений имеют малые дебиты углеводородного сырья и большую обводненность, что без тщательной оценки приводит к большим рискам при вкладывании средств в добычу полезных ископаемых [11, 16]. В связи с этим объекты разработки стараются покрывать различными моделями для оперативной оценки пласта и возможности корректировки мероприятий. К числу таких моделей относят гидродинамические модели (ГДМ [6]) и модели пласта, основанные на уравнении материальном баланса [4, 5, 17] (в реальности существуют множество других уникальных подходов для прогнозирования выработки и оценки потенциала пласта, но в данной работе будут рассматривать только приведенные модели). ГДМ – это математическая модель, воспроизводящая физические процессы в пласте и основанная на системе дифференциальных уравнений в частных производных. В отличие от модели пласта, ГДМ отличается высокой точностью полученных результатов, но при этом данная модель требует проведения огромной работы по сбору и обработке данных с учетом их частичного отсутствия. Также не стоит забывать, что при использовании гидродинамической модели необходимо затратить большое количество как человеческого ресурса, так и временного.

В каждой из существующих математических подходов используются свои способы адаптации модели на исторические данные: подбор коэффициента продуктивности скважин и/или сжимаемости горной породы, задание ограничительных диапазонов подбираемых параметров, специфичные для рассматриваемого месторождения и многое другое.

В данной работе будет рассматриваться модель аквифера как один из способов адаптирования модели пласта на исторические данные для повышения точности прогноза технологических параметров при разработке углеводородного месторождения на основе материального баланса. Данная модель будет сравниваться с синтетическими результатами, полученные с помощью программного обеспечения tNavigator, в основе которого лежит гидродинамическое моделирование.

ГЛАВА 1. ФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ФЛЮИДОВ И ПОРОДЫ

Прежде, чем приступить к рассмотрению существующих моделей анализа прогнозирования показателей разработки, необходимо получить данные по pvt-свойствам рассматриваемой залежи. Как известно, под высоким давлением и температурой свойства вещества могут меняться, и именно знания pvt-свойств помогают отобразить зависимость свойств флюидов в пласте. Помимо этого, меняются и свойства породы, которые также отображены в pvt-свойствах [4, 8].

Выделяют следующие основные параметры, характеризующие флюиды пласта и породы:

- нефтенасыщенность, газонасыщенность, водонасыщенность
- плотность нефти, воды, газа
- относительная плотность нефти, газа
- вязкость нефти, воды
- давление насыщения
- объёмный коэффициент нефти, воды, газа
- газосодержания нефти при давлении насыщения
- сжимаемость горной породы, нефти, воды

Далее будут приведены определения вышеперечисленных параметров, а также некоторые известные корреляционные формулы (данные корреляции также были в основе используемого инструмента по упрощенному моделированию пласта).

1.1 Фазовая насыщенность

Нефтенасыщенность, газонасыщенность, водонасыщенность – это коэффициенты насыщенности, которые определяются как отношение объёмов пор, занятых определенным флюидом (нефтью, водой или газом), к общему объёму пор:

$$S_o = \frac{V_o}{V}, \quad S_w = \frac{V_w}{V}, \quad S_g = \frac{V_g}{V}. \quad (1.1)$$

Из определения следует, что для двухфазной среды будет выполняться следующее равенство:

$$S_o + S_w = 1, \quad (1.2)$$

а для трехфазной среды:

$$S_o + S_w + S_g = 1. \quad (1.3)$$

1.2 Плотность

Плотность нефти показывает соотношение массы нефти к объёму, занимаемому данным флюидом. При значении давления ниже точки насыщения происходит уменьшение данного параметра, что связано с изменением количества растворенного в нефти газа по мере изменения давления. После достижения точки росы рост пластового давления приводит к небольшому увеличению плотности нефти.

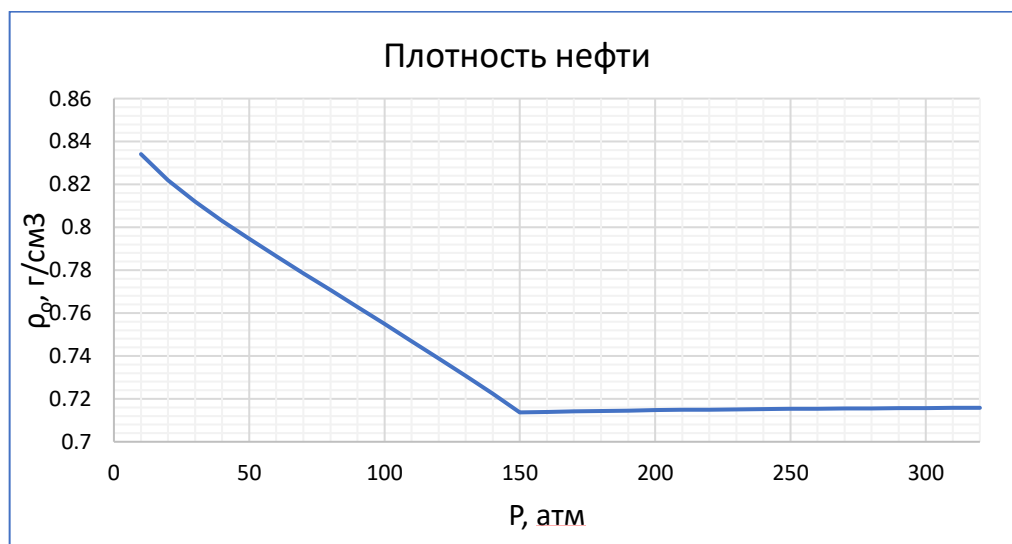


Рисунок 1.1. График зависимости плотности нефти от давления.

1.3 Объёмный коэффициент фазы

Объёмный коэффициент нефти, объёмный коэффициент газа, объёмный коэффициент воды – это параметры, показывающие соотношение объёмов

нефти/воды/газа в пластовых условиях к поверхностным. Типичный график зависимости объёмного коэффициента по нефти от пластового давления представлены на Рисунок 1.2. Точка перегиба графиков – это давление насыщения (или точка насыщения), при котором газ, растворенный в нефти, начинает выделяться и преобразовываться в свободный газ.

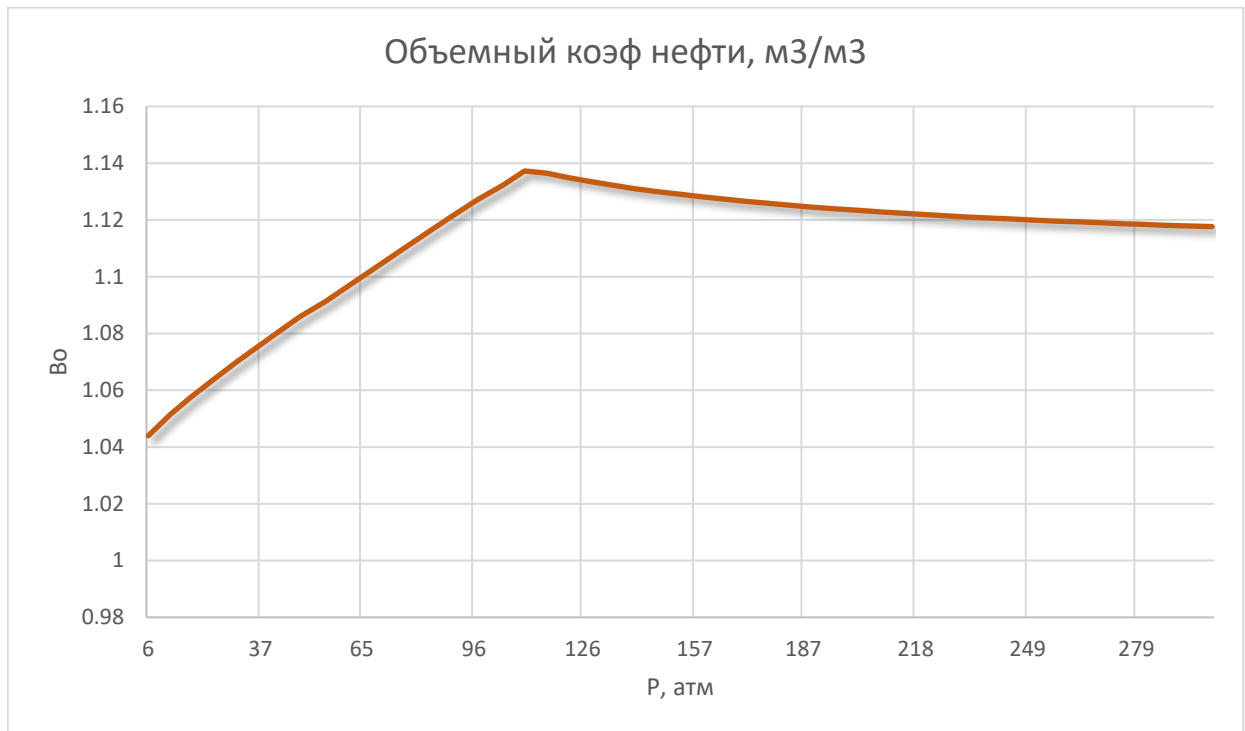


Рисунок 1.2. График зависимости объёмного коэффициента нефти от давления.

Объёмный коэффициент нефти вычисляется следующим образом [14]:

$$B_o = 1 + [B_{ob} - 1][(1 - Y)R_r + Y], \quad (1.4)$$

$$Y = \frac{(1.204 \gamma_g)^{Y_2 T^{Y_3}}}{R_{sb}^{Y_1}}, \quad (1.5)$$

где

- B_{ob} – объёмный коэффициент нефти при давлении насыщения (табличное значение)

- γ_g – относительная плотность газа

- R_s – величина, характеризующая отношение между газосодержанием нефти в текущем пластовом давлении и газосодержанием при давлении насыщения

• y_1, y_2, y_3 – табличные значения (см. Таблица 1.1), которые выбираются в зависимости от входных параметров: плотности газа (ρ_g) и газосодержания при давлении насыщения (R_s при P_b).

Таблица 1.1. Коэффициенты для расчета объемного коэффициента нефти.

ρ_g , кг/м ³	[0.65–1.4]	[0.65–1.4]	[0.65– 0.995]	[0.995– 1.4]	[0.75– 1.368]	[0.85–1.3]
R_s при P_b	[14.6–60]	[60–100]	[100–200]	[100–200]	[200–300]	[300–400]
y_1	0.507	1.259	1.438	0.992	1.815	2.348
y_2	0.347	0.948	1.550	0.917	1.520	1.211
y_3	0.108	0.639	0.872	0.516	1.326	1.914

Объёмный коэффициент газа [15], существенно зависящий от давления и температуры пласта, вычисляется с использованием корреляции Дранчука [13]:

$$Z = \left(A_1 + \frac{A_2}{T_r} + \frac{A_3}{T_r^3} + \frac{A_4}{T_r^4} + \frac{A_5}{T_r^5} \right) \rho_r + \left(A_6 + \frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right) \rho_r^2 - A_9 \left(\frac{A_7}{T_r} + \frac{A_8}{T_r^2} \right) \rho_r^5 + A_{10} (1 + A_{11} \rho_r^2) \frac{\rho_r^2}{T_r^3} \exp(-A_{11} \rho_r^2), \quad (1.6)$$

$$\rho_r = 0.27 \frac{P_r}{Z' T_r}, \quad (1.7)$$

$$T_r = \frac{T}{T_{pc}}, \quad (1.8)$$

$$P_r = \frac{P}{P_{pc}}, \quad (1.9)$$

$$T_{pc} = 93.3 + 180\gamma_g - 6.94\gamma_g^2, \quad (1.10)$$

$$P_{pc} = 4.6 + 0.2\gamma_g - 0.258\gamma_g^2, \quad (1.11)$$

$$B_g = \frac{0.00034722 T_K Z}{P}. \quad (1.12)$$

где

- A_i – постоянные коэффициенты (см. Таблица 1.2);
- ρ_r – приведенная плотность, безразмерная;
- P – пластовое давление;
- P_{pc} – псевдокритическое давление;

- P_r – приведенное давление, безразмерное;
- γ_g – удельный вес газа, безразмерный;
- T – температура пласта;
- T_{pc} – вседокритическая температура пласта;
- T_r – приведенная температура, безразмерная;
- Z – коэффициент сжимаемости газа, безразмерный.

Таблица 1.2. Константы для расчёта коэффициента сжимаемости газа.

A_1	A_2	A_3	A_4	A_5	A_6	A_7	A_8	A_9	A_{10}	A_{11}
0.327	-1.070	-0.534	0.016	-0.052	0.548	-0.736	0.184	0.106	0.613	0.721

Типичное поведение данного параметра приведено на Рисунок 1.3.

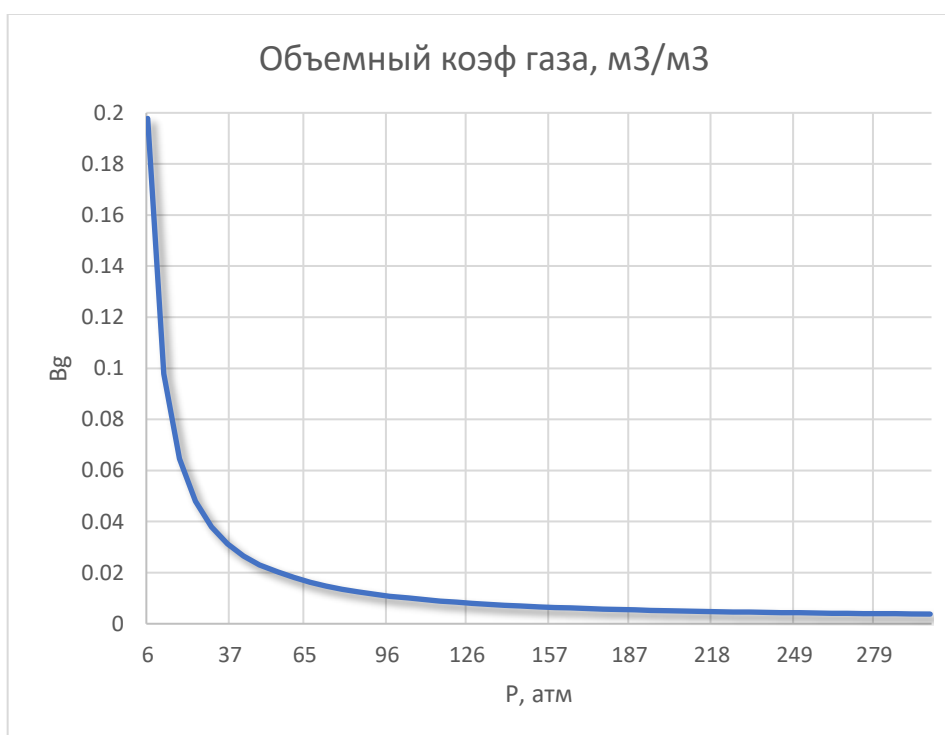


Рисунок 1.3. График зависимости объёмного коэффициента газа от давления.

1.4 Газосодержание

Газосодержание нефти показывает количество природного газа, находящегося в растворенном состоянии в пластовой нефти. В общем случае, данная величина определяется отношением количества растворенного газа в нефти к объёму добытой дегазированной нефти в поверхностных условиях.

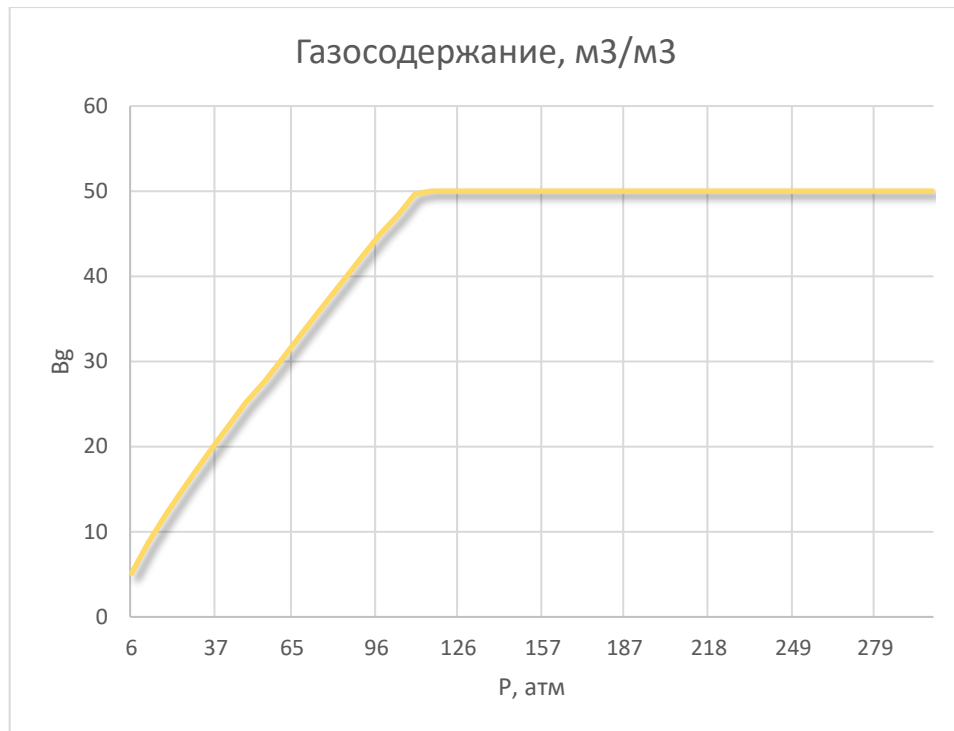


Рисунок 1.4. График зависимости газосодержания от давления.

Газосодержание также имеет свою функцию зависимости от пластового давления (Рисунок 1.4). В случае, когда давление залежи ниже точки насыщения и происходит дегазация нефти, что приводит к уменьшению содержания газа в ней, то используется следующая формула [18]:

$$R_s = R_{sb} [a_1 P_r^{a_2} + (1 - a_1) P_r^{a_3}], \quad (1.13)$$

$$P_r = \frac{P - P_{sc}}{P_b - P_{sc}}, \quad (1.14)$$

$$\begin{aligned} a_1 &= c_1 (1.204 \gamma_g)^{c_2} (1.8T - 460)^{c_3} (P_b - P_{sc})^{c_4}, \\ a_2 &= c_5 (1.204 \gamma_g)^{c_6} (1.8T - 460)^{c_7} (P_b - P_{sc})^{c_8}, \\ a_3 &= c_9 (1.204 \gamma_g)^{c_{10}} (1.8T - 460)^{c_{11}} (P_b - P_{sc})^{c_{12}}, \end{aligned} \quad (1.15)$$

где:

- R_{sb} – газосодержание при давлении насыщении (входной параметр);
- P_{sc} – давление ст. усл. (1 атм);
- P_b – давление насыщения;
- γ_g – относительная плотность газа;
- P_r – приведенное давление, безразмерное,

• c_i – корреляционные коэффициенты (см.), которые выбираются в зависимости от входных параметров: плотности газа (ρ_g) и газосодержания при давлении насыщения (R_s при P_b).

Таблица 1.3. Коэффициенты для определения коэффициентов газосодержания.

ρ_g , кг/м ³	[0.65–1.4]	[0.65–1.4]	[0.65–0.995]	[0.995–1.4]	[0.75–1.368]	[0.85–1.3]
R_s при P_b	[14.6–60]	[60–100]	[100–200]	[100–200]	[200–300]	[300–400]
c_1	0.038	0.081	2.100	0.873	0.317	1.400
c_2	3.870	3.670	0.371	3.450	1.547	1.440
c_3	0.274	0.135	-0.237	-0.281	-0.499	-0.465
c_4	0.295	0.223	-0.049	0.072	1.062	0.500
c_5	0.000	0.000	0.205	0.000	0.011	0.074
c_6	2.170	2.595	-1.658	4.560	-0.630	-0.973
c_7	2.830	2.968	0.069	1.830	0.043	0.161
c_8	0.127	0.087	0.027	0.326	1.102	0.295
c_9	0.527	0.435	1.256	0.434	0.960	0.610

1.5 Вязкость

Вязкость – величина, характеризующая силу трения, возникающую между соседними слоями флюидов при взаимном перемещении.

В то время, как происходит снижение давления ниже точки насыщения, начинает выделяться газ, уменьшая при этом значение газосодержания, а вязкость нефти растет. Своего минимума вязкость достигает в точке насыщения, а после начинает расти (Рисунок 1.5).

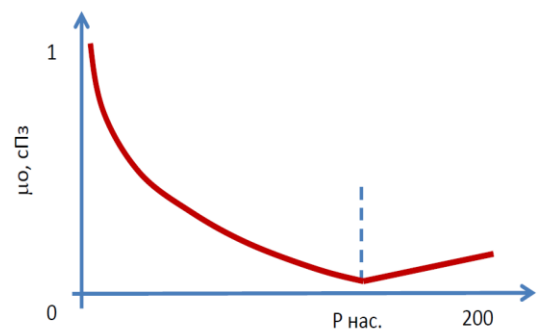


Рисунок 1.5. График зависимости вязкости нефти от давления.

Данная зависимость отображена в корреляции Беггса и Робинсона [10].

Вязкость нефти при давлении насыщенности:

$$\mu_{od} = 10^x - 1, \quad (1.16)$$

$$x = T^{-1.163} \exp\left(13.108 - \frac{6.591}{SG_o}\right), \quad (1.17)$$

где:

- SG_o – удельный вес нефти, безразмерная величина;
- T – температура, $^{\circ}F$.

В случае давления ниже точки насыщения:

$$\mu_{os} = A\mu_{od}^B, \quad (1.18)$$

$$A = 10.715(R_s + 100)^{-0.515}, \quad (1.19)$$

$$B = 5.44(R_s + 150)^{-0.338}.$$

В случае давления выше точки насыщения:

$$\mu_o = \mu_{os} \left(\frac{P}{P_b}\right)^m, \quad (1.20)$$

$$m = 2.6 P^{1.187} \exp(-11.513 - 8.98 * 10^{-5} P). \quad (1.21)$$

1.6 Сжимаемость

Сжимаемость горной породы, нефти, воды – величина, характеризующая относительное увеличение объёма при изменении давления (в постановке материального баланса рассматривается только изотермическое сжатие).

$$c_f = -\frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta P}. \quad (1.22)$$

Наиболее часто используемые корреляции: Холл (1.23) и Ньюман (1.24):

$$c_f = \frac{0.0000262}{\varphi^{0.438}} \quad (1.23)$$

$$c_f = \frac{0.000143}{(1 + 55.8721 \varphi)^{1.42859}} \quad (1.24)$$

где

- c_f – сжимаемость порового пространства, 1/атм;
- φ – пористость, д.ед.

ГЛАВА 2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ МОДЕЛИ

2.1 Модель ГДМ

Далее приступим к рассмотрению существующих моделей и начнем с ГДМ; необходимо разобраться в следующих вопросах:

- что такое гидродинамическое моделирование?
- почему его считают «точной» моделью?
- и почему в настоящее время его заменяют более простыми моделями?

Гидродинамическое моделирование – это мощный математический аппарат по трехмерному моделированию, позволяющий для более детального анализа разбивать пласт на блоки и предназначенный для расчета фильтрации пластовых флюидов и прогнозирования параметров разработки, учитывающий различные способы извлечения нефти и газа.

В основе гидродинамического моделирования лежат два закона: закон сохранения массы (2.1) и закон Дарси (2.2).

$$-\left[\frac{\partial(\rho u_x)}{\partial x} + \frac{\partial(\rho u_y)}{\partial y} + \frac{\partial(\rho u_z)}{\partial z} \right] = \frac{\partial(\rho m)}{\partial t} + q, \quad (2.1)$$

$$u = -\frac{k}{\mu} (\nabla p - \rho g \nabla z). \quad (2.2)$$

В качестве начальных условий принимается равновесное состояние системы, когда скорость флюидов равнялась нулю. Это означает, что давление в жидкости распределяется в соответствии с гидростатическим законом:

$$\frac{\partial p}{\partial z} = \rho g. \quad (2.3)$$

В качестве граничных значений задается:

- пластовое давление;
- расход жидкости (источники или стоки) или непроницаемые границы.

Помимо этого, можно использовать различные типы гидродинамических моделей:

1. Модель Black Oil, рассматриваемая в данной работе, или же модель нелетучей нефти самая часто используемая модель в настоящее время, не учитывающая изменения состава нефти и газа по мере изменения пластового давления и температуры. При выборе данной модели предполагается, что каждая фаза является самостоятельным компонентом и смешивания не происходит (исключение составляет газ, который может растворяться как в нефти).

2. Модель композиционная применяется в случаях, когда важно учесть состав нефти и газа. Данная модель похожа на первую, так как описывает все три фазы, но вместе с этим в основе переноса вещества лежит расчет отдельного компонента, а не всей фазы целиком.

3. Модель двойной пористости или проницаемости используется для моделирования многофазных потоков в пластах с большой концентрацией трещин. Обычно нефть находится в неподвижном состоянии или движется с небольшой скоростью в порах, но в трещинах это не так. Данная модель позволяет описать перемещение нефти в системе трещин.

4. Модель теплового воздействия позволяет учесть влияние на показатели разработки при изменении температуры и оценить эффект повышения нефтеотдачи, например, от закачки пара в добывающую скважину.

5. Модель химического заводнения используется в случае применения поверхностно-активных веществ (ПАВ) и других добавок при разработке. К примеру, в этом случае использования ПАВ в расчете добавляется дополнительная фаза, описывающая переходный момент взаимодействия фаз.

В основе гидродинамической модели лежит максимально приближенная к фактическим данным по своей структуре и свойствам геологическая модель, описывающая в любой момент состояние залежи. Поэтому немалый успех в точности прогнозирования оказывает корректность и непротиворечивость данных, на основе которых строится геологическая модель.

Подводя итог, можно сказать, что гидродинамическое моделирование – это наглядное воспроизведение физических процессов в пласте, которое

можно использовать для оптимизации заводнения и для обоснования дальнейших геолого-технических мероприятиях. Также этот способ позволяет уточнить запасы и структуру залежи путем воспроизведения разработки. Однако, у данного подхода имеются свои существенные недостатки. Основная проблема – это сбор необходимых данных, а точнее несогласованность или вообще их отсутствия из-за незнания о свойствах и структуре пласта. Другая проблема – это выбор дискретизации сетки или же выбор между скоростью расчета и качеством. Также для малых месторождений, имеющие слабовыраженные изменения в свойствах флюидов и структуры горной породы, не выгодно поддерживать актуальную гидродинамическую модель с точки зрения денежных затрат. Именно поэтому, в настоящее время выбирают упрощенные модели вместо высокоточного и ресурсозатратного ГДМ.

2.2 Модель пласта на основе материального баланса

Как уже говорилось, существуют и другие способы анализа разработки и дальнейшего определения показателей добычи, например моделирование залежи на основе материального баланса [1]. Суть этого метода довольно проста: по мере извлечения нефти и воды происходит сжатие порового пространства и снижение пластового давления, а в результате падения давления на величину Δp объём флюидов в залежи начинает расширяться, при этом общее расширение системы происходит не только из-за увеличения объемов флюидов, но и возможного притока воды. Вышенаписанное определение можно записать следующим образом:

$$\text{Добыча (пл. усл.)} = (\text{Расширение системы}) + (\text{Приток воды}). \quad (2.4)$$

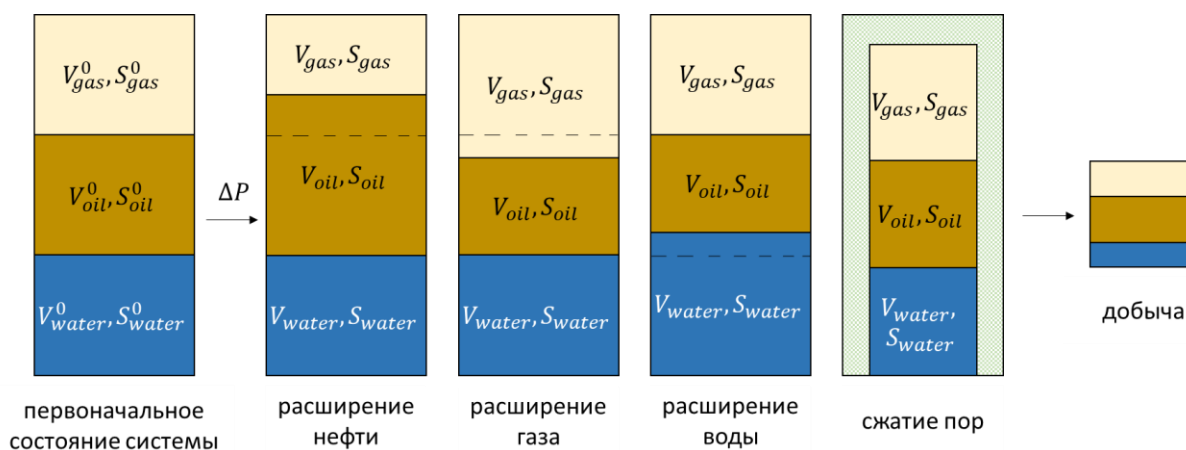


Рисунок 2.1. Схема материального баланса без учёта притока воды.

Данная методика хорошо подходит для общей оценки разработки поскольку для расчетов требуется лишь общие данные о добыче и знания некоторых других величин:

- объёмы добываемых флюидов;
- замеры пластового давления;
- свойства флюидов и породы;
- геологические запасы нефти и газа.

Разберем подробнее каждое из слагаемых формулы (2.4) на примере месторождения, содержащее газовую шапку (то есть рассматривается случай, когда пластовое давление ниже точки насыщения).

Суммарная добыча состоит из добычи нефти, воды и газа. Переведем данные параметры из поверхностных условий в пластовые следующим образом, не забывая о наличии свободного и растворенного газа:

$$\begin{aligned}
 \text{нефть} + \text{растворенный газ} &= N_p B_o, \\
 \text{вода} &= W_p B_w, \\
 \text{свободный газ} &= N_p (R_p - R_s) B_g.
 \end{aligned}
 \tag{2.5}$$

Слагаемое $N_p R_p$ характеризует суммарный объём попутного газа, который был собран на поверхности, $N_p R_s$ – суммарный объём растворенного газа.

Таким образом общую добычу или же левую часть уравнения (2.4) можно записать следующим образом:

$$N_p [B_o + (R_p - R_s) B_g] + W_p B_w. \quad (2.6)$$

Полное расширение системы включает в себя:

1. расширение нефтяной части с растворенным в ней газом:

$$\Delta V_{oil} = N [(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s) B_g], \quad (2.7)$$

где $N(B_o - B_{oi})$ – соответствует изменению объёма нефти, а именно ее усадке, NR_{si} – объём газа в нефтяной части, NR_s – объём растворенного газа при текущем пластовом давлении.

2. расширение газовой шапки:

$$\Delta V_{gas} = mNB_{oi} \left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right), \quad (2.8)$$

где m – характеризует отношение порового объёма, занятого газом, к объёму залежи при начальных условиях, mNB_{oi} – первоначальный объём газовой шапки в пластовых условиях, $mN \frac{B_{oi}}{B_{gi}}$ – первоначальный объём газовой шапки в поверхностных условиях, $mNB_{oi} \frac{B_g}{B_{gi}}$ – первоначальный объём газовой шапки в пластовых условиях с учетом изменения давления.

3. расширения связной воды:

$$\Delta V_{water} = \frac{(1+m)NB_{oi}c_w S_{wc} \Delta p}{1-S_{wc}}. \quad (2.9)$$

Формула (2.9) выводится из следующий рассуждений. Используя определение изотермической сжимаемости (в постановке материального баланса нет учета изменения температуры со временем):

$$\Delta V_{water} = c_w V_w \Delta p, \quad (2.10)$$

где суммарный объём воды можно представить:

$$V_{water} = \frac{HCPV}{1-S_{wc}} S_{wc}, \quad (2.11)$$

где $HCPV = (1 + m)NB_{oi}$ – общие запасы нефти и газа залежи.

4. сжатие пор (вывод по аналогии с расширением связанной воды и с использованием определения $V_{pores} = PV = \frac{HCPV}{1-S_{wc}}$):

$$\Delta V_{pores} = \frac{(1 + m)NB_{oi}c_f\Delta p}{1 - S_{wc}} \quad (2.12)$$

Таким образом, общий вид уравнения (2.4) с учетом естественного и искусственного притока воды можно записать следующим образом:

$$N_p[B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_pB_w = \frac{N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] + mNB_{oi}\left(\frac{B_g}{B_{gi}} - 1\right) + (1 + m)NB_{oi}(c_wS_{wc} + c_f)\Delta p}{1 - S_{wc} + W_eB_w + W_{inj}B_w} \quad (2.13)$$

ГЛАВА 3. МОДЕЛЬ АКВИФЕРА

Водоносный горизонт или аквифер — это естественный способ поддержания пластового давления. Приток воды в углеводородную залежь осуществляется в результате ее истощения и снижения давления. Приток наблюдается всякий раз, когда водоносный слой примыкает к пласту и когда границы обеих формаций являются проницаемыми. Происходит это явление благодаря:

- энергии, запасенной в водоносном слое в виде избыточного давления воды;
- разности давлений, возникающей между залежью и водоносной зоной при извлечении углеводородов.

Объём поступающей воды зависит от следующих показателей:

- размер водоносной зоны;
- коэффициент проницаемости.

В зависимости от активности аквифер классифицируется следующим образом:

- активная законтурная зона (абсолютный водонапорный режим) – зона, в которой темп притока воды приближается к темпу отбора флюида из пласта;
- умеренно или малоактивная законтурная зона (частичный водонапорный режим) – зона, скорость притока воды из которого существенно ниже, чем темп отбора флюида;
- неактивная зона – зона, из которой нет притока воды.

Также существует критерий замкнутости:

- законтурный режим – режим, при котором водоносная область охватывает пласт по площади (полностью или частично);
- краевое режим – режим, при котором приток воды происходит с одной стороны (крыла) залежи;

• подошвенный режим – режим, при котором водоносная зона располагается в основании пласта и снабжает его снизу.

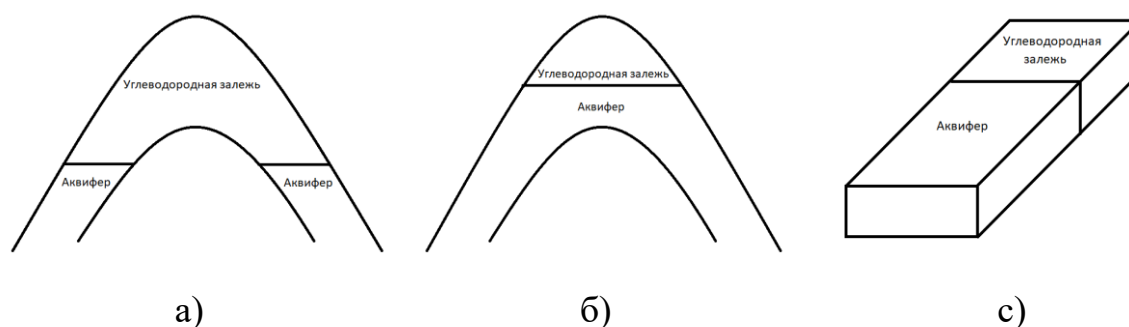


Рисунок 3.1. Виды прилегания водоносной зоны к нефтеносной части: а) – законтурный режим, б) – подошвенный режим, в) – краевой режим.

Моделирование аквифера, или водоносного слоя, имеет множество неопределенностей из-за отсутствия необходимой информации о пористости, проницаемости, толщин, свойств флюида или геометрии прилегания. Вместо этого данные свойства следует выводить исходя из истории. Существует множество моделей, описывающие приток воды в пласт, но для каждой необходимы исторические данные о характере притока для определения констант, представляющие собой характерные для данного водоносного слоя свойства [5, 17, 19-20].

3.1 Модель постоянного давления

Самая простая модель, которую можно использовать в качестве оценки притока воды в нефтяной резервуар, основана на базовом определении сжимаемости при изотермическом процессе:

$$c = \frac{1}{V} \frac{\partial V}{\partial p} = \frac{1}{V} \frac{\Delta V}{\Delta p}, \quad (3.1)$$

$$\Delta V = cV\Delta p. \quad (3.2)$$

Суть модели заключается в том, что падение пластового давления на границе между водоносным слоем и нефтяной залежью вследствие разработки последнего вызывает расширение водоносного горизонта и дальнейшего его поступления в пласт. Математически модель описывается формулой (3.3):

$$W_e = c_t W_i (p_i - p_r), \quad (3.3)$$

где:

- W_e – суммарный приток воды в пласт, м³;
- $c_t = c_w + c_f$ – сжимаемость системы, 1/атм;
- W_i – начальное количество воды в аквифере, м³;
- p_i – начальное пластовое давление в водоносном слое, атм;
- p_r – текущее пластовое давление в нефтяной залежи, атм.

Зачастую вводят параметр обхвата залежи водоносным горизонтом $f = \frac{\theta}{360^\circ}$, для того, чтобы учесть контур примыкания двух областей:

$$W_e = c_t W_i (p_i - p_r) f. \quad (3.4)$$

Данная модель имеет свои существенные недостатки и ограничения. По словам автора книги [17] модель постоянного давления можно применять только к небольшому водоносному горизонту, имеющий тот же порядок, что и нефтяная залежь. Данная модель подразумевает мгновенную реакцию по всей системе водоносного горизонта от перепада давления в резервуаре, что для больших месторождений не допустимо.

3.2 Стационарная модель Шилтиуса

Следующая модель – это стационарная модель Шилтиуса, которая основана на уравнении Дарси и подразумевает рассмотрение водоносного слоя как дополнительную нагнетательную скважину со своими значениями коэффициента продуктивности и «приёмистости» (приток воды в день) при установившемся режиме:

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \frac{0.00708 kh}{\mu_w \ln\left(\frac{r_a}{r_e}\right)} (p_i - p_r), \quad (3.5)$$

где:

- e_w – приток воды в день;

- k – проницаемость горной породы;
- h – эффективная толщина аквифера (аналог эффективной толщины коллектора);
- r_a – радиус аквифера (аналог радиуса контура питания, показывающий расстояние, где пластовое давление становится равным максимальному);
- r_e – радиус залежи (аналог радиуса скважины);
- μ_w – динамическая вязкость жидкости;

Существует и более простая версия формулы (3.5):

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = C(p_i - p_r). \quad (3.6)$$

Параметр C также называют постоянной притока воды и имеет свой аналог с коэффициентом продуктивности скважин, показывающий возможность пласта по флюидоотдаче. Зачастую именно этот параметр выводят исходя из исторических данных и используют для дальнейшего прогнозирования.

3.3 Модифицированное уравнение стационарного состояния Херста.

Одна из проблем стационарной модели Шилтиуса заключается в совокупности двух противоречивых факторов: во-первых, давление в аквифере не меняется, а во-вторых, по мере отвода воды из водоносного слоя радиус водоносного слоя остаётся постоянным, то есть расстояние до зоны пласта максимального давления, равного давлению водоносной зоны, не меняется. Данная проблема была решена в модифицированном уравнении стационарного состояния Херста.

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = \frac{0.00708 kh}{\mu_w \ln(at)} (p_i - p_r) = C \frac{(p_i - p_r)}{\ln(at)}. \quad (3.7)$$

Постоянные модели Хёрста C и a выводятся из исторических данных как коэффициенты линейного уравнения (3.8):

$$\frac{(p_i - p_r)}{e_w} = \frac{1}{C} \ln(a) + \frac{1}{C} \ln(t). \quad (3.8)$$

3.4 Нестационарная модель ван Эвердингена и Хёрста

Как уже было написано ранее, уравнения, описывающие поток нефти в ствол скважины, также способны отобразить поведение притока воды из водоносного слоя. Но что делать в случае неустановившегося режима, когда залежь только начинают разрабатывать? На этот вопрос смогли ответить авторы данной модели [17]. Для описания такого поведения притока ими было предложено использование безразмерного уравнения диффузии фильтрации воды:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial p}{\partial r} \left(r \frac{\partial p}{\partial r} \right) = \frac{\phi_a \mu_w c_t}{k_a} \frac{\partial p}{\partial t}, \quad (3.9)$$

где:

- ϕ_a – проницаемость водоносного пласта;
- μ_w – вязкость воды;
- c_t – суммарная сжимаемость воды и породы;
- k_a – проницаемость водоносного пласта.

Использовались следующие определения:

$$r_D = \frac{r_a}{r_e}, \quad (3.10)$$

$$t_D = \frac{k_a t}{\phi_a \mu_w c_t r_e^2}, \quad (3.11)$$

$$p_D = \frac{p - p_f}{p_i - p_f} \quad (3.12)$$

где:

- r_a – радиус водоносной зоны;
- r_e – радиус нефтеносного пласта;
- p_i – начальное давление водоносной зоны;
- p_f – пластовое давление нефтеносного пласта.

Решение было предложено при рассмотрении двух случаев: первый – постоянный конечный приток (благодаря этому ограничению становится возможно пересчитать падение давления в водоносной зоне), второй – постоянное конечное давление на границе (обратная ситуация, когда определяется приток на некотором конечном рассматриваемом периоде).

Краткий вывод можно представить следующим образом. Расход жидкости определяется уравнением (3.13):

$$q(t) = \frac{2 \pi k_a h f (p_i - p_f)}{\mu_w} \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1}, \quad (3.13)$$

Следовательно, приток воды описывается (3.14):

$$W_e(t) = \int q(t) dt = 2 \pi k_a h f r_e^2 \phi_a c_t (p_i - p_f) \int \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} dt_D$$

$$W_e(t) = 2 \pi h f r_e^2 \phi_a c_t (p_i - p_f) W_D, \quad (3.14)$$

$$W_e(t) = U \Delta p W_D$$

где:

- $W_D = \int \left(\frac{\partial p_D}{\partial r_D} \right)_{r_D=1} dt_D$ – безразмерный приток;
- $U = 2 \pi h f r_e^2 \phi_a c_t$ – постоянная аквифера;

Также авторами было представлено решение, как зависимость безразмерного притока от безразмерного времени для некоторых соотношений радиусов водоносной зоны и нефтеносного пласта. Позднее они были аппроксимированы различными авторами под рассматриваемые случаи.

В случае подошвенного и краевого режима вытеснения, как показано на Рисунок 3.2, приток описывается линейной моделью.

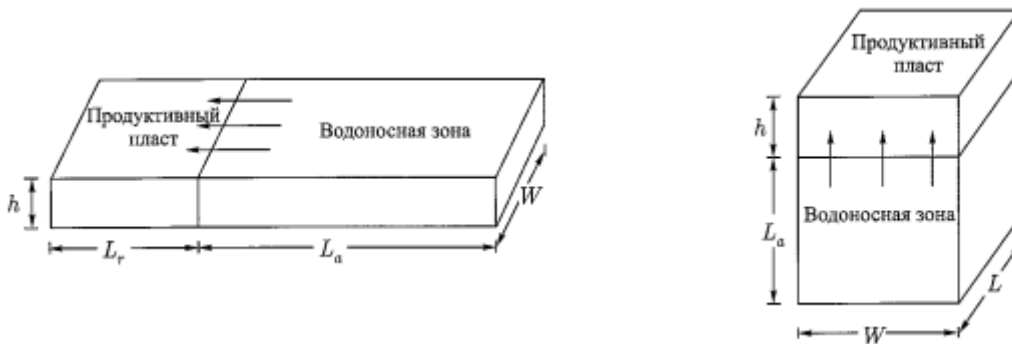


Рисунок 3.2. Краевой и подошвенный режим вытеснения.

При этом общий вид не меняется, но вносятся некоторые корректировки. К примеру, если в радиальной модели t_D зависело от объема водоносной части, то при подошвенном и краевом режиме вытеснения – от размера аквифера, и при его изменении значение параметра необходимо обновлять.

$$t_D = \frac{k_a t}{\phi_a \mu_w c_t L_a^2}. \quad (3.15)$$

При этом постоянную аквифера также необходимо уточнять (V_{pa} – поровый объем законтурной зоны).

$$U = V_{pa} c_t \quad (3.16)$$

Несмотря на довольно точные результаты и способность модели описывать нестационарный поток, в реальности данная модель мало востребована в связи с необходимостью сопоставления и аппроксимации табличных данных, что означает большие временные затраты. Помимо этого, для ее использования необходимо исследовать зону аквифера для определения характерных величин, что в большинстве случаев не происходит.

3.5 Модель Фетковича

Последняя модель, рассматриваемая в данной работе – это модель Фетковича, основанная на концепции коэффициента продуктивности: скорость притока воды прямо пропорциональна перепаду давления между средним давлением водоносного горизонта и давлением на границе аквифера и разрабатываемой нефтеносной залежи. При этом данный метод пренебрегает эффектами любого переходного состояния, то есть возможны неточные прогнозные

результаты в случаях, когда пластовое давление быстро меняется на границе, что в реальности случается довольно редко.

В основе данной модели лежат два простых уравнения: уравнение коэффициента продуктивности и уравнение материального баланса водоносного горизонта при постоянной сжимаемости (величина снижения давления в водоносном горизонте прямо пропорциональна количеству притока воды из аквифера):

$$\frac{dW_e}{dt} = e_w = J(\bar{p}_a - \bar{p}_r), \quad (3.17)$$

$$W_e = c_t W_i (p_i - \bar{p}_a), \quad (3.18)$$

где:

- e_w – суточный приток воды;
- J – коэффициент продуктивности аквифера;
- \bar{p}_a – среднее пластовое давление в аквифере;
- \bar{p}_r – пластовое давление на границе аквифера и залежи;
- c_t – сжимаемость системы;
- W_i – начальный объём воды в аквифере;
- p_i – начальное давление в аквифере;

Из уравнения (3.18) не трудно заметить, что максимальное возможное количество воды достигнет при $\bar{p}_a = 0$:

$$W_{ei} = c_t W_i p_i. \quad (3.19)$$

Тогда, соединяя уравнения (3.18) и (3.19), получим формулу для уточнения пластового давления в водоносном горизонте по мере отвода воды:

$$\bar{p}_a = p_i \left(1 - \frac{W_e}{W_{ei}} \right). \quad (3.20)$$

Дифференцирование (3.20) дает:

$$\frac{dW_e}{dt} = - \frac{W_{ei}}{p_i} \frac{d\bar{p}_a}{dt}. \quad (3.21)$$

И скомбинировав уравнения (3.17) и (3.21) и проинтегрировав, получим уравнение Фетковича:

$$W_e = \frac{W_{ei}}{p_i} (p_i - p_r) \exp\left(-\frac{Jp_it}{W_{ei}}\right). \quad (3.22)$$

Индекс продуктивности J , использованный в расчетах, является функцией геометрии водоносного горизонта. Феткович рассчитал индекс продуктивности по уравнению Дарси для ограниченных водоносных горизонтов. В дальнейшем было доказано, что модель Фетковича можно распространить и для бесконечного водоносного горизонта, потребовав, чтобы отношение скорости притока воды к перепаду давления было примерно постоянным в течение продуктивного срока эксплуатации пласта (см. Таблица 3.1.).

Таблица 3.1.

Различные представления коэффициента продуктивности по модели Фетковича.

Тип аквифера	Радиальная постановка	Линейная постановка
конечный, постоянный приток	$J = \frac{0.00708khf}{\mu_w[\ln(r_D) - 0.75]}$	$J = \frac{0.003381khw}{\mu_w L}$
конечный, постоянное давление	$J = \frac{0.00708khf}{\mu_w[\ln(r_D)]}$	$J = \frac{0.001127khw}{\mu_w L}$
бесконечный	$J = \frac{0.00708khf}{\mu_w \ln\left(\frac{a}{r_D}\right)}$ $a = \sqrt{0.0142kt/(\phi\mu_w c_t)}$	$J = \frac{0.001khw}{\mu_w a}$ $a = \sqrt{0.0633kt/(\phi\mu_w c_t)}$

где:

- w – ширина линейного водоносного горизонта;
- L – длина линейного водоносного горизонта.

В настоящее время существует различные модели для описания законтурного притока: модель постоянного давления хороша для описания малых объектов, учитывая объём водного резервуара, модели Шилтиуса и Хёрста, представляющие аквифер как нагнетательную скважину со своим коэффициентом приёмности, хороши в случае установившегося притока с бесконечным объёмом водоносной зоны, достоинством модели ван Эвердингена и Хёрста

является возможность описания нестационарного притока, в то время как модель Фетковича, учитывающий коэффициент продуктивности и объём аквифера, а в следствии и изменение пластового давления, пренебрегает эффектами переходного состояния. На основе этого были сформулированы некоторые критерии отбора, удовлетворяющие особенностям используемого инструмента (рассматривается в 4 главе):

- общий вид уравнения не должен зависеть от типа прилегания водоносной зоны;
- поскольку рассматриваются месторождения с достаточной историей, подразумевается именно работа скважин на установившемся режиме, то модель должна описывать поток при стационарном режиме.

ГЛАВА 4. АЛГОРИТМ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ ПЛАСТА НА ИСТОРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ

В момент, когда известно поведение пластового давления, материальный баланс становится мощным инструментом для определения пластовых запасов углеводородов и механизмов вытеснения [1, 3]. При этом нет необходимости ограничивать себя в выборе конкретной геометрической модели. Также данная методика позволяет воспроизвести поведение пластового давления, что в совокупности с наиболее сомнительными параметрами (сжимаемость горной породы, приток законтурной воды) позволяет адаптировать модель на историю, а после и прогнозировать результаты.

Используемый инструмент упрощенного моделирования в работе основан именно на втором варианте применения материального баланса: воспроизведение пластового давления с последующим прогнозом показателей разработки в совокупности с построением моделей коэффициентов продуктивности/приемистости [2, 9] и характеристик вытеснения [3, 9].

4.1 Модель продуктивности

Коэффициент продуктивности PI или приемистости II – это отношение дебита жидкости или приемистости скважины к депрессии или репрессии.

$$PI = \frac{q_{liq}}{(P_{res} - P)}, \quad (4.1)$$

$$II = \frac{q_{inj}}{(P - P_{res})}. \quad (4.2)$$

Для вычисления модели PI , II необходимы следующие данные:

- Q_{liq} – исторические значения ежемесячной добычи жидкости, м³ пов.усл.;
- Q_{oil} – исторические значения ежемесячной добычи нефти, м³ пов.усл.;

- Q_{inj} – исторические значения ежемесячной закачки, м³ пов.усл.;
- P – исторические значения забойных давлений на каждый месяц, атм;
- P_{res} – исторические значения пластовое давление на каждый месяц, атм;
- B_w, B_{oil} – пвт-свойства: объёмные коэффициенты воды и нефти соответственно.

Далее, по фактическим данным на каждый месяц вычисляется значение продуктивности или приемистости каждой скважины в пластовых условиях с учетом количества дней в каждом месяце ($time$):

$$PI = \frac{(Q_{liq} - Q_{oil})B_w + Q_{oil}B_{oil}}{(P_{res} - P) time}, \quad (4.3)$$

$$II = \frac{Q_{inj}B_w}{(P - P_{res}) time}. \quad (4.4)$$

На прогнозном периоде значения PI , II можно задать двумя способами: использовать константное значение последнего факта или использовать гиперболическую зависимость падения по Арпсу (на практике это часто используемая модель). В последнем случае используются коэффициенты падения, давшее минимальное среднеквадратичное отклонение между модельными значениями и историческими:

$$PI_{model}, II_{model} = K_i(1 + b D Time)^{-\frac{1}{b}}, \quad (4.5)$$

где

- K_i – первое историческое значение коэффициента продуктивности/приемистости скважины;
- D – коэффициент потери, показывающий относительное уменьшение дебита/приемистости со временем;
- b – показатель истощения;
- $Time$ – время с начала разработки.

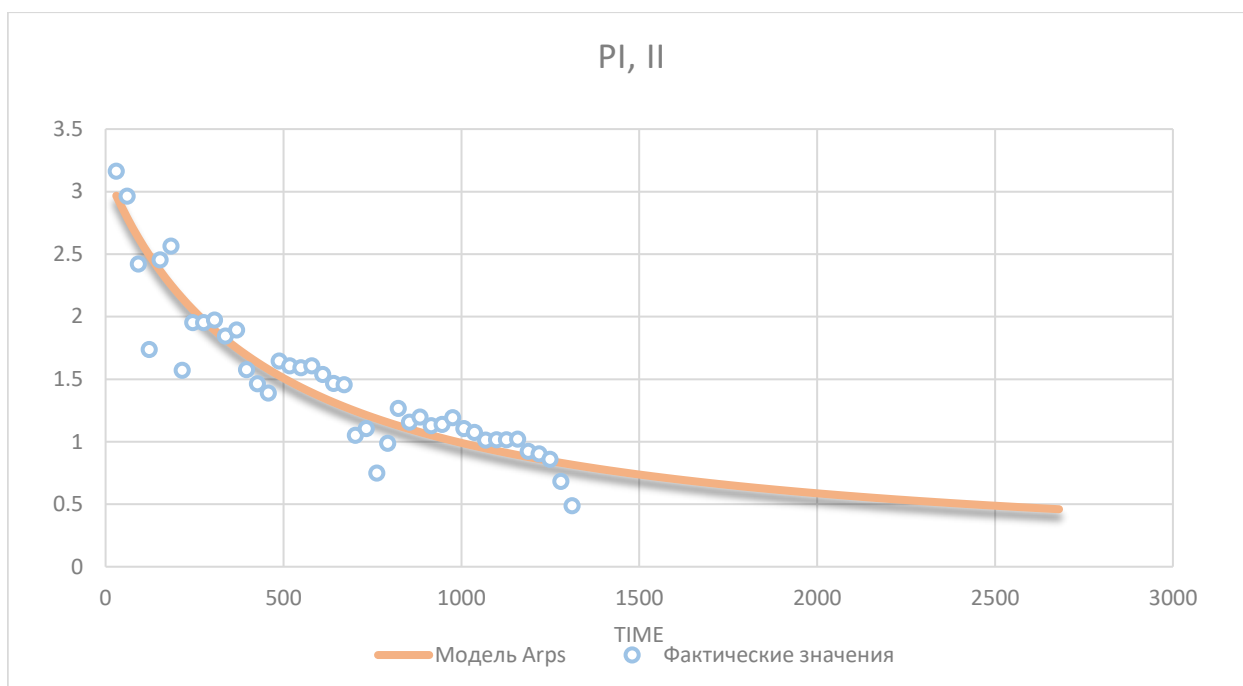


Рисунок 4.1. Пример построения коэффициента продуктивности/приёмистости.

4.2 Модель обводнённости

Прежде, чем приступить к понятию «характеристик вытеснения» необходимо понять разницу между обводненностью и водонасыщенностью. Несмотря на то, что оба слова имеют один корень, физических смысл различный.

Обводненность показывает содержание воды в продукции скважины (обозначение: wc).

$$wc \stackrel{\text{def}}{=} \frac{Q_w}{Q_w + Q_{oil}} = \frac{Q_w}{Q_{liq}}, \quad (4.6)$$

где

- Q_w — количество добытой воды;
- Q_{oil} — количество добытой нефти.

Водонасыщенность показывает степень заполнения порового пространства водой (обозначение насыщенности S).

Рассмотрим и некоторые другие определения.

Проницаемость – свойство горной породы пропускать через себя жидкость при перепаде давления. Различают абсолютную, фазовую и относительную проницаемости.

Абсолютная проницаемость (k) – это фильтрующая способность породы для инертного газа. При этом считается, что инертный газ никак не взаимодействует с породой.

Фазовая проницаемость – это фильтрующая способность породы для определенной фазы (k_w воды, k_{oil} нефти, k_g газа) при наличии в пустотном пространстве других фаз.

Относительная проницаемость – это отношение фазовой проницаемости к абсолютной.

Для каждого пласта строят график зависимости коэффициентов относительной фазовой проницаемости от коэффициентов насыщенности. По графику можно судить его способность к флюидоотдаче. К примеру, по Рисунку 4.2 можно определить насыщенность, при которой будет добываться только нефть ($S_{wn} \in [0; 0.3]$), или вода ($S_{wn} \in [0.8; 1]$), или их смесь ($S_{wn} \in (0.3; 0.8)$) и соответствующие этому случаю максимальные значения относительных фазовых проницаемостей.

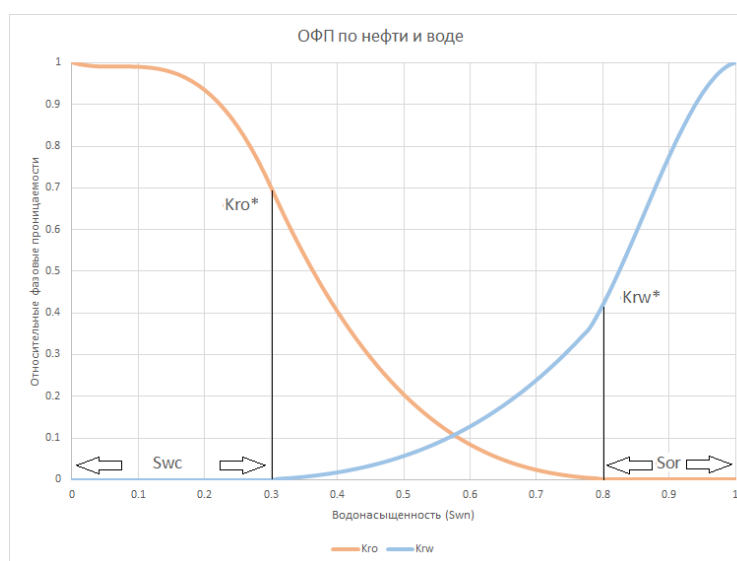


Рисунок 4.2. График относительной фазовой проницаемости (нефть-вода).

Рассмотрим долю воды, движущуюся в пласте, в общем объеме фильтруемой жидкости (4.6) и применим закон Дарси для фильтрации жидкости в пористой среде:

$$Q_w = s \frac{k k_w^*}{\mu_w} \frac{\partial p_w}{\partial r}, \quad (4.7)$$

$$Q_{oil} = s \frac{k k_{oil}^*}{\mu_{oil}} \frac{\partial p_{oil}}{\partial r}, \quad (4.8)$$

где:

- s – площадь фильтрации;
- v_w, v_{oil} – скорость фильтрации фаз;
- k, k_w^*, k_{oil}^* - абсолютная и относительные фазовые проницаемости;
- μ_w, μ_{oil} – вязкость фаз.

Получим:

$$w_c = \frac{k_w^*(S) \frac{\partial p_w}{\partial r}}{k_w^*(S) \frac{\partial p_{oil}}{\partial r} + \mu_0 k_w^*(S) \frac{\partial p_{oil}}{\partial r}}, \quad (4.9)$$

где $\mu_0 = \frac{\mu_w}{\mu_{oil}}$ – отношение динамических вязкостей воды и нефти в пластовых условиях. При пренебрежении капиллярных эффектов на границе, получим:

$$w_c = \frac{k_w^*(S)}{k_w^*(S) + \mu_0 k_w^*(S)} \quad (4.10)$$

Данная модель называется – модель Бакли-Левретта [3].

Для определения прогнозных показателей геолого-технических мероприятий в случае, когда известны фактические данные: добыча нефти, добыча воды, запасы углеводородного сырья – расчет потенциального дебита нефти может производиться на основе характеристик вытеснения. По одному из определений, характеристика вытеснения (ХВ) отображает зависимость содержания воды в продукции скважины от коэффициента извлечения нефти,

который определяется как отношение извлеченных одной скважиной запасов ко всем запасам данной скважины (КИН).

$$\text{КИН} \stackrel{\text{def}}{=} \frac{\sum Q_{oil}}{\text{НГЗ}}. \quad (4.11)$$

Таким образом, единожды построив ХВ и задав Q_{liq} , появляется возможность определять по ней значения обводненности с использованием численных методов.

Для построения ХВ необходимы две вещи: значение обводненности и соответствующее значение КИН. Вычисление w происходит с использованием модели Бакли – Леверетта и относительной фазовой проницаемости для воды и нефти, найденные с помощью модели Corey, которая в свою очередь описывает зависимость относительных фазовых проницаемостей от нормированного значения водонасыщенности:

$$S_{wn} = \frac{S - S_{в.ост}}{1 - S_{в.ост} - S_{н.ост}}, \quad (4.12)$$

где

- S – текущая водонасыщенность;
- $S_{в.ост}$ – остаточная насыщенность по воде;
- $S_{н.ост}$ – остаточная насыщенность по нефти.

Модель Corey [12] основана на степенном законе насыщения и имеет одну степень свободы для каждой фазы:

$$K_{ro}(S) = K_{ro}^{max} (1 - S_{wn})^{N_o}, \quad (4.13)$$

$$K_{rw}(S) = K_{rw}^{max} S_{wn}^{N_w}, \quad (4.14)$$

где K_{ro} – относительная фазовая проницаемость по нефти, K_{rw} – относительная фазовая проницаемость по воде, K_{rw}^{max} , K_{ro}^{max} – максимальные значения относительных проницаемостей по воде и нефти соответственно, N_w и N_o –

эмпирические параметры для воды и нефти соответственно, находящиеся под-
бором.



Рисунок 4.3. Относительная фазовая проницаемость по модели Corey.

Подставляя уравнения (4.13)(4.14) в модель Баклея – Леверетта (4.10), получим следующее выражение для обводненности:

$$wc(x) = wc_0 + \frac{1 - wc_0}{1 + \mu_0 \frac{(1-x)^{N_o}}{x^{N_w}}} \quad (4.15)$$

где

- wc_0 – начальное значение обводненности;
- x – стартовая доля отбора начальных геологических запасов;
- N_o, N_w – коэффициент корреляции модели Corey для относительной фазовой проницаемости по нефти и воды соответственно.

4.3 Алгоритм адаптации

Использование модели на основе материального баланса накладывает свои ограничения:

- пласт считается изотропным;
- свойства флюида определяются для среднего давления на каждый промежуток временного интервала;
- при решении МБ давление в пласте считается постоянным на рассматриваемом промежутке времени;
- единый тренд пластового давления для всей залежи;
- локализованное изменение давления при дренировании пласта не учитывается;
- для расчетов используется среднее пластовое давление по объекту;
- все изменения в пласте рассматриваются в изотермических условиях.

Взамен для прогноза необходимы следующие данные:

- замеры пластового давления;
- учет ежемесячной добычи нефти, воды и газа;
- свойства флюидов (PVT) и породы;
- геологические запасы нефти и газа.

Как уже было написано ранее, моделирование разработки месторождений осложнено невозможностью напрямую наблюдать за процессом внутри пласта. Для того, чтобы понять корректность используемой модели используют адаптацию на фактические данные: к примеру, при моделировании в гидродинамике воссоздается вся история разработки месторождения: модель считается корректной, если накопленные показатели по добыче по каждой скважине, полученные при помощи вычислений, совпадают с фактом. А в используемом инструменте упрощенного моделирования «адаптация» подразумевает сходимость рассчитанного (восстановленного) пластового давления на основе уравнения материального баланса с историческим. При этом на периоде

адаптации известна вся добыча и закачка, а сам период обычно не превышает 1 или 2 лет (как правило не рассматривается вся история месторождения из-за соображения установившегося режима). Как видно из Рисунок 4.4 использование модели для прогноза технологических параметров без предварительной адаптации может привести к сомнительным результатам.

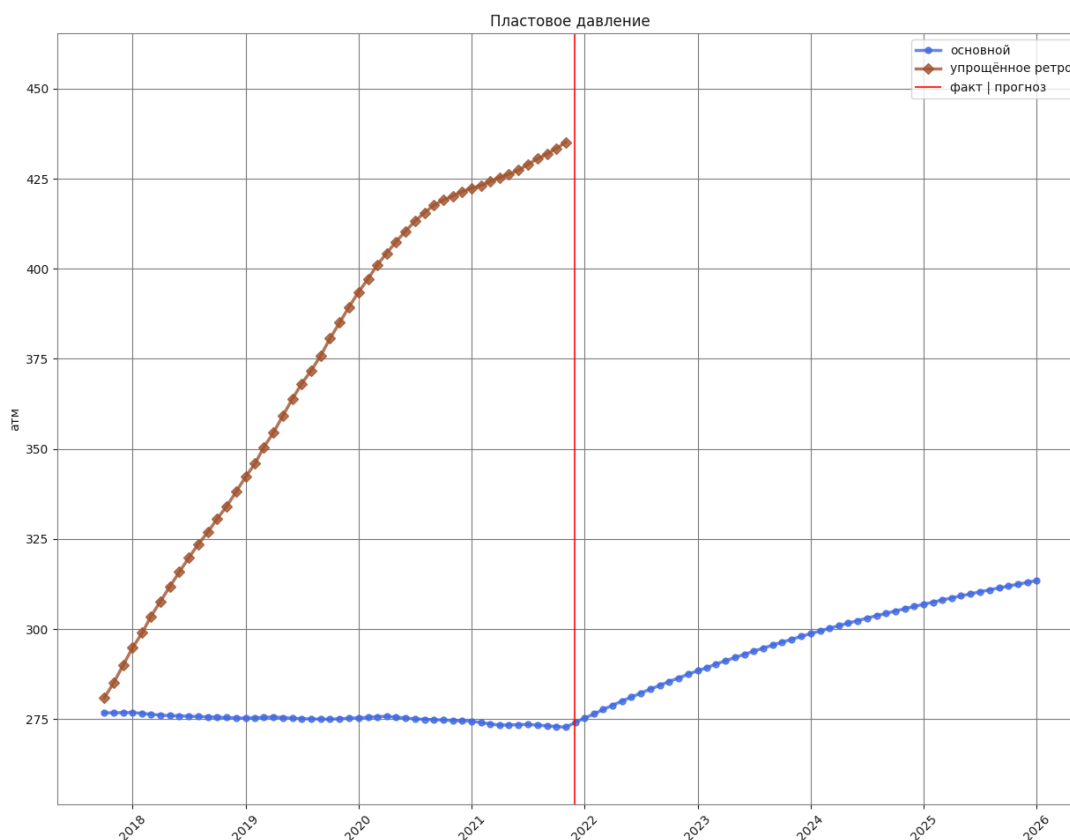


Рисунок 4.4. Восстановленное пластовое давление без адаптации на факт и соответствующий ему прогноз.

В связи с этим адаптация на исторические данные производилась путём подбора оптимальной сжимаемости cf . Для этого методом Нелдер-Мида определялась оптимальная сжимаемость, удовлетворяющая минимальной квадратичной невязки между восстановленным при помощи материального баланса пластовым давлением и исторического.

$$\sum (Press[i] - Press_{model}[i])^2 \rightarrow 0, \quad (4.16)$$

$$\begin{aligned}
Press_{model}[i] = Pres[i - 1] - \frac{1 - sw[i]}{N[i] \cdot (cw \cdot sw[i] + cf)} \cdot \left(Q_o[i] + \right. \\
+ G_{free}[i] + Q_w[i] - Q_{inj}[i] - \frac{N[i]}{Bo[i]} \cdot (Bo[i] - Bo[i - 1]) + \\
\left. + (Rs[i - 1] - Rs[i]) \cdot Bg[i] - G[i] \cdot (Bg[i] - Bg[i - 1]) \right)
\end{aligned} \quad (4.17)$$

При этом значения добычи на каждый месяц являлись известными величинами, а запасы вычислялись на основе знания исторической добычи по каждой скважине.

$$N[i] = \left(\frac{N[i - 1]}{Bo[i - 1]} - \frac{Q_o[i - 1]}{Bo[i - 1]} \right) Bo[i] \quad (4.18)$$

где:

- $N[i]$ – оставшиеся запасы нефти на начало i месяца, м³ в пласт. усл.;
- $Q_o[i]$, $Q_w[i]$, $G_{free}[i]$, $Q_{inj}[i]$ – суммарная добыча нефти, воды, газа, закачка по скважинам за i месяц, м³ в пласт. усл.;
- $Bo[i]$ – объемный коэффициент по нефти, воде за i месяц;

Водонасыщенность вычисляется по формуле:

$$sw[i] = 1 - \frac{N[i] - Q_o[i] - G[i]}{Vp[i]} \quad (4.19)$$

$$Vp[i] = Vp[i - 1] \left(1 + x + \frac{x^2}{2} \right) \quad (4.20)$$

$$x = cf(Pres[i] - Pres[i - 1]) \quad (4.21)$$

$$Vp_0 = \frac{N_0 + G_0}{(1 - sw_0)} \quad (4.22)$$

где:

- $G[i]$ – запасы свободного газа на начало i месяца, м³ в пласт. усл.;
- $Vp[i]$ – поровый объем, занимаемый углеводородом

Однако, варьируя только один параметр не всегда удается корректно адаптировать модель, в которой нет учёта неоднородности пласта или

изменяемость некоторых свойств флюидов, а также отсутствует учёт неэффективной закачки (Рисунок 4.5).

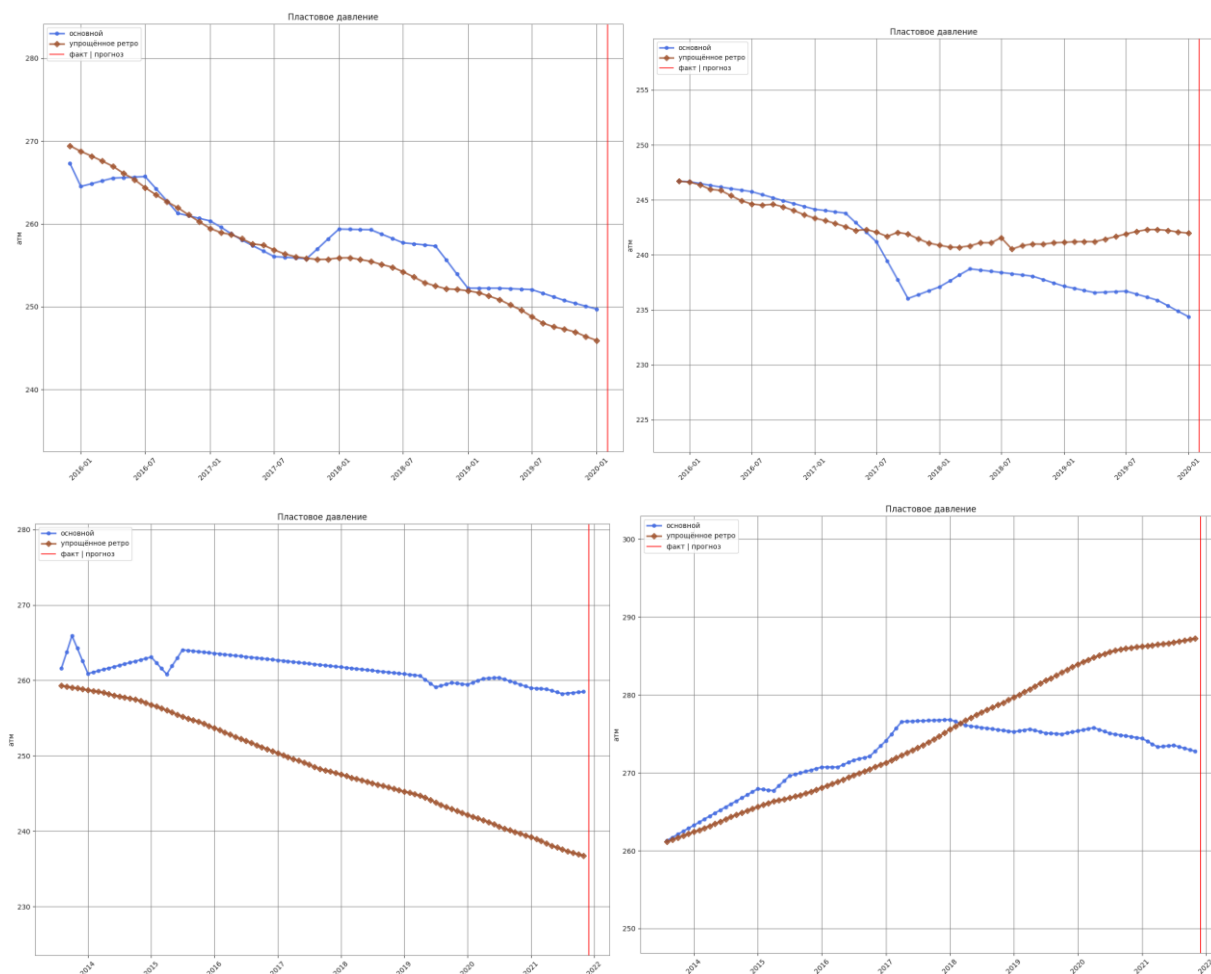


Рисунок 4.5. Примеры неудачной адаптации пластового давления под историю путём подбора оптимальной сжимаемости.

В связи с этим было принято решение исследовать другой способ адаптации под историю путём моделирования притока законтурной воды. Аналогично, при помощи Нелдер-Мида находились оптимальные параметры аквифера для минимизации квадратичной невязки воссозданного и исторического пластового давления.

$$\sum (Press[i] - Press_{model}[i])^2 \rightarrow 0, \quad (4.23)$$

$$\begin{aligned}
Press_{model}[i] = Pres[i - 1] - \frac{1 - sw[i]}{N[i] \cdot (cw \cdot sw[i] + cf)} (Q_o[i] + G_{free}[i] + \\
+ Q_w[i] - Q_{inj}[i] - \frac{N[i]}{Bo[i]} \cdot (Bo[i] - Bo[i - 1]) + (Rs[i - 1] - Rs[i]) \cdot \\
Bg[i]) - G[i] \cdot (Bg[i] - Bg[i - 1]) - We_{model}[i]).
\end{aligned} \quad (4.24)$$

$We_{model}[i]$ – приток законтурной воды за i месяц, м³ в пласт. усл. Данный параметр вычисляется в зависимости от используемой модели: в случае модели Шилтиуса (4.25), модели Хёсрта (4.26), модели Фетковича (4.27) - (4.28).

$$We[i] = C(Pres_0 - Pres[i])\Delta t. \quad (4.25)$$

$$We[i] = C \Delta t \frac{(Pres_0 - Pres[i])}{\ln(at)} \quad (4.26)$$

$$We[i] = \frac{W_{ei}}{p_i} (P_{auq}[i - 1] - Pr[i]) \exp\left(-\frac{JPres_0\Delta t}{W_{ei}}\right) \quad (4.27)$$

$$P_{auq}[i - 1] = P_{auq}[i - 2] \left(1 - \frac{We[i - 1]}{c_t W_{ei} Pres_0 - \sum_{n=1}^{i-2} W_{e_n}}\right) \quad (4.28)$$

$$Pr[i] = \frac{Pres[i] + Pres[i - 1]}{2}$$

4.4 Алгоритм расчёта прогнозных показателей

Вычисление прогнозного периода происходит с использованием формул (4.16) – (4.22), но с корректировки определения добычи нефти, воды, газа и закачки. Для определения добычи жидкости (вода+нефть) и закачки в пластовых условиях используется ранее построенная модель PI, II для каждой скважины.

$$Q_{liq}[i] = PI (Pres[i] - Pwf[i])\Delta t \quad (4.29)$$

$$Q_{inj}[i] = II (Pwf[i] - Pres[i])\Delta t \quad (4.30)$$

Для того, чтобы разделить нефть и воду используется модель обводненности для каждой скважины. На любой момент времени обводненность может быть представлена как:

$$wc = 1 - \frac{dQ_o^{(\text{нак})}}{dQ_{liq}^{(\text{нак})}}, \quad (4.31)$$

с учетом определения:

$$\text{КИН} = \frac{Q_o^{(\text{нак})}}{\text{НГЗ}}, \quad (4.32)$$

$$wc = wc(\text{КИН}) = wc\left(\frac{Q_o^{(\text{нак})}}{\text{НГЗ}}\right) \quad (4.33)$$

$$\frac{dQ_o^{(\text{нак})}}{dQ_{liq}^{(\text{нак})}} = 1 - wc\left(\frac{Q_o^{(\text{нак})}}{\text{НГЗ}}\right)$$

Для нахождения добычи нефти за текущий период можно воспользоваться алгоритмом решения дифференциального уравнения Рунге-Кутты 4 порядка:

$$Q_o[i] = Q_o^{\text{нак}}[i] - Q_o^{\text{нак}}[i-1] = \frac{Q_{liq}[i]}{6} (k_1 + 2k_2 + 2k_3 + k_4) \quad (4.34)$$

$$k_1 = 1 - wc\left(\frac{Q_o^{\text{нак}}[i-1]}{\text{НГЗ}}\right) = 1 - wc(\text{КИН}\{i-1\})$$

$$k_2 = 1 - wc\left(\text{КИН}\{i-1\} - \frac{Q_{liq}[i]}{2 \cdot \text{НГЗ}} k_1\right) \quad (4.35)$$

$$k_3 = 1 - wc\left(\text{КИН}\{i-1\} + \frac{Q_{liq}[i]}{2 \cdot \text{НГЗ}} k_2\right)$$

$$k_4 = 1 - wc\left(\text{КИН}\{i-1\} + \frac{Q_{liq}[i]}{\text{НГЗ}} k_3\right)$$

ГЛАВА 5. РЕЗУЛЬТАТЫ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ НА ИСТОРИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ ПУТЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ АКВИФЕРА

5.1 Синтетическая модель

Для проверки работоспособности адаптации пластового давления под историю путем моделирования аквифера был создан синтетический кейс, который состоит из 25 добывающих скважин и 16 нагнетательных (Рисунок 5.1). Модель представляет собой элемент однородного пласта, свойства (см. Рисунок 5.2 и Таблица 5.1.).

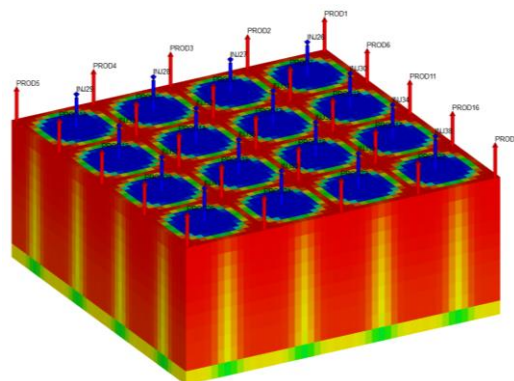


Рисунок 5.1. Визуализация расположения скважин на синтетических данных.

При этом отсутствуют условия выделения растворенного газа из нефти и образования газовой шапки, геолого-технические мероприятия, такие как смена забойного давления, изменения коэффициентов продуктивности или приёмистости, остановка или запуск скважин и другие, а коэффициент эксплуатации скважин равен единице.

Таблица 5.1. Начальные свойства системы.

Сжимаемость породы:	4.05268e-05	1/атм
Сжимаемость воды:	4.05268e-05	1/атм
Плотность нефти:	0.85	т/м ³
Плотность воды:	1	т/м ³
Газосодержание при $R_{нас}$:	70	м ³ /м ³
Начальные запасы нефти:	7526550	т
Начальные запасы свободного газа:	0	м ³

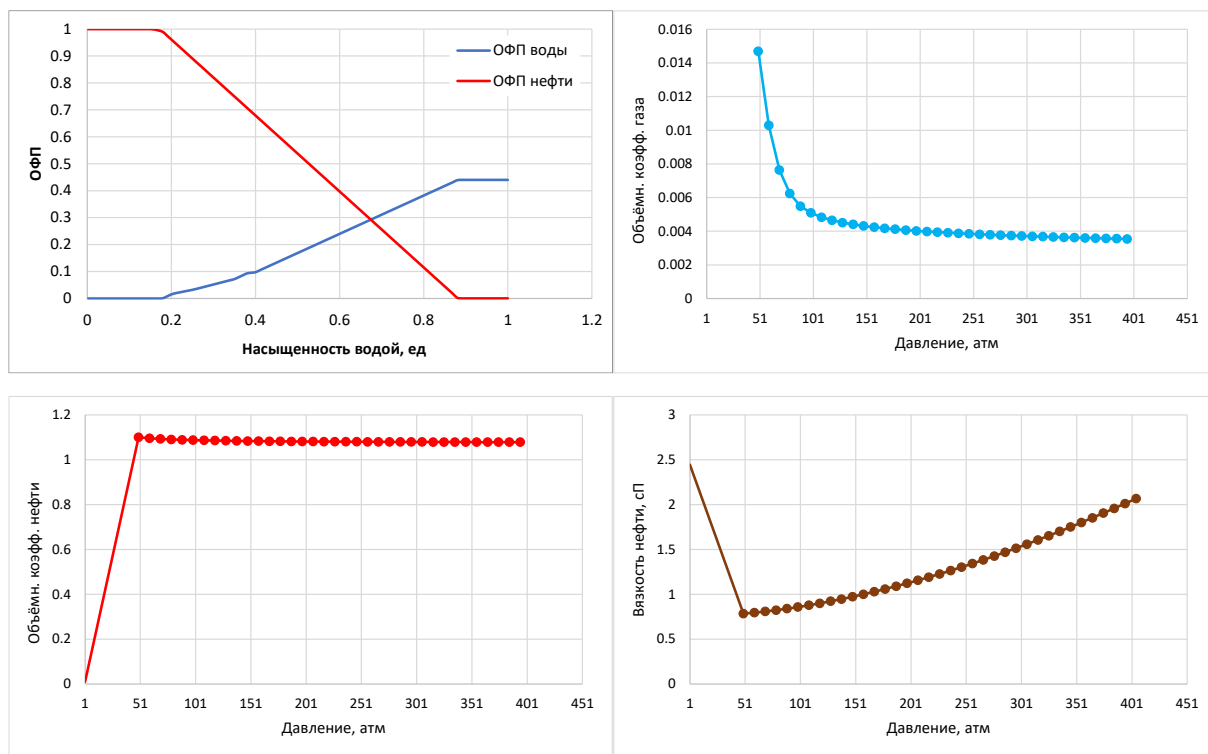


Рисунок 5.2. Используемые пвт-свойста в синтетической модели.

5.2 Тестирование на синтетических данных

На первом этапе приток воды извне был представлен моделью Шилтиуса, характеризующаяся неизменным коэффициентом продуктивности. Выбор данной модели обусловлен несколькими факторами и предположениями:

- знание, является ли рассматриваемая часть разработки пласта водоплавающей или нет;
- неизвестность каких-либо параметров водоносной зоны: толщины, пористости, объёма и другие;
- предположение неизменности пластового давления аквифера, влекущее за собой задание бесконечного водоносного горизонта;
- единый вид уравнения для любого типа прилегания аквифера к разрабатываемому пласту.

На основе вышеописанной модели были составлены два синтетических кейса с отсутствием и наличием притока воды извне, где пластовое давление было задано постоянным и неизменным. Использование модели Шилтиуса

показало оптимистичные результаты, где максимальная и средняя ошибки составили 0.12% и 0.05% в случае отсутствия притока и 0.26% и 0.16% в случае наличия притока соответственно (см. Рисунок 5.4 – Рисунок 5.6, Таблица 5.3)

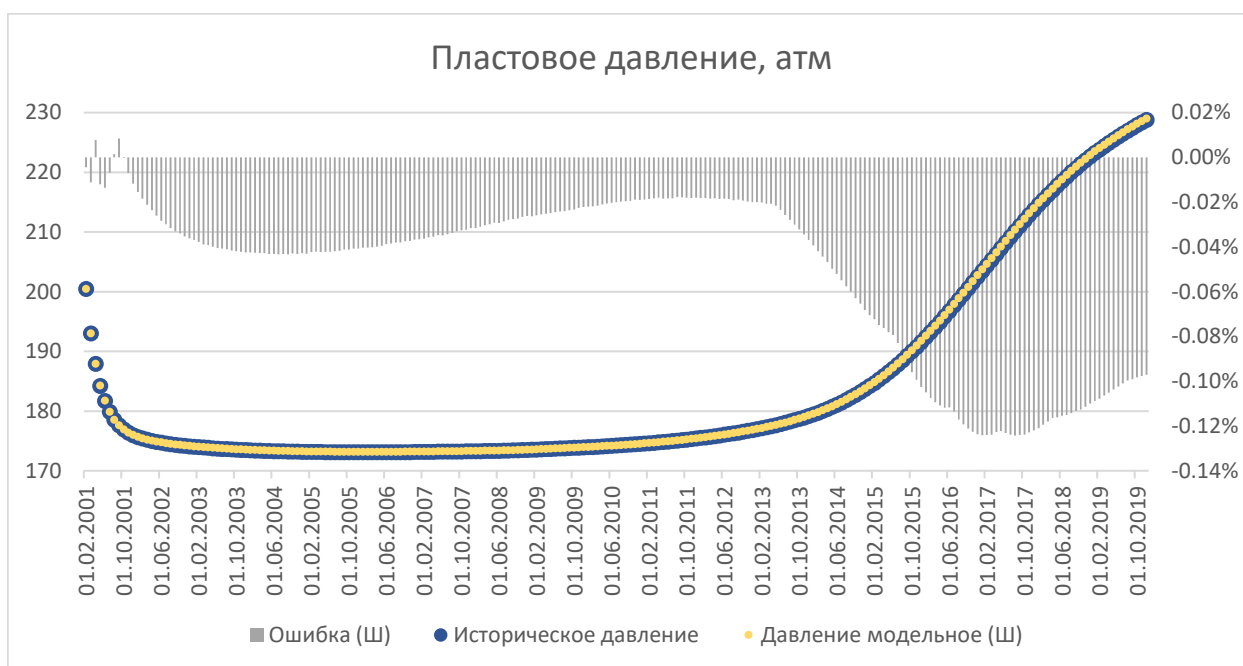


Рисунок 5.3. График адаптации модели на историческое пластовое давление при отсутствии законтурного притока.

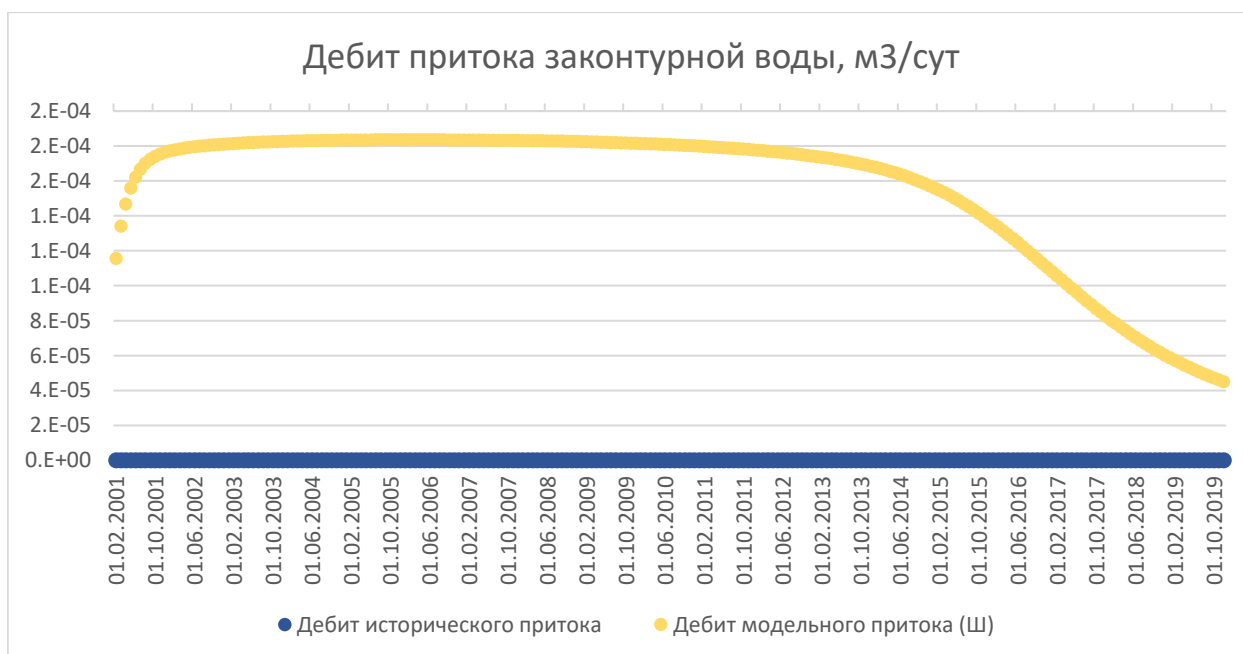


Рисунок 5.4. Сравнение модельного и исторического притока.

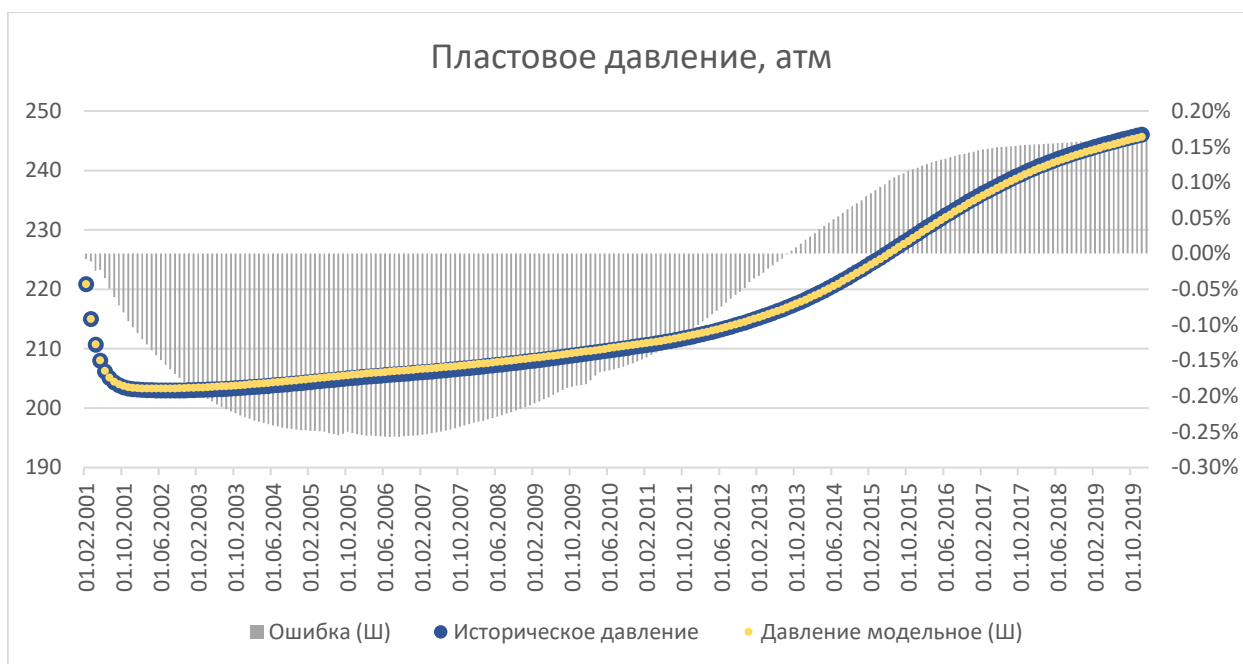


Рисунок 5.5. График адаптации модели на историческое пластовое давление при наличии законтурного притока.

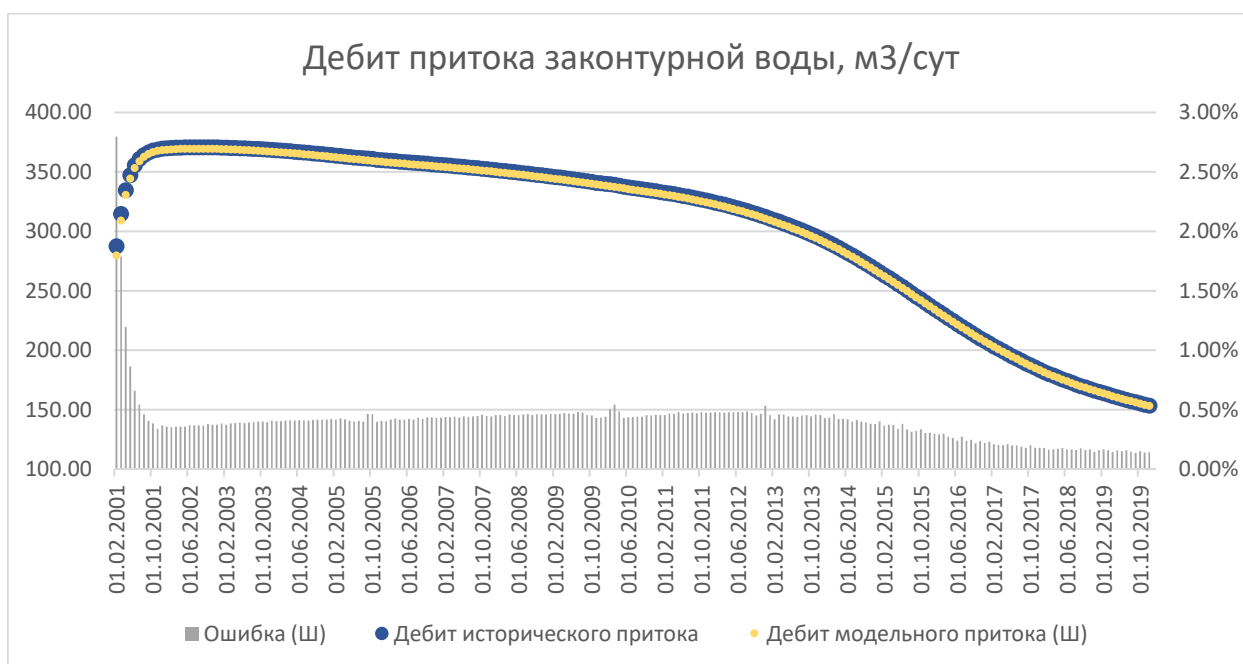


Рисунок 5.6. Сравнение модельного и исторического притока.

Следующая реализованная модель – модель Хёрста, которая была выбрана из соображения слабо изменяющегося притока (помимо ранее перечисленных предположений). Данная модель показала большее расхождение от синтетических данных в случае наличия законтурного притока, однако, в пределах допустимого ().

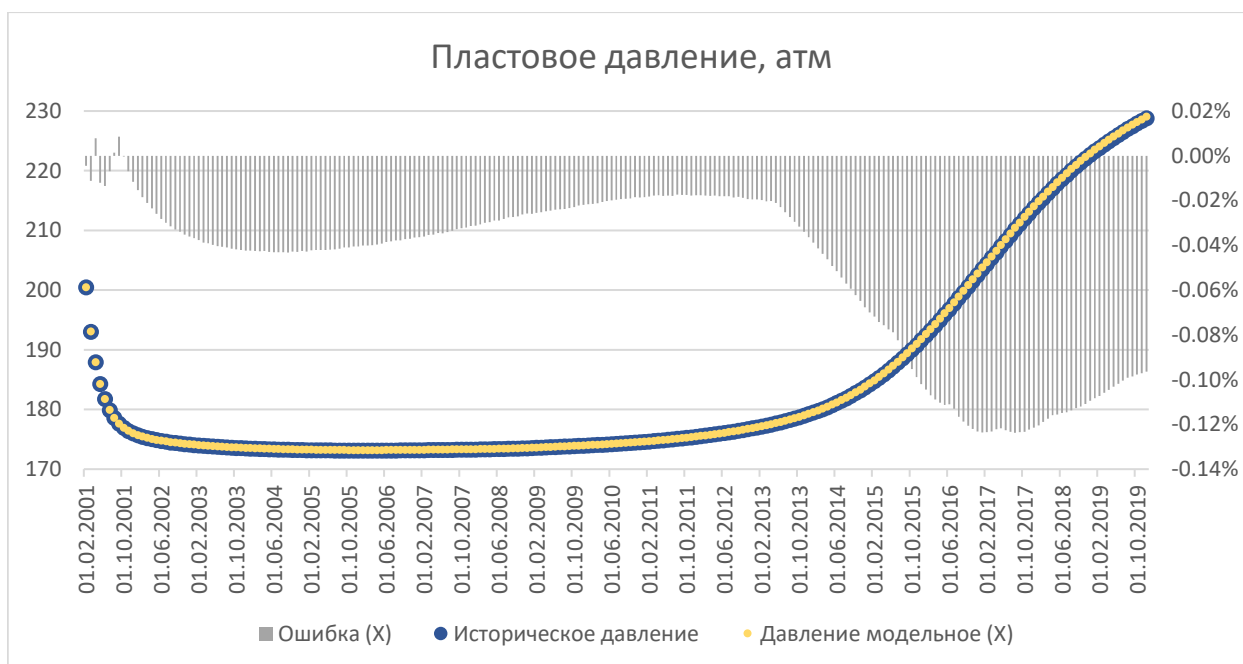


Рисунок 5.7. График адаптации модели на историческое пластовое давление при отсутствии законтурного притока.

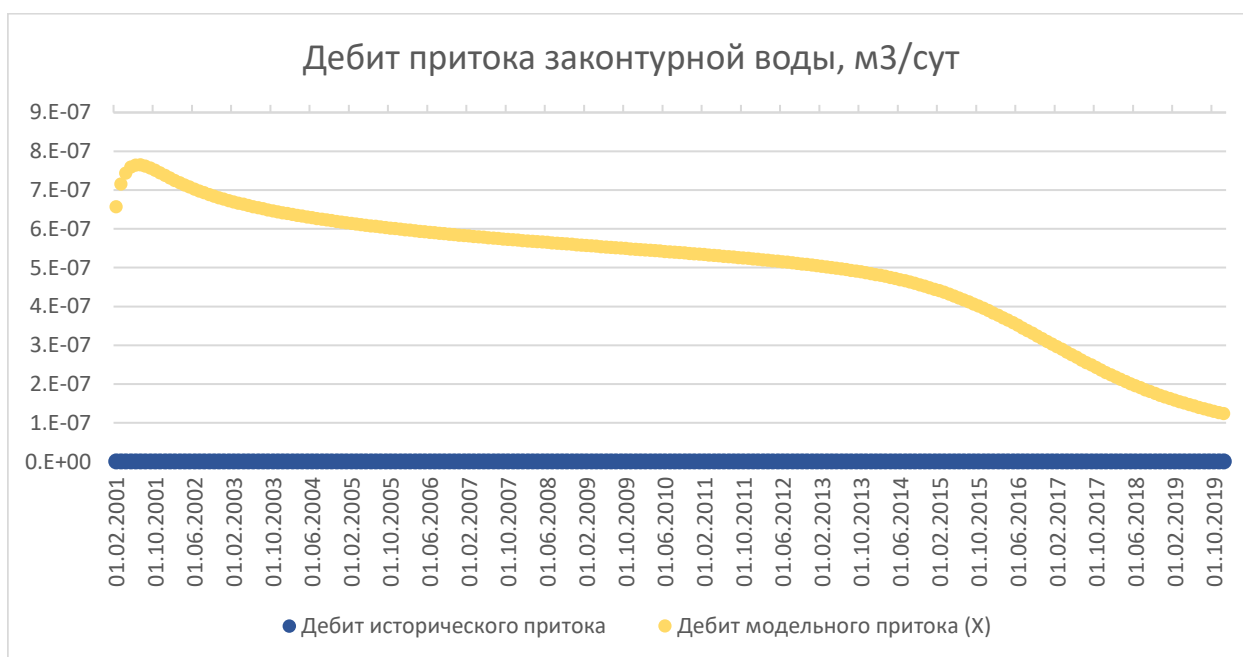


Рисунок 5.8. Сравнение модельного и исторического притока.

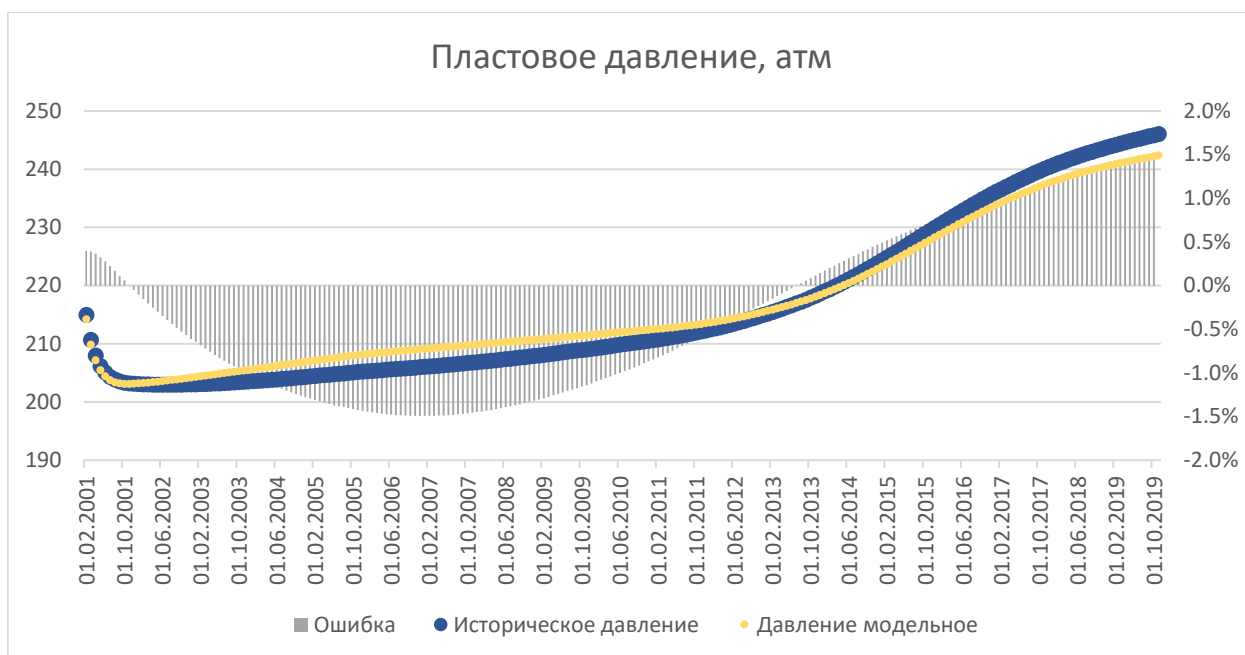


Рисунок 5.9. График адаптации модели на историческое пластовое давление при наличии законтурного притока.

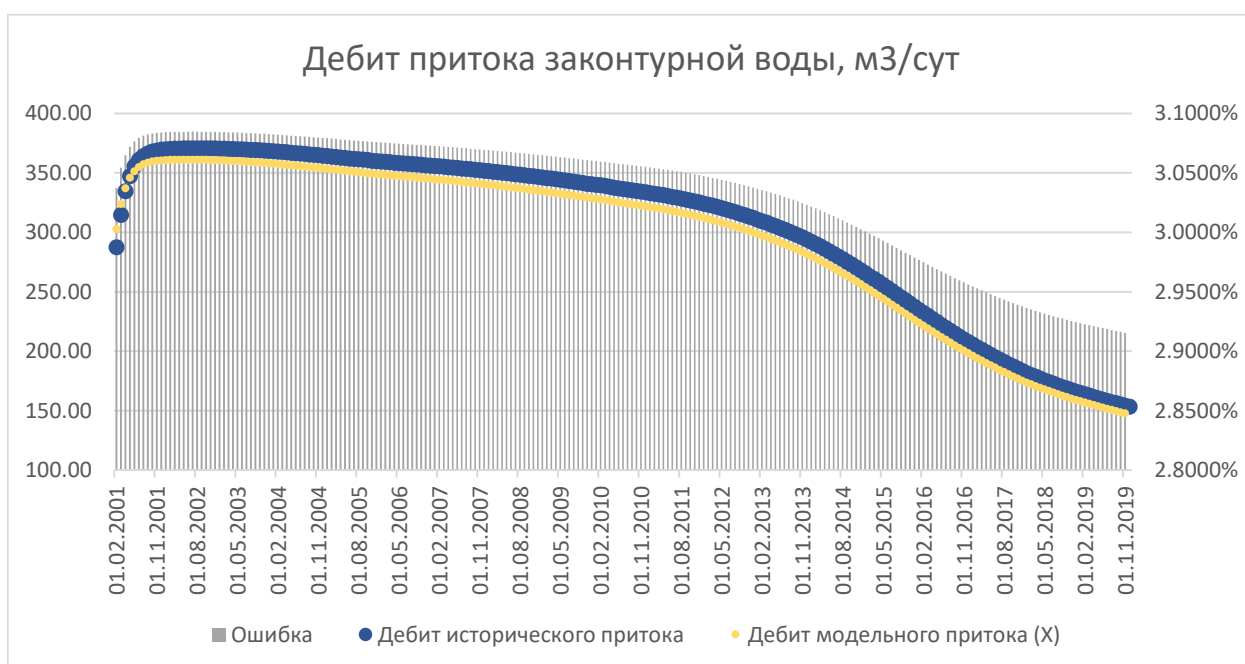


Рисунок 5.10. Сравнение модельного и исторического притока.

Также, для возможности учёта оттока воды из разрабатываемого пласта была реализована модель Фетковича. Основными критериями выбора этой модели следующие:

- независимость общего вида выбранной модели от геометрического расположения водоносной зоны;

- учет изменения пластового давления или определение начального объёма водоносной зоны для возможного описания обратного потока;
- отсутствие привязки к табличным данным, наличие которых может существенно увеличить время расчета;
- рассматривается случай установившегося потока.

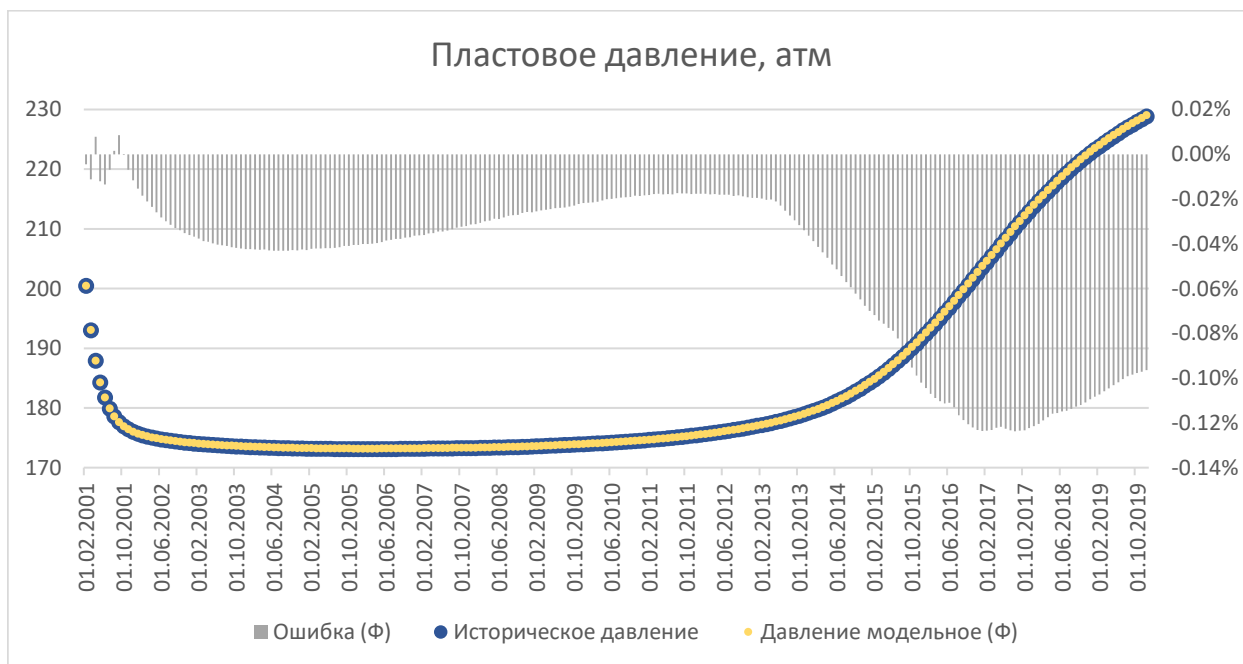


Рисунок 5.11. График адаптации модели на историческое пластовое давление при отсутствии законтурного притока.

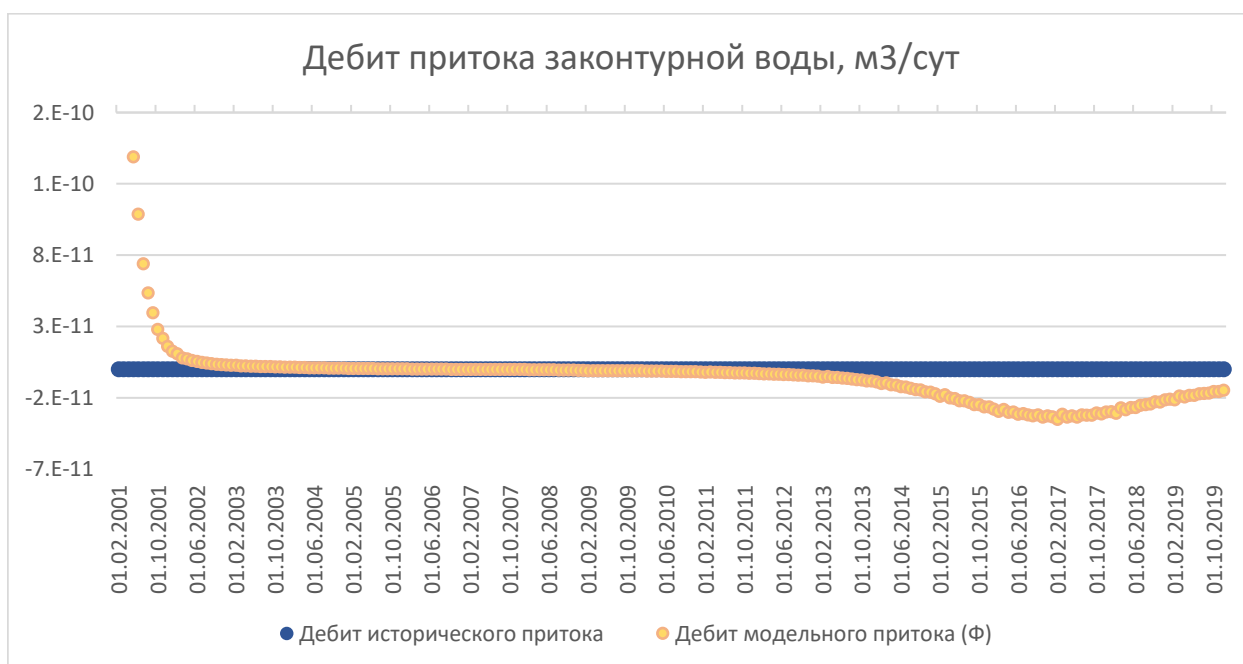


Рисунок 5.12. Сравнение модельного и исторического притока.

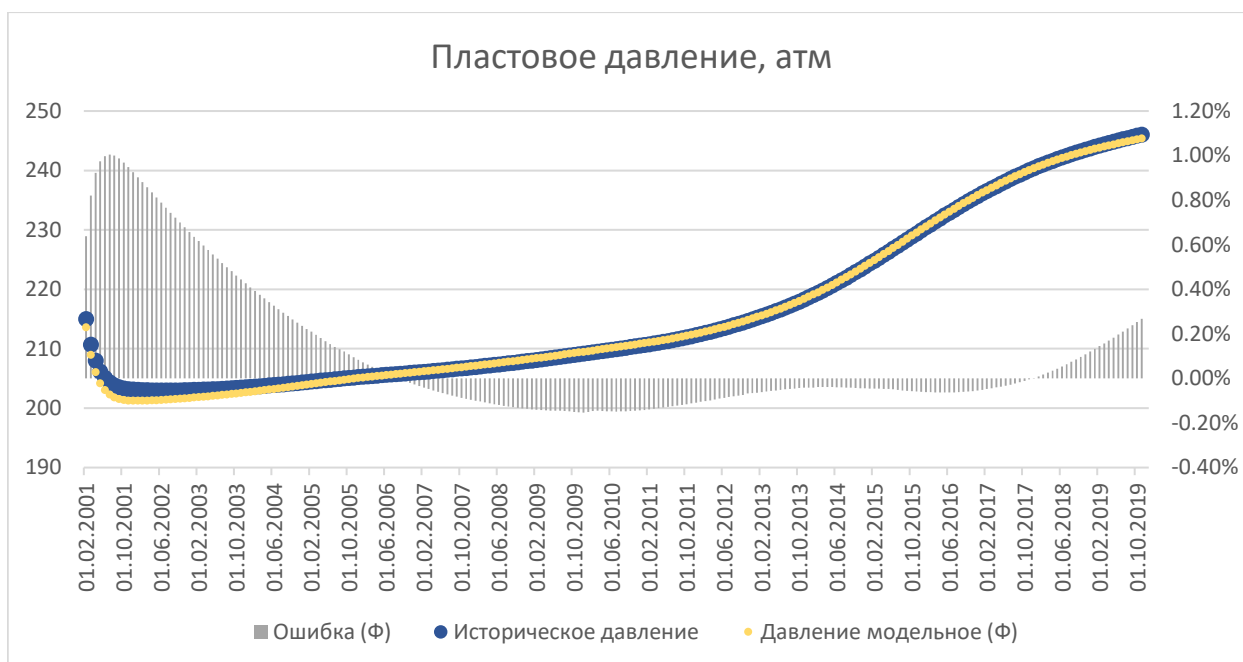


Рисунок 5.13. График адаптации модели на историческое пластовое давление при наличии законтурного притока.

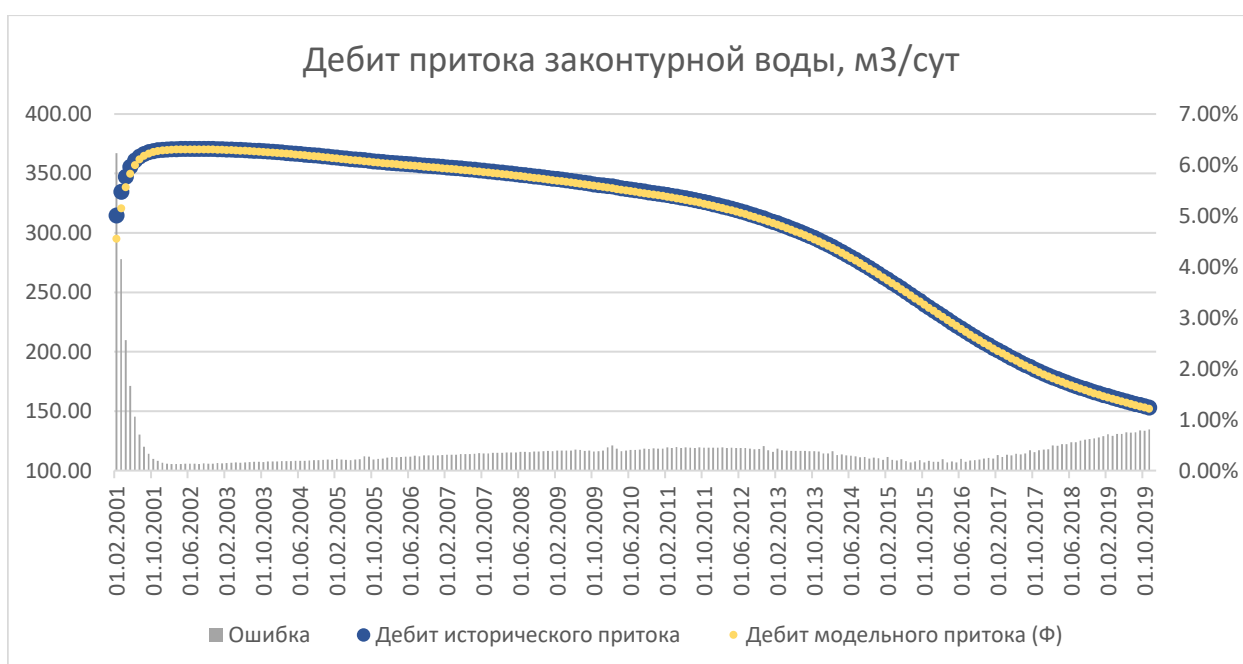


Рисунок 5.14. Сравнение модельного и исторического притока.

Данная модель также показала хорошие результаты на синтетических данных, где максимальная ошибка по пластовому давлению составила 1%, а рассчитанный начальный объём воды аквифера без притока и с его наличием $1.33e-05 \text{ м}^3$ (заданный в синтетической модели: 0 м^3) и $61.14e9 \text{ м}^3$ (заданный в синтетической модели: $60.0e9 \text{ м}^3$) соответственно.

Таблица 5.2. Результаты сравнения по пластовому давлению с синтетической моделью.

Синтетический кейс без притока			
	Шилтиус	Хёрст	Феткович
Максимальная относительная ошибка:	0.1243%	0.1237%	0.1237%
Средняя относительная ошибка:	0.0509%	0.0505%	0.0505%
Синтетический кейс с притоком			
Максимальная относительная ошибка:	0.2572%	1.4936%	1.0050%
Средняя относительная ошибка:	0.1566%	0.8977%	0.2040%

Таблица 5.3. Результаты сравнения по притоку с синтетической моделью.

Синтетический кейс без притока			
	Шилтиус	Хёрст	Феткович
Фактический объём воды аквифера:	-	-	0 м3
Модельный объём воды аквифера:	-	-	1.33e-05 м3
Синтетический кейс с притоком			
Максимальная относительная ошибка:	2.7971%	3.0847%	6.2320%
Средняя относительная ошибка:	0.3997%	3.0196%	0.4452%
Фактический объём воды аквифера:	-	-	60.0e9 м3
Модельный объём воды аквифера:	-	-	61.14e9 м3

5.3 Тестирование на реальных данных

На втором этапе проводилось тестирование реализованных моделей на реальных данных, в ходе которого были получены, как положительные результаты, так и выявлены существенные недостатки некоторых предположений. Как и предполагалось в случае стационарной модели Шилтиуса и модифицированного уравнения Хёрста фиксирование первого пластового давления, которое, как правило, являлось максимальным за всю историю разработки месторождения, не позволяет описать обратный поток из залежи в водоносную зону.

На месторождении «1» удалось получить приемлемые результаты с использованием всех трех моделей, несмотря на невозможность описать обратный поток по двум из них.

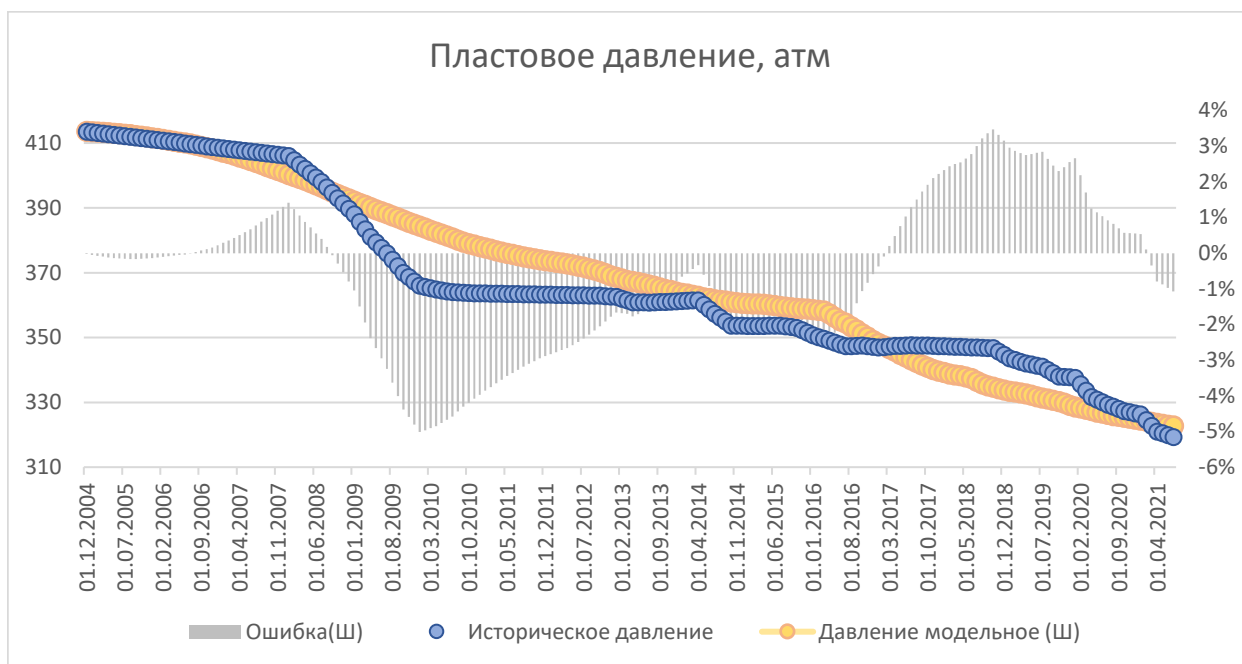


Рисунок 5.15 График адаптации пластового давления с использованием модели Шилтиуса.

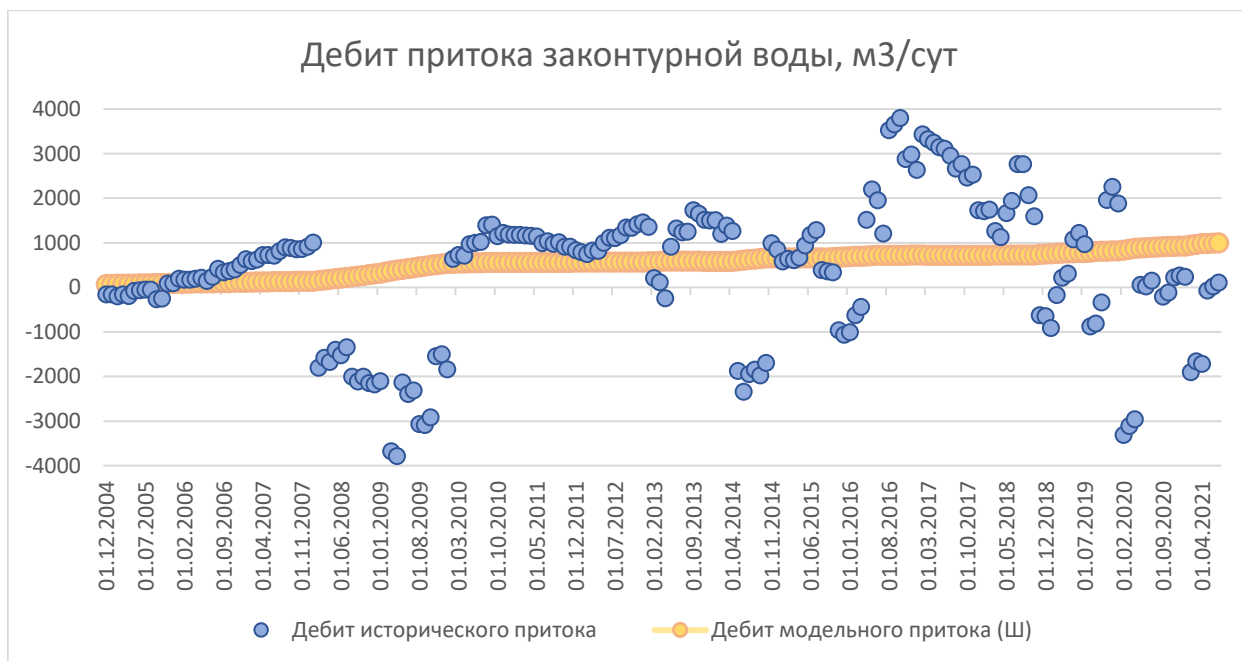


Рисунок 5.16. График модельного и «исторического» притока (Шилтиус).

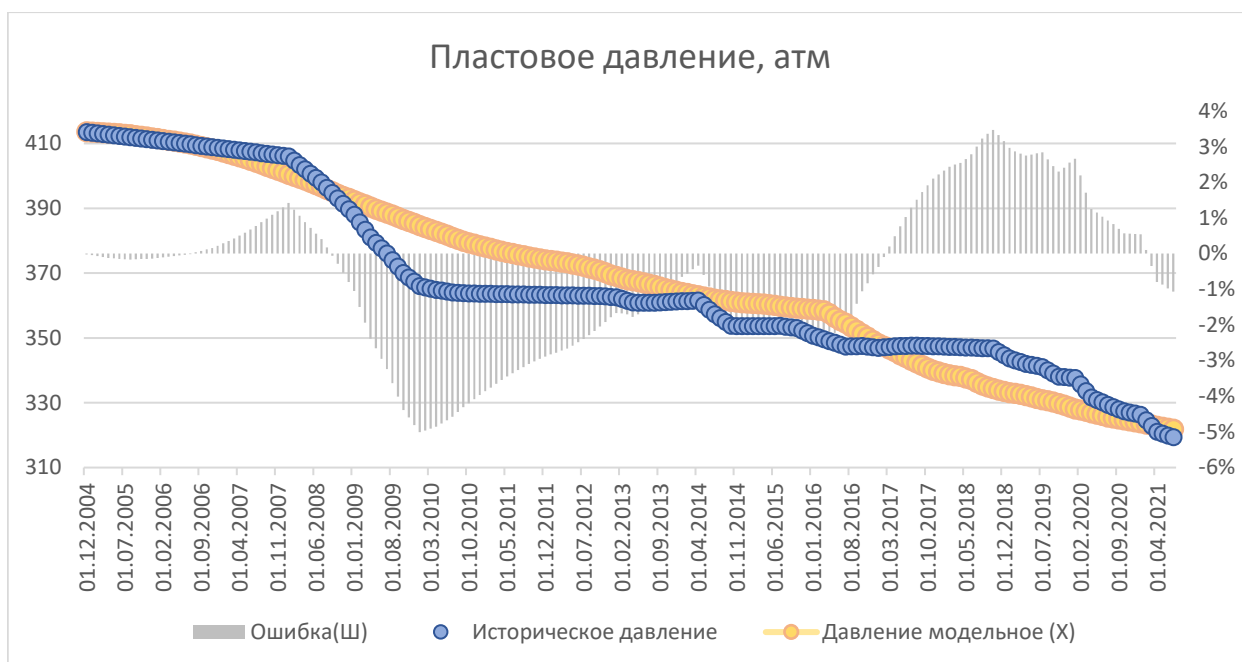


Рисунок 5.17. График адаптации пластового давления с использованием модели Хёрста.

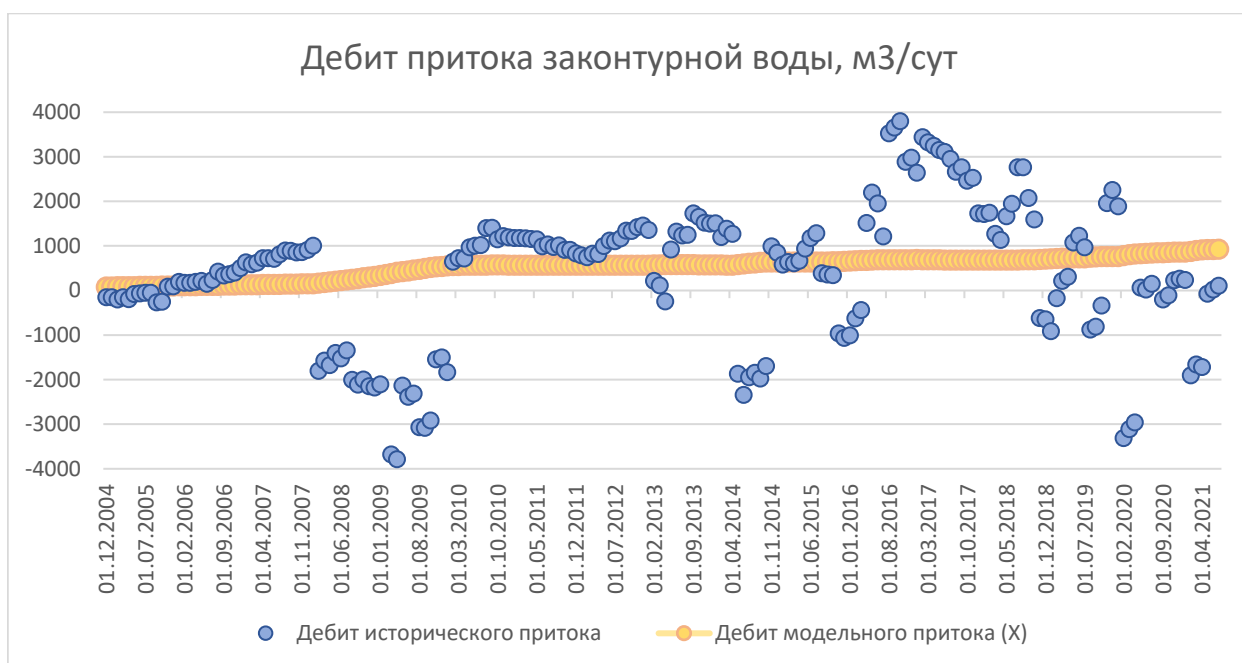


Рисунок 5.18. График модельного и «исторического» притока (Хёрст).

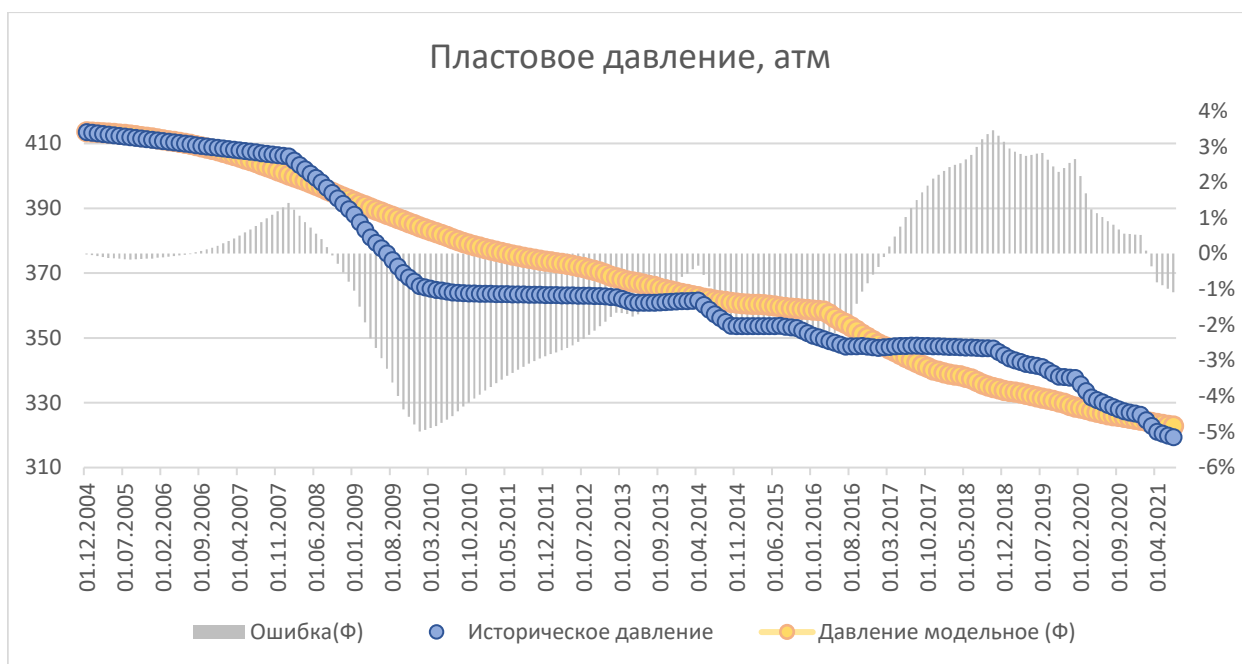


Рисунок 5.19. График адаптации пластового давления с использованием модели Фетковича.

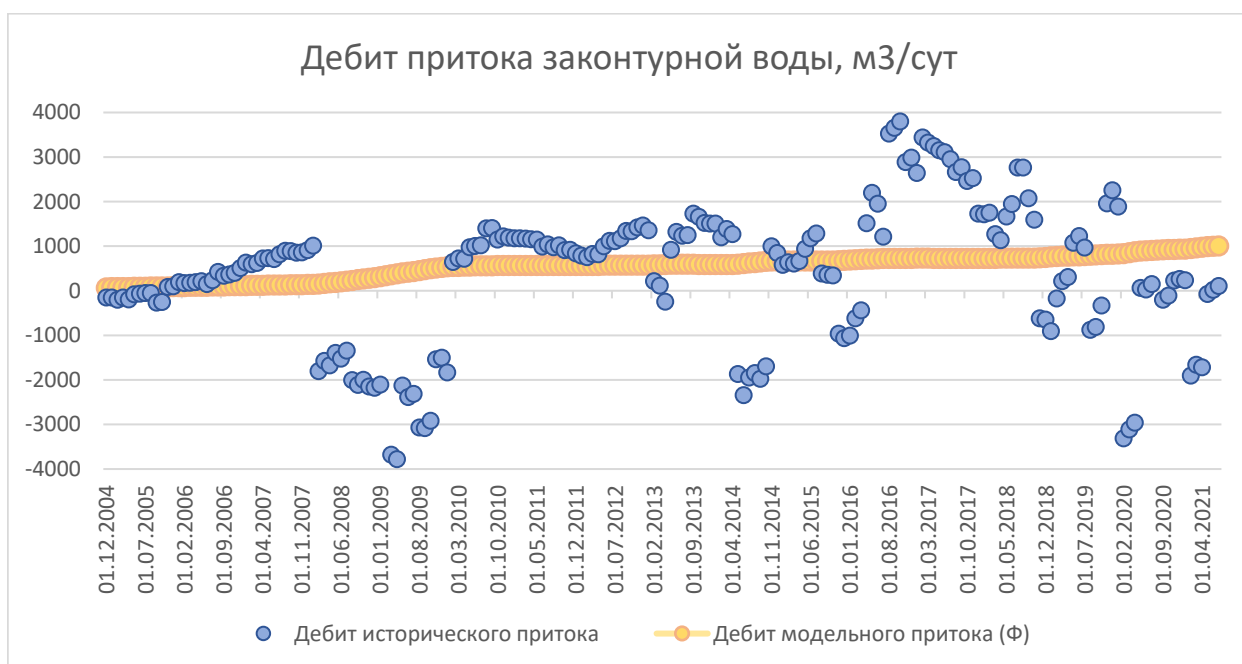


Рисунок 5.20. График модельного и «исторического» притока (Феткович).

Поскольку на месторождении «2» весь «исторический» приток отрицательный, что может говорить о неспособности пласта вместить всю закачку с сохранением поведения пластового давления без дополнительного стока, то корректная адаптация по двум моделям невозможна.

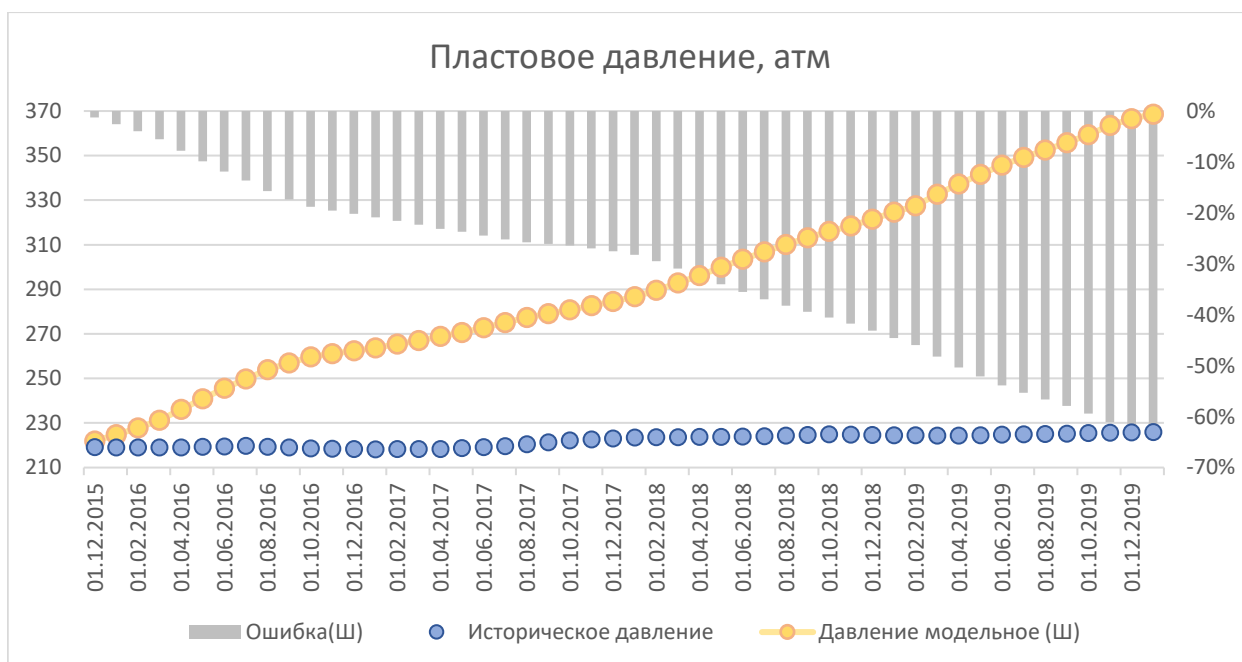


Рисунок 5.21. График адаптации пластового давления с использованием модели Шилтиуса.

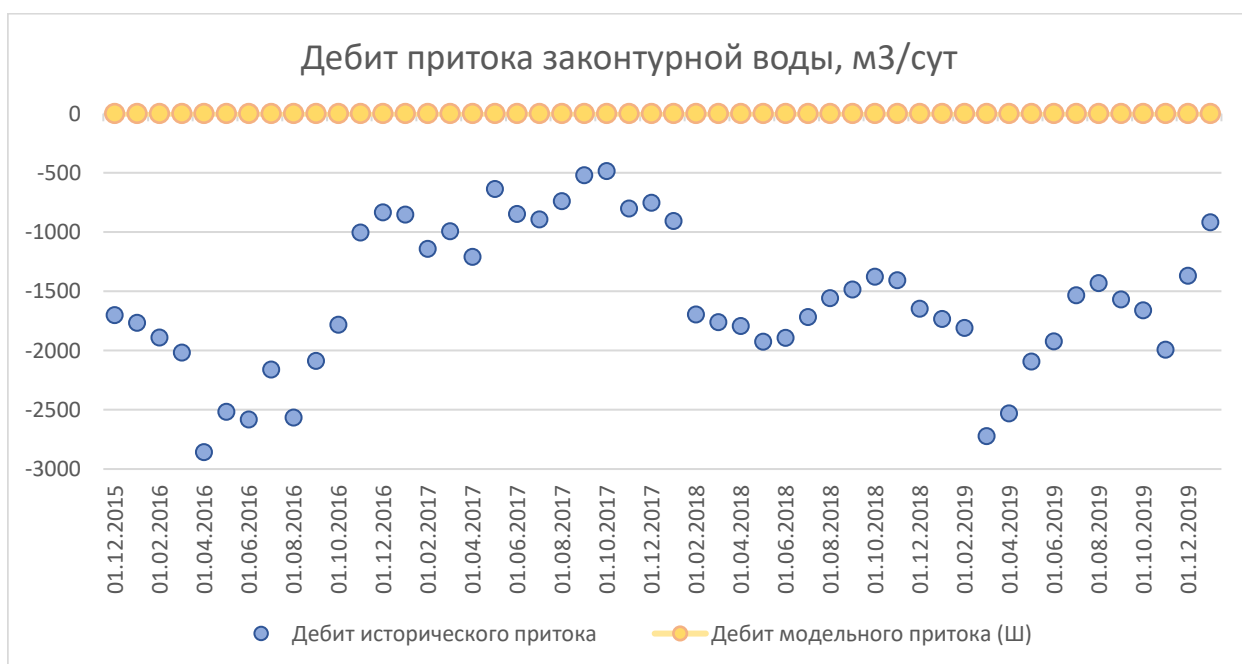


Рисунок 5.22. График модельного и «исторического» притока (Шилтиус).

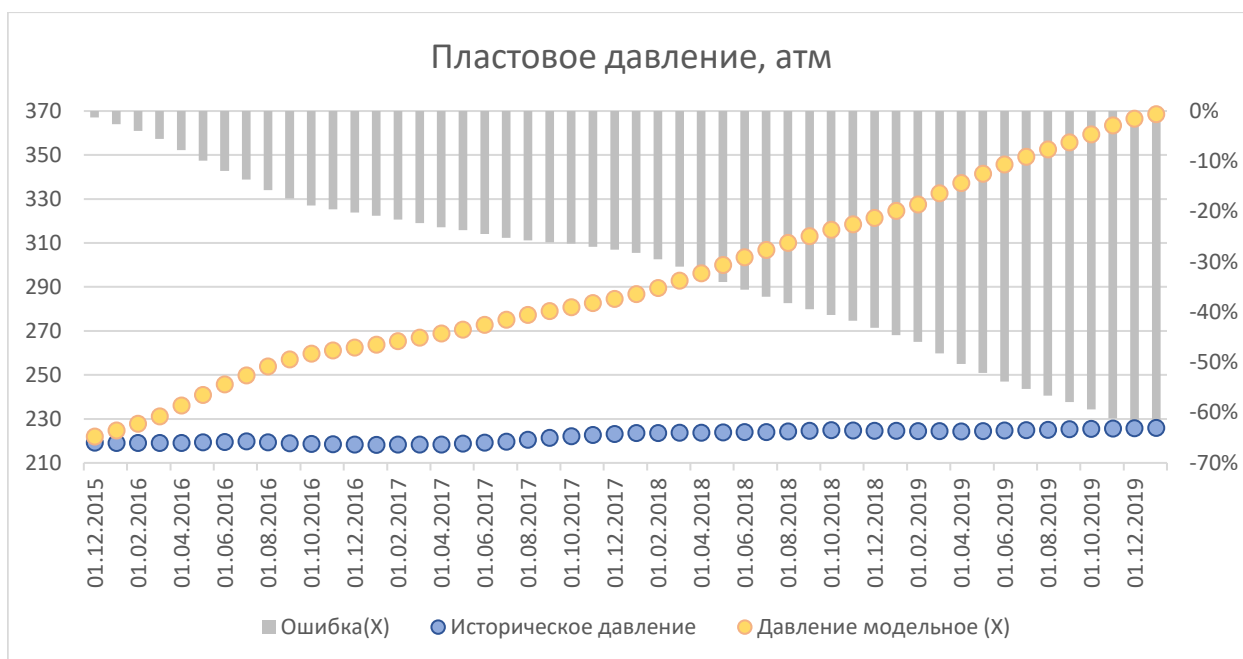


Рисунок 5.23. График адаптации пластового давления с использованием модели Хёрста.

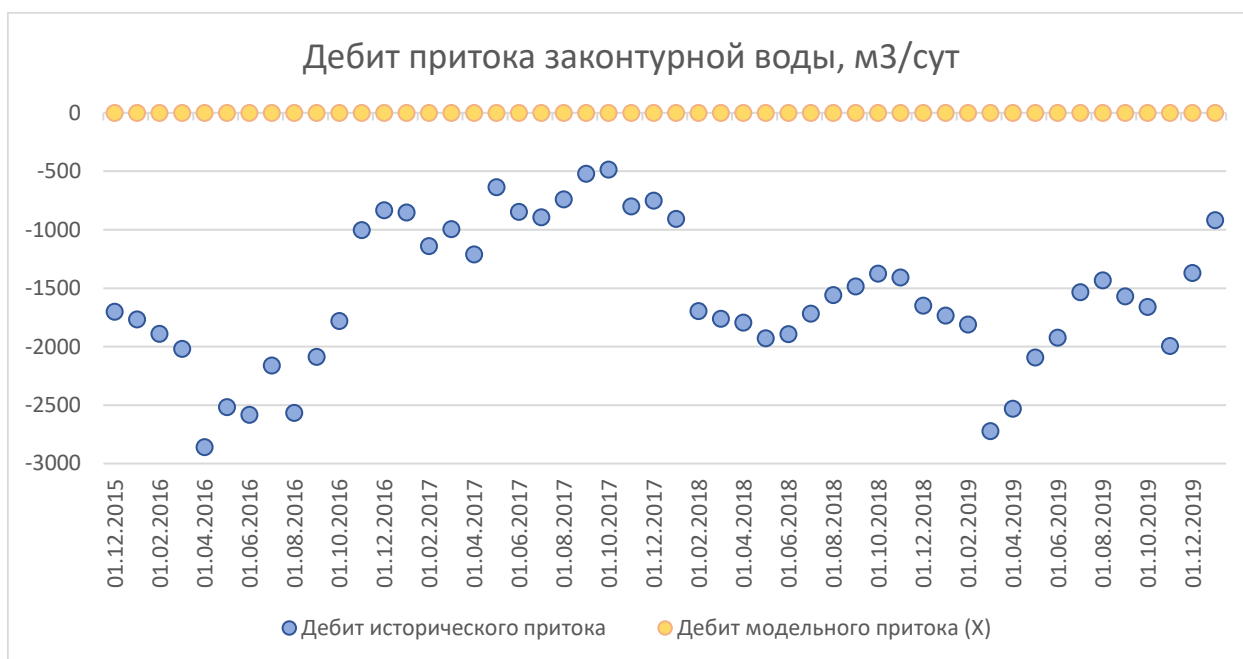


Рисунок 5.24. График модельного и «исторического» притока (Хёрст).

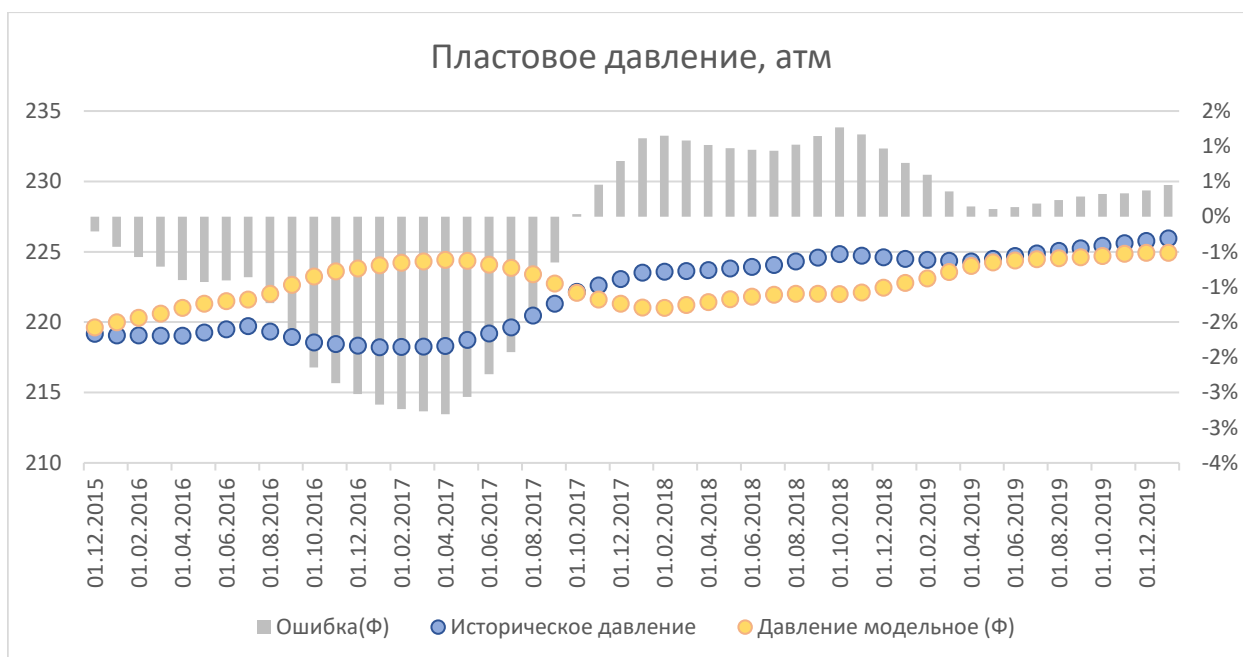


Рисунок 5.25. График адаптации пластового давления с использованием модели Фетковича.

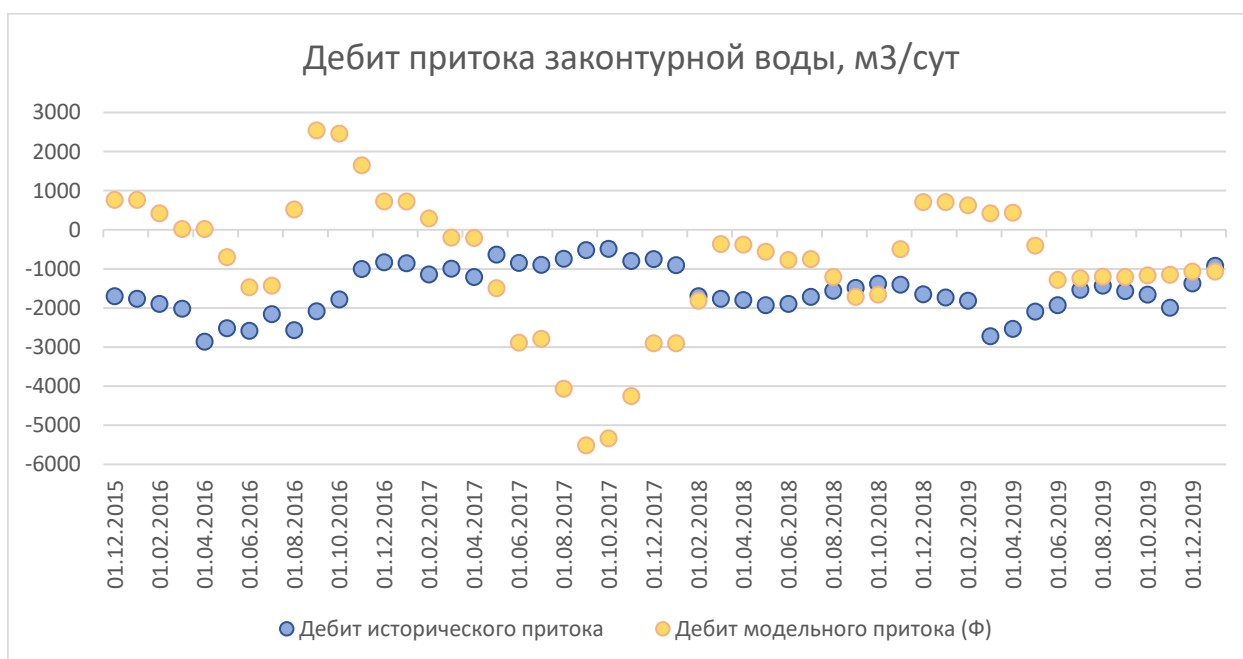


Рисунок 5.26. График модельного и «исторического» притока (Феткович).

На месторождении «3» все модели показали схожий удовлетворительный результат, где максимальная ошибка не превысила 1.7%.

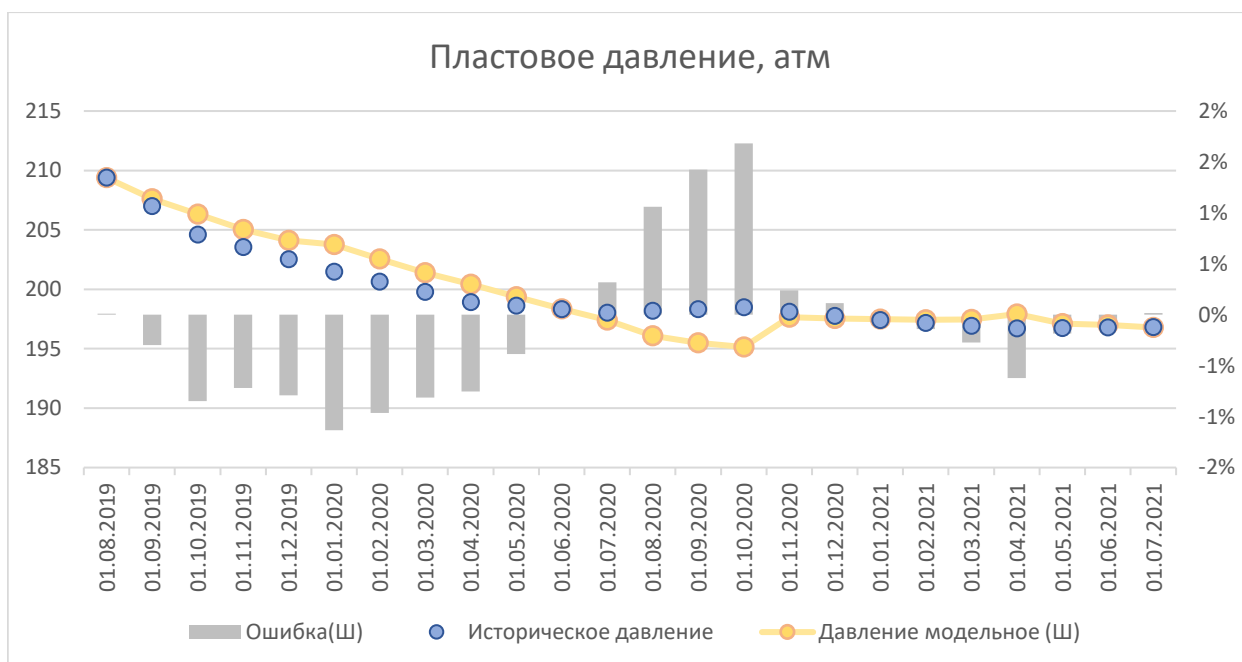


Рисунок 5.27. График адаптации пластового давления с использованием модели Шилтиуса.

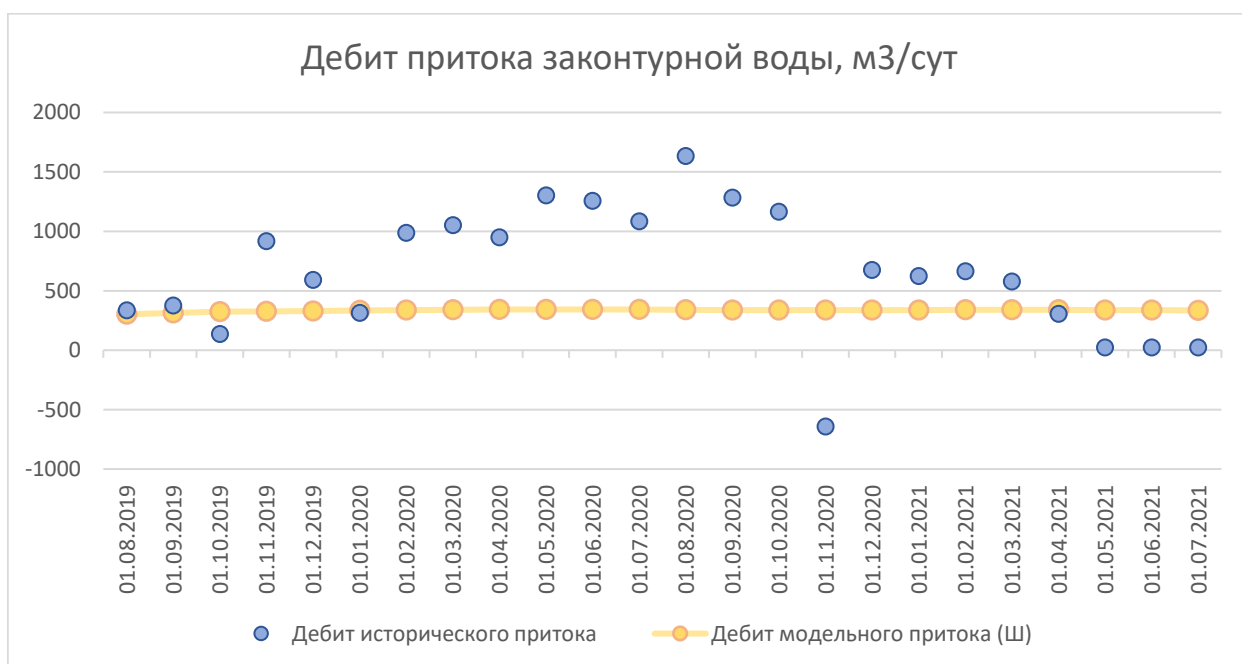


Рисунок 5.28. График модельного и «исторического» притока (Шилтиус).

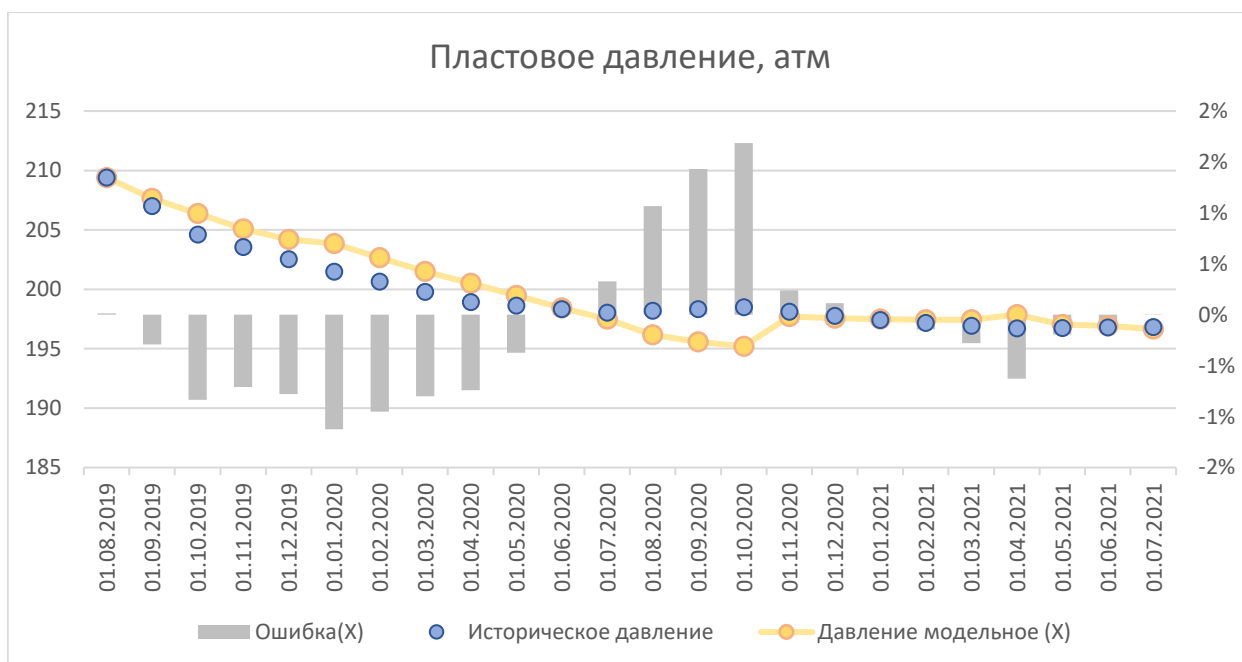


Рисунок 5.29. График адаптации пластового давления с использованием модели Хёрста.

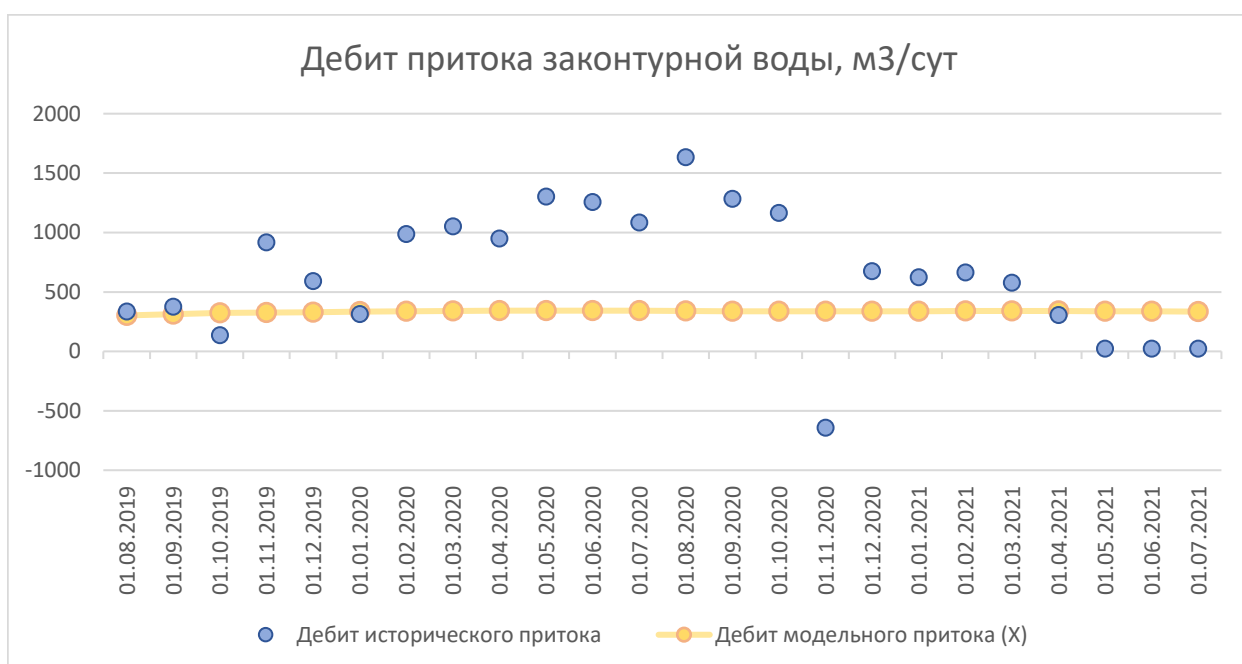


Рисунок 5.30. График модельного и «исторического» притока (Хёрст).

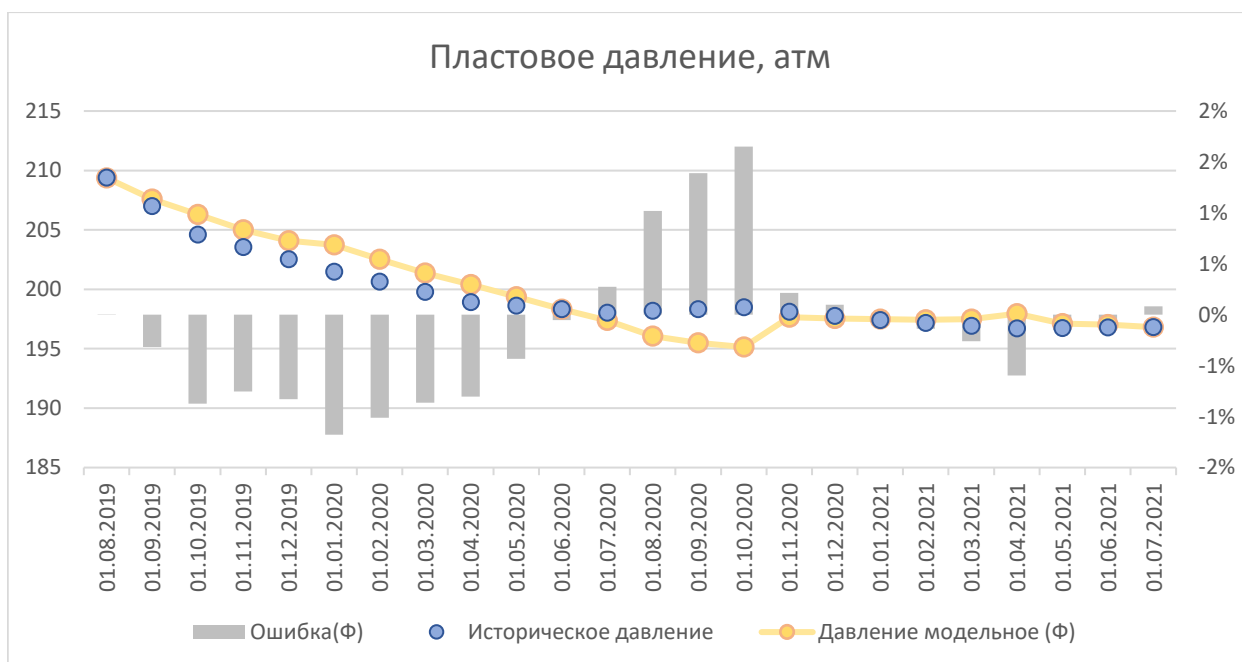


Рисунок 5.31. График адаптации пластового давления с использованием модели Фетковича.

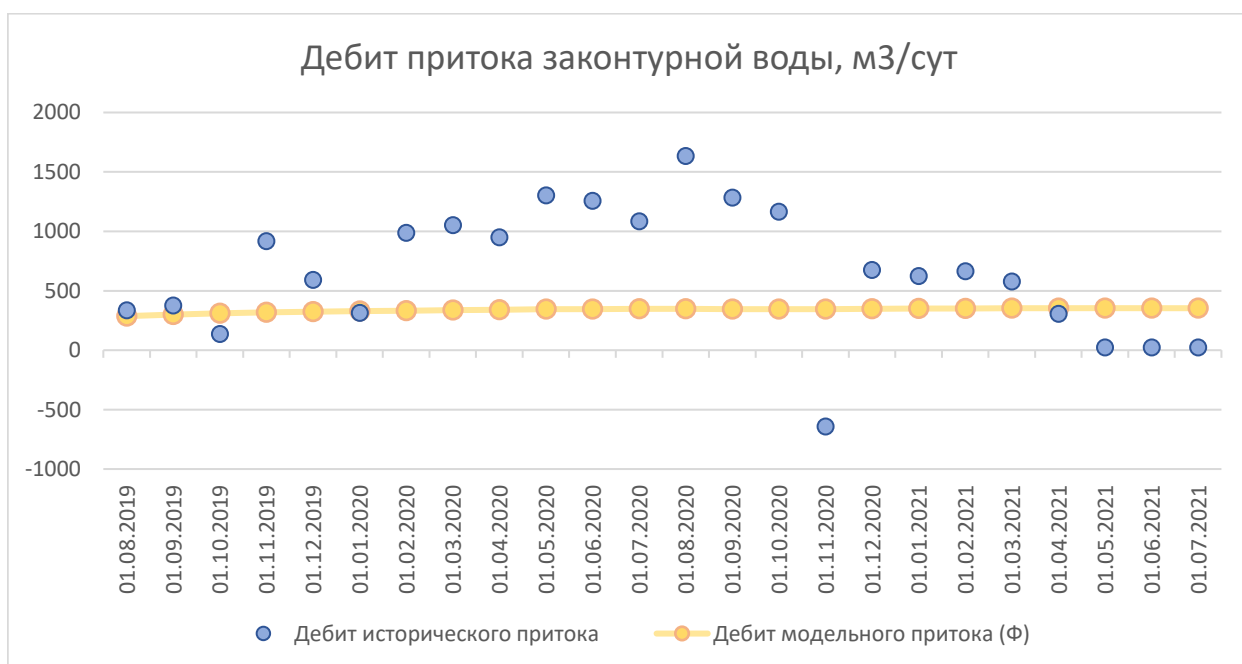


Рисунок 5.32. График модельного и «исторического» притока (Феткович).

Таблица 5.4. Результаты сравнения по пластовому давлению на реальных данных.

Месторождение «1»			
	Шилтиус	Хёрст	Феткович
Максимальная относительная ошибка:	5.0103%	5.0955%	4.9921%
Средняя относительная ошибка:	1.7712%	1.8258%	1.7651%
Месторождение «2»			
Максимальная относительная ошибка:	63.1354%	63.1353%	2.8067%
Средняя относительная ошибка:	31.6751%	31.6751%	1.0703%
Месторождение «3»			
	Шилтиус	Хёрст	Феткович
Максимальная относительная ошибка:	1.6825%	1.6838%	1.6517%
Средняя относительная ошибка:	0.5399%	0.5378%	0.5460%

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

На момент начала данной работы уже была создана программа, предназначенная для прогнозирования показателей зарисотки, основанная на уравнении материального баланса по пласту, которая имеет следующие особенности:

- пласт представляется единой энергетической системой;
- отсутствие «связей» между скважинами;
- поскваженное прогнозирование показателей разработки благодаря индивидуального построения характеристик вытеснения и коэффициентов продуктивности/приёмистости.

Однако, как любая другая модель для корректного прогноза она нуждается в адаптации под историю, и в данном случае под историческое пластовое давление. Предыдущий подход, в основе которого определялась оптимальная сжимаемость горной породы для минимизации невязки, не смог скомпенсировать всю ту неточность в замерных данных, ограничения, которые лежат в основе математической модели, к примеру однородность пласта или неизменность некоторых свойств флюидов, а также отсутствие учета неэффективной закачки. В виду чего была изучена литература по моделированию притока законтурной воды как дополнительный инструмент адаптации модели.

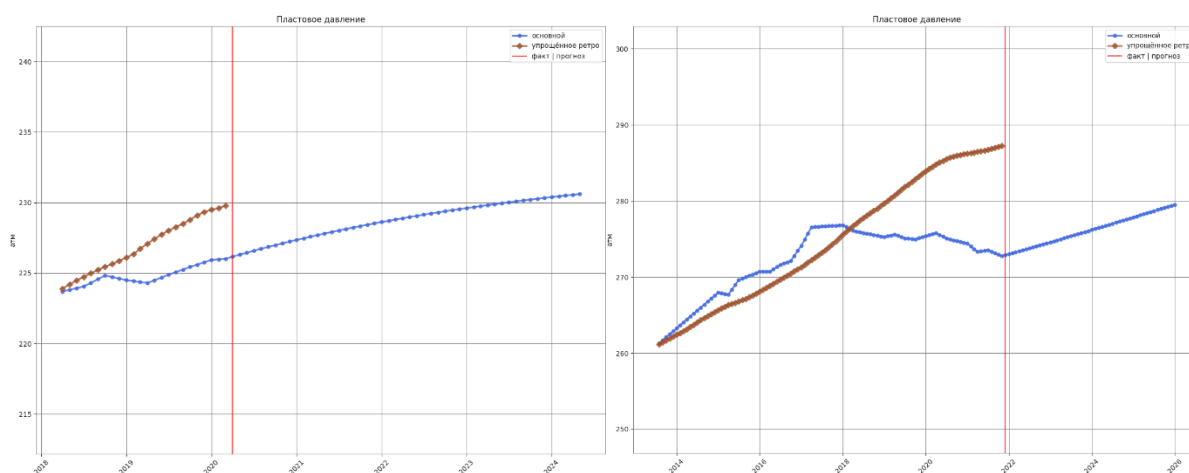


Рисунок 5.33. Адаптация при помощи подбора оптимальной сжимаемости и соответствующий ему прогноз.

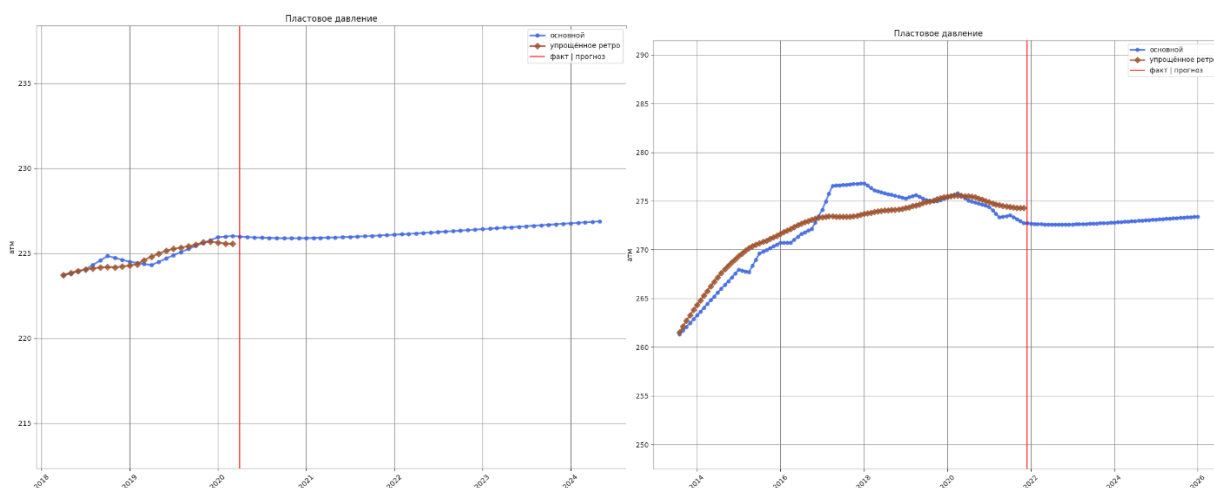


Рисунок 5.34. Адаптация при помощи подбора оптимального законтурного притока и соответствующий ему прогноз.

В ходе данной работы были исследованы несколько моделей аквифера, которые в последствии были добавлены в инструмент анализа и прогноза показателей разработки. Цель проделанной работы состояла в том, чтобы добавить второй способ адаптации, способный учитывать дополнительные источники и стоки в целом по пласту для возможности описания как законтурного притока или стока.

Исследования для каждой модели, критерии выбора которых были написаны ранее, проводились в два этапа: тестирование на синтетических и реальных данных. Синтетические кейсы были получены при помощи гидродинамического моделирования: в случае отсутствия заданного притока все три рассмотренные модели показали хороший результат с максимальной ошибкой не более 0.13%; в случае наличия законтурного притока максимальная ошибка по модели Шилтиуса, Хёрста и Фетковича составили 0.26%, 1.49% и 1.01% соответственно. Нередко на реальных данных для корректной адаптации необходимо описать отрицательный приток, что в случае использования стационарной и модифицированной модели невозможно в виду того, что первое пластовое (оно же давление аквифера) – это максимальное давление залежи за всю историю её разработки. Поэтому в таких случаях только при использовании модели Фетковича получается корректно и успешно адаптировать модель. Однако, на месторождениях, где преобладает нехватка закачки, все три модели

показывают удовлетворительный результат (см Таблица 5.4), поэтому выявить наиболее подходящую модель можно только эмпирическим путём, к примеру на данных «1» минимальная средняя относительная ошибка составила 1.7712% по модели Шилтиус, на данных «2» - 1.0703% по модели Фетковича, а 0.5378% по модели Хёрста.

Таким образом, в ходе проделанной работы был разработан дополнительный способ адаптации модели под историю путем моделирования притока (оттока) воды из водоносного горизонта по стационарной модели Шилтиуса, модифицированному уравнению стационарного состояния Хёрста и по модели Фетковича, что способствует более точному дальнейшему прогнозу показателей разработки.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Абидов Д.Г., Камартдинов М.Р. Метод материального баланса как первичный инструмент оценки показателей разработки участка месторождение при заводнении // Известия Томского политехнического университета. Геология нефти и газа – 2013. – Т. 322, №1 – С. 91-96.
2. Анурьев М.К., Гуляева Т.М., Лекомцев А.В., Чернышев Д.В. К прогнозированию темпов снижения добычи нефти по данным истории разработки нефтяных залежей // Вестник ПНИПУ. Геология. Нефтегазовое и горное дело – 2013. – № 6. – С. 93-100.
3. Ахметзянов А.В., Кушнер А.Г., Лычагин В.В. Математические модели управления разработкой нефтяных месторождений. – Институт проблем управления им. В.А. Трапезникова РАН. 2017. – 124 с.
4. Карлсон М.Р. Практическое моделирование нефтегазовых пластов. – Перевод с англ., издательство «ИКИ», 2012. — 944 с.
5. Кесслер Ю.А., Котенев Ю.А., Султанов Ш.Х. Моделирование работы залежи при водонапорном режиме законтурных вод с использованием метода материального баланса и алгоритма Картера-Трейси // Журнал Экспозиция нефть газ – 2015. – № 7(46). – С. 45-47.
6. Пятибратов П.В. Гидродинамическое моделирование разработки нефтяных месторождений. – ИЦ РГУ нефти и газа, 2015. — 167 с.
7. Страуструп Б. Язык программирования C++. 4-е издание – Пер. с англ. – М.: Издательский дом БИНОМ. – 2022. – 1216 с.
8. Abdus S., Ghulam M. Reservoir Engineering: The Fundamentals, Simulation, and Management of Conventional and Unconventional Recoveries. – Elsevier Science, 2015. — 486 p.
9. Baker O. R. Practical Reservoir Engineering and Characterization. – Elsevier Inc., 2015. — 521 p.
10. Beggs, H. D.; Robinson, J. R. Estimating the viscosity of crude oil systems // Journal of Petroleum Technology – 1975. – № 27(09) – p. 1140–1141.

11. Chin C.W. Quantitative Methods in Reservoir Engineering. – Elsevier Inc. – 2017. – 668 p.
12. Corey A. T., Rethjers C.H. Effect of stratification on relative permeability // Journal of Petroleum Technology – 1956. – № 8(12). – p. 69-71.
13. Dranchuk, P. M., Abou-Kassem, H. Calculation of Z factors for natural gases using equations of state // The Journal of Canadian Petroleum – 1975 – № 14(03).
14. McCain W.D. Hill N. C. Correlations for liquid densities and evolved gas specific gravities for black oils during pressure depletion // Paper presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Dallas, Texas – 1995.
15. Standing M. B., Katz D. L. Density of Natural Gases // Transactions of the AIME. Society of Petroleum Engineers – 1942 – № 146(01). – p. 140-149.
16. Tarek A., Nathan D. M., Advanced Reservoir Management and Engineering (2nd Edition). – Elsevier Inc, 2011. – 702 p.
17. Tarek A., Paul D. McK., Advanced reservoir engineering. – Elsevier Inc, 2005. – 422 p.
18. Velarde J., Blasingame, T. A., McCain W. D. Correlation of black oil properties at pressures below bubble point pressure - A new approach // Paper presented at the Annual Technical Meeting, Calgary, Alberta – 1997.
19. Zavaleta S., Adrian, P. M, Michel M. Estimation of OGIP in a water-drive gas reservoir coupling dynamic material balance and Fetkovich aquifer model // Paper presented at the SPE Trinidad and Tobago Section Energy Resources Conference, Port of Spain, Trinidad and Tobago – 2018.
20. Zhandos Y., Yerlan B., Zhasulan K. Impact of aquifer strength on carbonate gas condensate field development strategy, case study // Paper presented at the SPE Annual Caspian Technical Conference, Baku, Azerbaijan – 2019.