

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого
Физико-механический институт
Высшая школа теоретической механики и математической физики

Работа допущена к защите

Директор ВШТМиМФ,

д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН

_____ А. М. Кривцов

« _____ » _____ 2023 г.

ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА БАКАЛАВРА

Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения нефтяных месторождений

по направлению подготовки

01.03.03 «Механика и математическое моделирование»
профиль

01.03.03_03 Механика и математическое моделирование процессов
нефтегазодобычи

Выполнил

студент гр. 5030103/90301

П. А. Рязанов

Руководитель

доцент ВШТМиМФ, к.т.н, к.ф.-м.н.

В. Р. Мешков

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

«__» _____ 20 г.

ЗАДАНИЕ

на выполнение выпускной квалификационной работы

студенту Рязанову Павлу Андреевичу, гр. 5030103/90301

1. Тема работы: Применение CRM модели для анализа эффективности системы заводнения нефтяных месторождений
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 05.06.2023
3. Исходные данные по работе: актуальные научные публикации по теме работы, справочная литература, обезличенные реальные данные с нефтегазового месторождения
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов): разработка численного решения задачи поиска коэффициентов взаимовлияния с помощью CRM модели, программная реализация алгоритма на языке Python, обработка и верификация результатов
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): отсутствует
6. Консультанты по работе: Ф. И. Кондратенко, руководитель направления программ по мониторингу и повышению эффективности активов ООО Газпромнефть-Ноябрьнефтегазгеофизика.

7. Дата выдачи задания: 27.02.2023

Руководитель ВКР: _____ В. Р. Мешков, к.ф-м.н., доцент ВШТМиМФ, к.т.н.

Задание принял к исполнению: 27.02.2023

Студент: _____ П. А. Рязанов

РЕФЕРАТ

На 40 с., 24 рисунка, 1 таблица.

CRM МОДЕЛЬ, КОЭФФИЦИЕНТЫ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ, СИСТЕМА ЗАОДНЕНИЯ, ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ СВЯЗЬ

Тема выпускной квалификационной работы: «Применение CRM модели для анализа эффективности заводнения нефтяных месторождений».

В данной работе производится поиск коэффициентов взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами одного пласта с помощью CRM модели на основе обезличенных реальных данных с месторождения. В качестве исходных данных взяты 11 добывающих и 5 нагнетательных скважин.

Задача решена с помощью метода штрафных функций. Показано, что при полученных значениях коэффициентов взаимодействия отклонение расчетных дебитов жидкости добывающих скважин от фактических составляет не более 14%. Выявлена эффективность закачки всех нагнетательных скважин в пределах рассматриваемой области.

На основе полученных результатов может быть решена задача оптимизации системы заводнения и нефтедобычи путем перераспределения количества закачиваемой жидкости и/или остановки некоторых добывающих скважин в целях увеличения общего дебита чистой нефти.

ABSTRACT

40 pages, 24 figures, 1 table.

CRM, COEFFICIENT OF MUTUAL INFLUENCE, FLOODING SYSTEM,
HYDRODINAMIC COUPLING

Topic of the final qualification work: "Application of CRM model for the analysis of the efficiency of oil flooding".

In this paper, we search for the coefficients of mutual influence between production and injection wells of the same reservoir using a CRMP model based on depersonalized real data from the field. 11 producing and 5 injection wells were taken as initial data.

The problem is solved using the method of penalty functions. It is shown that with the obtained values of the mutual influence coefficients, the deviation of the calculated flow rates of the liquid of producing wells from the actual ones is no more than 15%. The efficiency of all injection wells injection within the considered area is revealed.

Based on the results obtained, the problem of optimizing the waterflooding and oil production system can be solved by redistributing the amount of injected fluid and/or shutting down some production wells to increase the overall clean oil production rate.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	5
ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ	7
1.1. CRM модель	7
1.2. CRMP модель	9
1.3. Коэффициенты взаимовлияния	10
1.4. Преимущество CRM моделей в решении подобных задач	11
ГЛАВА 2. СОЗДАНИЕ CRM МОДЕЛИ. МЕТОД И АЛГОРИТМ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПОИСКА КОЭФФИЦИЕНТОВ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ	13
2.1. Постановка задачи	13
2.2. Метод решения оптимизационной задачи	15
2.3. Исходные данные	20
ГЛАВА 3. РЕЗУЛЬТАТЫ	27
3.1. Верификация полученных результатов	27
3.2. Анализ полученных коэффициентов взаимовлияния	31
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	37
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ	39

ВВЕДЕНИЕ

С начала истории развития нефтяной промышленности до начала 1940-х годов залежи нефти разрабатывались в режиме истощения, за счет природной энергии пласта. При эксплуатации скважин природная пластовая энергия довольно быстро уменьшается из-за высоких темпов снижения пластового давления, а КИН (коэффициент извлечения нефти) имеет маленькие значения, поэтому в данном режиме работы можно извлечь не более 25% объема нефти от начальных запасов [13, 6].

Вследствие этого к концу 1940-х годов в технологию нефтедобычи активно начали внедрять заводнение. Заводнение – это введение в нефтяной пласт специальной воды с примесями через нагнетательные скважины для вытеснения флюидов в сторону добывающих скважин и для поддержания пластового давления (ППД), чтобы продлить фонтанный способ добычи.

Эффективность системы заводнения – это способность данной системы к интенсификации добычи и повышению КИН. На эффективность заводнения влияет множество факторов, одним из таких факторов является доля «эффективной» закачки, которая показывает, какой процент от закачанной воды идет на вытеснение нефти.

Отсюда вытекает задача об эффективном заводнении, которая заключается в том, чтобы найти оптимальные режимы работы нагнетательных скважин для уменьшения неэффективной закачки, из-за которой часть закачиваемой воды идет не в целевой пласт, а утекает в другие пласты, и на которую не реагируют добывающие скважины, а также для увеличения дебита нефти, который может падать из-за высокой обводненности скважины.

Одним из важнейших факторов при анализе эффективности системы заводнения является гидродинамическая связь между добывающими и нагнетательными скважинами, зная которую, можно решить задачу оптимизации

для подбора оптимальных режимов работы нагнетательных скважин.

При решении прикладных задач по оптимальному управлению разработкой месторождения часто возникает необходимость в оперативной оценке гидродинамических связей между скважинами. В этом случае нужно иметь инструмент, который без больших затрат времени выдаст требуемые параметры. В связи с этим целесообразно прибегнуть к CRM моделям (Capacitance Resistive Model) для решения подобных задач, так как их преимущество перед гидродинамическим симулятором, являющимся самым точным инструментом для решения прикладных задач по разработке месторождений, состоит в том, что они не требуют знания о строении межскважинного пространства и выдают результат гораздо быстрее, буквально в считанные минуты [10].

Целью данной работы является создание CRM модели для определения коэффициентов взаимовлияния и их анализ.

В работе можно выделить следующие основные задачи, которые были поставлены для достижения цели:

- Описать модель CRMP
- Поставить задачу оптимизации на основе вышеописанной модели
- Написать алгоритм для поиска управляющих параметров системы на языке Python
- Проанализировать и сделать выводы о гидродинамической связи между добывающими и нагнетательными скважинами и эффективности заводнения

ГЛАВА 1. ОБЩИЕ СВЕДЕНИЯ

1.1. CRM модель

CRM – семейство аналитических моделей, которые предназначены для решения множества задач по разработке нефтяных месторождений. В общефизическом смысле данная модель была разработана в 2005-2006гг. в университете Остина (США) [2]. Она основана на уравнении материального баланса:

$$c_t V_p \frac{d\bar{p}}{dt} = I(t) - q(t) \quad (1)$$

где

c_t – коэффициент полной сжимаемости пласта

V_p – поровой объем пласта

\bar{p} – среднее пластовое давление

q – дебит

I – приемистость

Сама модель представляет собой формулу, полученную из уравнения (1), которая описывает динамику дебита жидкости:

$$\frac{dq(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q(t) = \frac{1}{\tau} i(t) - \frac{J dp_{\text{заб}}}{dt} \quad (2)$$

где

$p_{\text{заб}}$ – забойное давление добывающей скважины

J – коэффициент продуктивности

τ – константа времени

Константа времени τ представляет собой следующее выражение:

$$\tau = \frac{c_t V_p}{J} \quad (3)$$

На рис. 1 показано, как меняется прогнозная динамика дебита жидкости от различных значений константы времени τ .

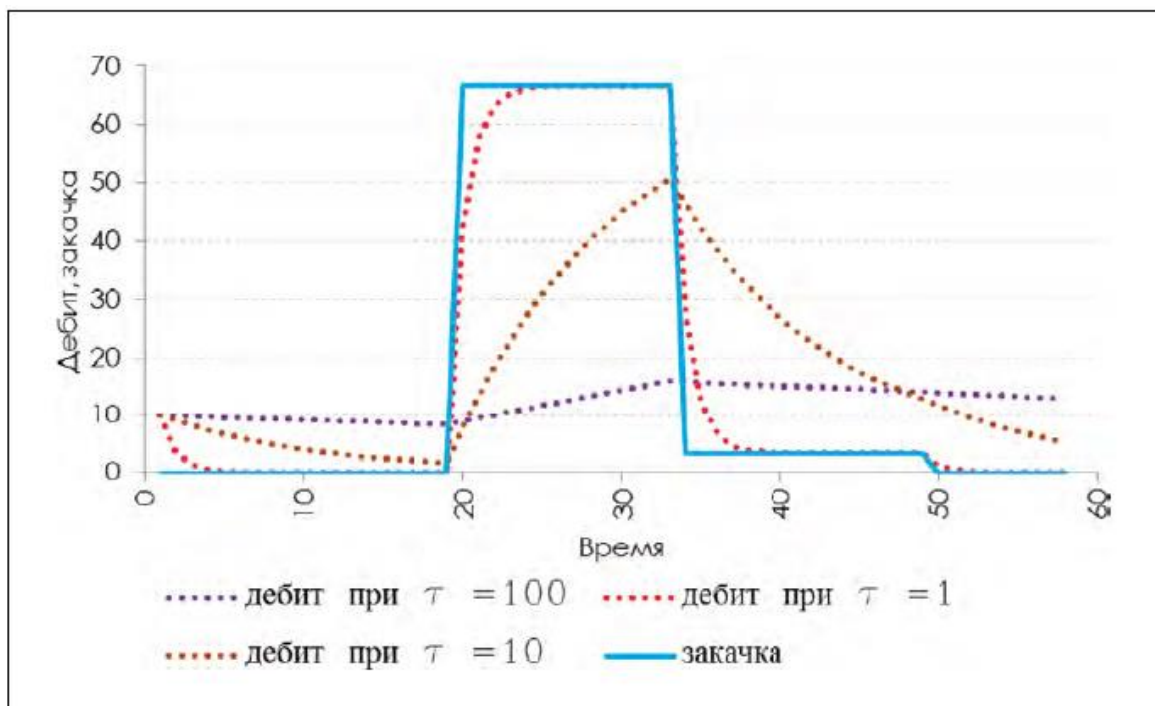


Рисунок 1. Влияние параметра τ на расчетный дебит

Параметр τ связан с запасом упругой энергии пласта, он показывает, как быстро распространяются возмущения. Как видно из рис. 1, при меньших значениях константы динамика дебита все больше приближается к динамике закачки. Это можно объяснить формулой (3), где при меньшей проницаемости коэффициент продуктивности J падает, следовательно увеличивается значение τ , все это ведет к уменьшению пьезопроводности, благодаря чему закачиваемая жидкость медленнее распространяется внутри пласта.

Существует множество разновидностей CRM моделей, виды описывающих

их формул зависят от принятых допущений относительно порового объема пласта V_p , а также от вида аппроксимации динамики приемистости.

1.2. CRMP модель

CRMP модель основана на уравнении (2), которое включает в себя одну добывающую скважину и все относящиеся к ней нагнетательные скважины. Для этой модели уравнение динамики дебита жидкости для j -ой добывающей скважины запишется в следующем виде:

$$\frac{dq_j(t)}{dt} + \frac{1}{\tau} q_j(t) = \frac{1}{\tau_j} \sum_{i=0}^N f_{ij} I_i(t) - J_j \frac{dp_{заб,j}}{dt} \quad (4)$$

где f_{ij} – коэффициент взаимовлияния между i -ой нагнетательной и j -ой добывающей скважинами (значение данных коэффициентов обсуждается ниже).

На рис. 2 показана схема области пласта, для которой записывается уравнение (4).

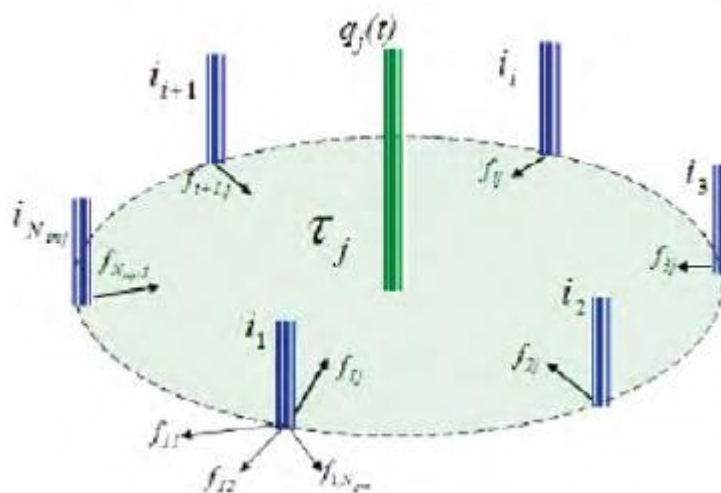


Рисунок 2. Схема рассматриваемой в CRMP модели области пласта.

При аппроксимации приемистостей ступенчатой функцией аналитическое решение уравнения (4) записывается так:

$$q_j(t_n) = q_j(t_0)e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left[e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \left(\sum_{i=1}^N f_{ij} I_i(t_k) - J_j \tau_j \frac{p_{заб,j}(t_k) - p_{заб,j}(t_{k-1})}{t_k - t_{k-1}} \right) \right] \quad (5)$$

где N – количество нагнетательных скважин, t_n – момент времени рассматриваемого интервала работы скважины.

Стоит заметить, что существует еще две распространенные модели: CRMT и CRMIP. Первая рассматривает область всего пласта, а в качестве исходных данных берутся общий дебит и общая приемистость всех скважин, поэтому модель сводится к рассмотрению пары обобщенных скважин, но в таком случае сложно учитывать влияние отдельных скважин и делать какие-либо об их эффективности, модель обобщает решение на весь пласт. Вторая же модель рассматривает только пару добывающей и нагнетательной скважины, из-за чего сложно учесть влияние других скважин [3].

1.3. Коэффициенты взаимовлияния

Безразмерный коэффициент взаимовлияния f_{ij} характеризует долю закачки от i -ой нагнетательной скважины, которая приходится на добычу жидкости j -ой добывающей скважины. Зная эти коэффициенты, можно сделать вывод об эффективности закачки для рассматриваемых нагнетательных скважин. Производительной закачкой является та, которая идет на добычу жидкости добывающих скважин в рассматриваемом целевом пласте и не перетекает в другие пласты.

Возникают естественные ограничения на данные коэффициенты:

$$\begin{cases} f_{ij} \geq 0 \\ \sum_{i=1}^N f_{ij} \leq 1 \end{cases} \quad (6)$$

Первое ограничение системы (6) говорит о том, что закачка не может отрицательно влиять на дебит жидкости, так как она вызывает повышение давления

в пласте. Второе же ограничение свидетельствует о том, что мы не можем оперировать большим количеством жидкости, чем закачали, то есть КПД закачки не может быть больше 100%.

Сумма коэффициентов взаимовлияния для одной нагнетательной скважин показывает, насколько эффективно работает данная скважина в рассматриваемой области пласта. В CRM моделях принимаются допущения о том, что гидродинамическая связь будет незначительной в случае, когда расстояние между рассматриваемой нагнетательной и добывающей скважинами будет сильно большим, то есть возмущения просто не будут доходить до добывающей скважины.

Если сумма коэффициентов равна единице для конкретной нагнетательной скважины, то это означает то, что вся закачка идет на добычу рассматриваемых в данной области добывающих скважин, то есть нет перетоков закачиваемой жидкости в другие пласты. Такой пласт является изолированным, но в реальности такое встречается редко, чаще в синтетических задачах.

Таким образом, коэффициенты взаимовлияния являются важными параметрами для оценки эффективности работы нагнетательного фонда.

1.4. Преимущество CRM моделей в решении подобных задач

Главным преимуществом данных моделей заключается в том, что они не требуют знания о свойствах межскважинного пространства, эти свойства никогда не известны полностью, за исключением, когда рассматриваются синтетические задачи. Для достаточно качественного прогноза динамики дебита жидкости с помощью CRM моделей, достаточно знать фактические дебиты и приемистости, а также перепады забойных давлений, что сильно упрощает подход в применении данных моделей на производстве.

При всем этом существенным преимуществом CRM перед гидродинамическим симулятором является намного большая скорость измерений,

что позволяет оперативно принимать выводы об изменении в режимах работы нагнетательных и добывающих скважин. Решение обратной задачи по модели CRM ориентировочно занимает несколько минут [10].

С каждым годом количество публикаций, посвященных CRM моделям, растет, следовательно вызывает большой интерес во внедрении данных моделей в производство [11].

Глава 2. Создание CRM модели. Метод и алгоритм решения задачи поиска коэффициентов взаимовлияния

2.1. Постановка задачи

Для определения коэффициентов взаимовлияния необходимо решить обратную задачу, в которой параметры подбираются исходя из максимального соответствия дебитов, рассчитанных по формуле CRMP модели (5), и фактических дебитов. Помимо коэффициентов взаимовлияния управляющими параметрами являются константы времени τ и коэффициенты продуктивности J . Еще одним допущением является то, что все эти управляющие параметры являются постоянными в рассматриваемый промежуток времени работы скважин. Вследствие этого нужно брать не сильно большой промежуток времени, так как мы уже не сможем гарантировать их постоянство из-за длительной работы скважин и возможных технологических мероприятий в этот период, но также не следует брать слишком маленький, так как за это время возмущения могут попросту не дойти до добывающих скважин.

Возникает оптимизационная задача, которая заключается в минимизации отклонения фактических дебитов и расчетных [11]. В формульном виде она выглядит следующим образом:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{t=0}^T \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2 \rightarrow \min \quad (7)$$

где

NP – количество добывающих скважин

T – количество промежутков в рассматриваемый период истории работы

F – целевая функция, которая показывает среднеквадратичное отклонение между фактическими и расчетными дебитами для всех рассматриваемых

добывающих скважин.

На управляющие параметры накладываются следующие граничные условия:

$$\begin{cases} f_{ij} \geq 0 \\ \sum_{i=1}^N f_{ij} \leq 1 \\ J_j > 0 \\ \tau_j > 0 \end{cases} \quad (8)$$

Здесь индекс j показывает принадлежность к добывающей скважине.

Первые два неравенства системы (8) возникают из-за естественных ограничений для коэффициентов взаимовлияния (см. раздел 1.3. главы 1). Ограничения же для коэффициентов продуктивности и констант времени накладываются экспертами, поэтому в данной работе используются естественные ограничения.

Коэффициенты продуктивности выражаются по следующей формуле:

$$J = \frac{Q}{P_{\text{пл}} - P_{\text{заб}}} \quad (9)$$

где

Q – дебит нефти

$P_{\text{пл}}$ – пластовое давление

$P_{\text{заб}}$ – давление на забое скважины

Этот коэффициент показывает, сколько нефти может быть добыто при перепаде давления на забое в 0.1Мпа, следовательно, он не может быть отрицательным, так как в этом случае у скважины будет нулевой дебит, это означает, что скважина не будет работать.

Как было сказано в разделе 1.1. главы 1, константа времени отвечает за

скорость распространения возмущений в пласте, следовательно она не может быть отрицательной, отсюда вытекает естественное ограничение для τ .

Стоит также заметить, что данная постановка задачи с целевой функцией (7) подразумевает решение для всех скважин в рассматриваемой области пласта сразу. Вследствие этого возникают трудности из-за большого количества управляющих параметров. Возможна другая постановка задачи с количеством целевых функций, равным количеству добывающих скважин:

$$F_j = \sum_{t=0}^T \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_{j,t}^p}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2 \rightarrow \min \quad (10)$$

Ограничения остаются теми же. В случае постановки с целевой функцией (10) решается NP оптимизационных задач с меньшим количеством управляющих параметров, но тогда сложнее усть какую-либо связь между параметрами, относящимся к разным добывающим скважинам.

В данной работе осуществлена постановка задачи с использованием целевой функции (7).

2.2. Метод решения оптимизационной задачи

Конечный результат во многом зависит от выбранного метода решения поставленной задачи. Если подставить в (7) подставить выражение для динамики дебита жидкости для модели CRMP (5), то получится следующее:

$$F = \sum_{j=1}^{NP} \sum_{t=0}^T \left(\frac{q_{j,t}^{\phi} - q_j(t_0) e^{-\frac{t_n-t_0}{\tau_j}} + \sum_{k=1}^n \left[e^{-\frac{t_n-t_k}{\tau_j}} \left(1 - e^{-\frac{t_k-t_{k-1}}{\tau_j}} \right) \left(\sum_{i=1}^N f_{ij} l_i(t_k) - J_j \tau_j \frac{p_{заб,j}(t_k) - p_{заб,j}(t_{k-1})}{t_k - t_{k-1}} \right) \right]}{q_{j,t}^{\phi}} \right)^2$$

Для решения данной задачи был выбран метод штрафных функций, который позволяет учесть все ограничения и свести условную оптимизацию к безусловной. Этот метод является градиентным, из-за чего возникают трудности ввиду целевой

функции, которая характерна большим количеством локальных минимумов. Поэтому для получения приемлемого результата необходимо решить ее несколько раз с различными начальными приближениями, а уже из получившихся решений выбрать наилучшее, которое вероятнее всего и является глобальным минимумом в рассматриваемой области.

Метод штрафных функций заключается в том, что к функции, которую нужно оптимизировать с наложенными ограничениями на управляющие параметры, прибавляются штрафные функции, построенные исходя из ограничений, а далее полученную функцию оптимизируют безусловно. Данные штрафные функции позволяют учесть ограничения и свести поиск минимума в рассматриваемую допустимую область [9, 12].

Необходимо свести задачу оптимизации функции $z = f(x)$ при ограничениях $g_i(x) > 0$ к задаче оптимизации следующей функции:

$$Z(x) = f(x) + P(x) \quad (11)$$

где

$f(x)$ – функция, которую нужно условно оптимизировать

$P(x)$ – штрафная функция

Штрафная функция в общем виде записывается следующим образом:

$$P(x) = r \sum_{i=1}^m R_i(g_i(x)) \quad (12)$$

где

m – количество ограничений, наложенных на управляющие параметры

r – параметр метода, $r \in (0; 1)$

Подставив (12) в (11), получим функцию, которую нужно оптимизировать безусловно:

$$Z = f(x) + r \sum_{i=1}^m R_i(g_i(x)) \quad (13)$$

$R_i(g_i(x))$ – штрафная функция, которая формулируется для ограничений $g_i(x)$.

Роль штрафных функций заключается в том, чтобы при невыполнении ограничений они увеличивали значение функции Z , из-за чего минимум продолжал искаться в области ограничений.

Исходя из ограничений (8) были созданы следующие штрафные функции:

$$R_1(x) = e^{30x^2}, \{x \leq 0\} \quad (14)$$

$$R_2(x) = 30(x - 1)^2 + 1, \{x > 1\} \quad (15)$$

Штрафная функция (11) применяется ко всем управляющим параметрам, таким образом гарантируя их положительность. Можно заметить, что функция довольно быстро растет, это сделано для того, чтобы даже при очень маленьких отклонениях параметров от области ограничений они быстро возвращались в нее. Штрафная функция (12) применяется к суммам коэффициентов взаимовлияния для каждой нагнетательной скважины, тем самым гарантируя то, что сумма не будет превышать 1. Стоит заметить, что нет необходимости накладывать дополнительные ограничения на положительность суммы коэффициентов взаимовлияния, так как функция (11) и так дает положительность всех коэффициентов по отдельности, а значит и их суммы. На рис. 3,4 представлены графики штрафных функций.

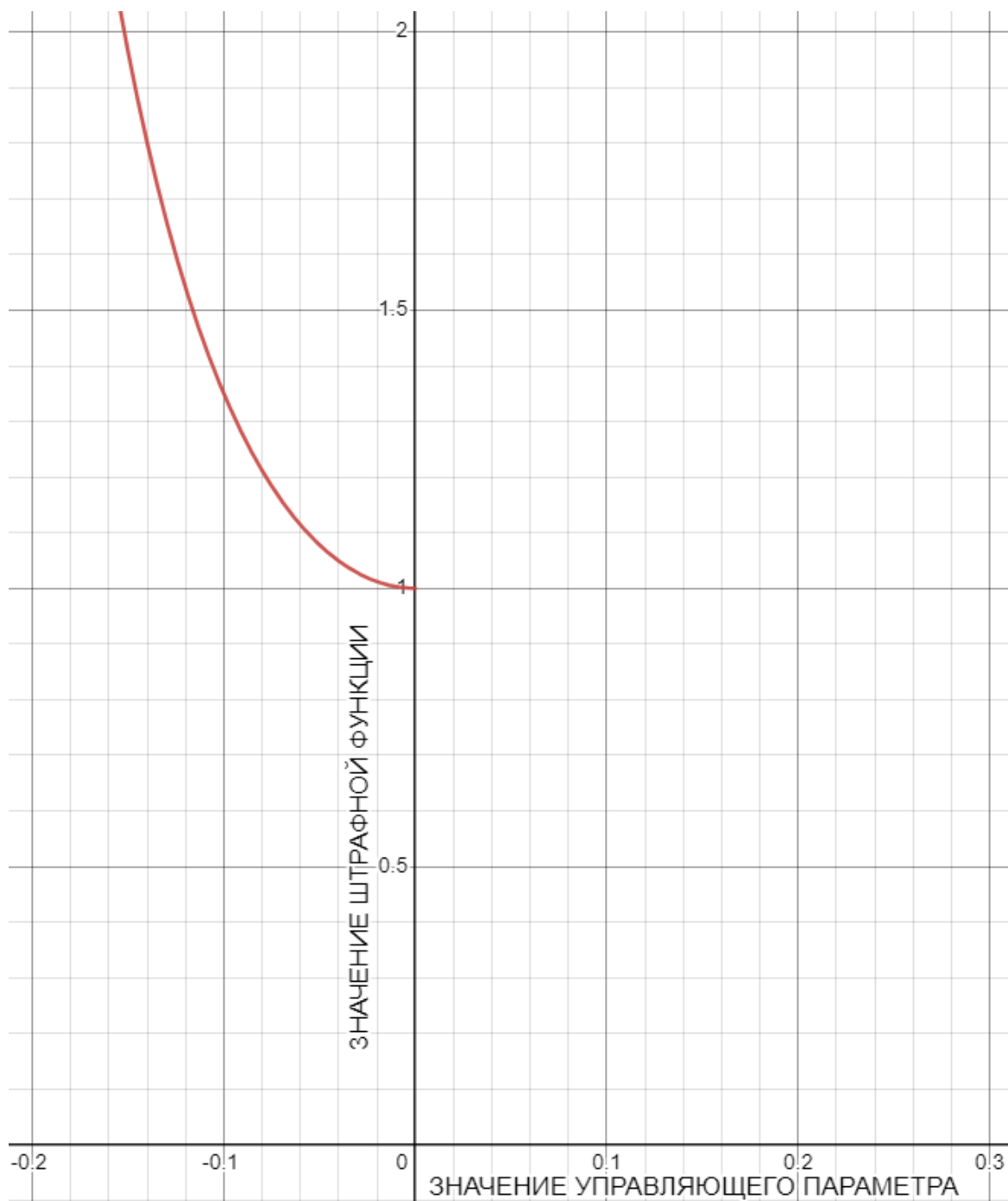


Рисунок 3. График штрафной функции (14)

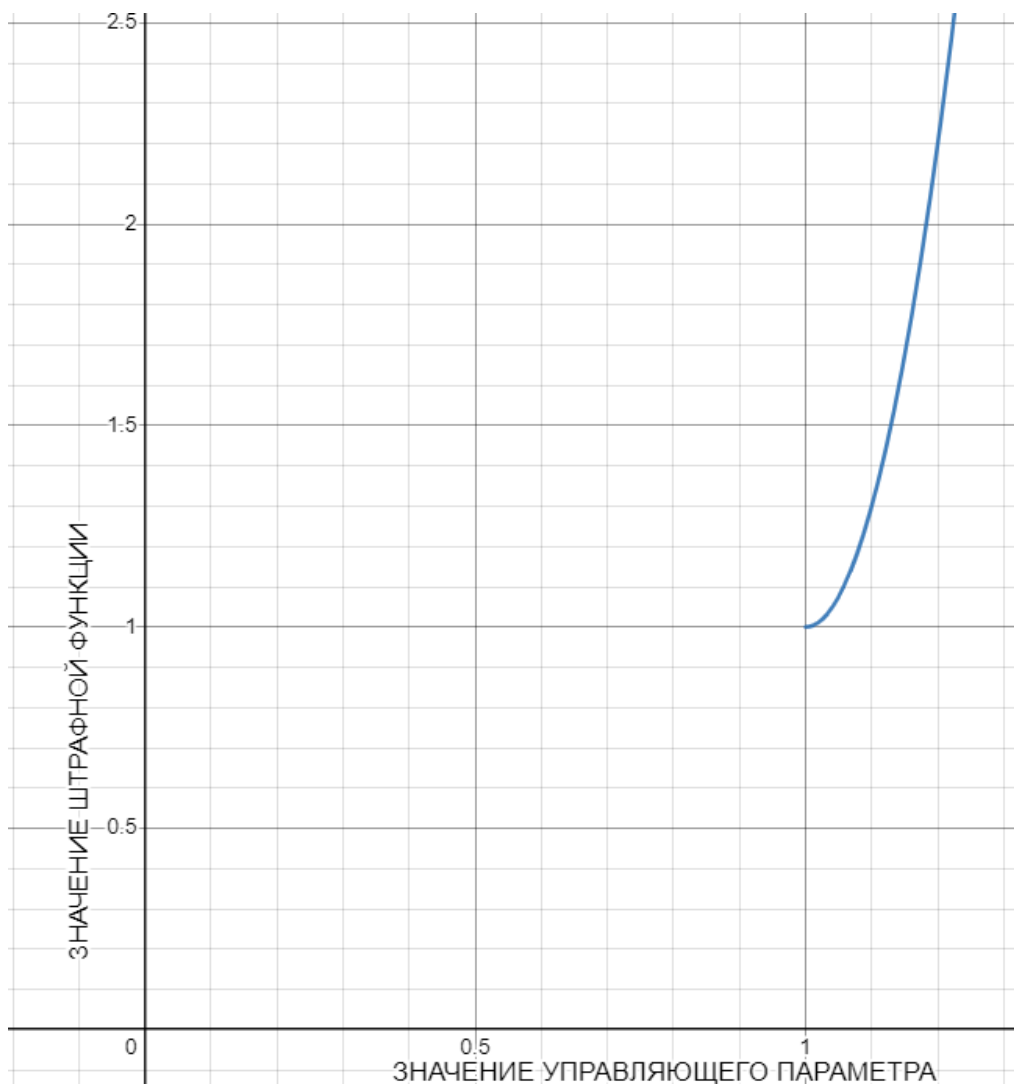


Рисунок 4. График штрафной функции (15)

С каждой новой итерацией метода штрафных функций параметр r уменьшается, для того чтобы метод сходился, и снова безусловно оптимизируется функция. Для $k + 1$ -ой итерации функция $Z(x_{k+1})$ запишется так:

$$Z(x_{k+1}) = f(x_{k+1}) + r_{k+1} \sum_{i=1}^m R_i(g_i(x_{k+1})) \quad (16)$$

где $r_{k+1} = \beta r_k$, β – коэффициент уменьшения, $\beta \in (0; 1)$.

Итерации выполняются до тех пор, пока не выполнится условие $|r_k \sum_{i=1}^m R_i(g_i(x_k))| \leq \varepsilon$, где ε – заданная точность.

Задача безусловной оптимизации на каждой итерации метода штрафных

функций проводилась с помощью алгоритма оптимизации Adam [12].

Одним из преимуществ Adam является его способность эффективно работать с разреженными градиентами. Он достигает этого путем индивидуальной адаптации скорости обучения для каждого параметра на основе их исторических градиентов, что помогает в сценариях, где градиенты разрежены или зашумлены.

2.3. Исходные данные

В качестве исходных данных были взяты обезличенные данные с нефтегазового месторождения. Задача рассматривает 11 добывающих и 5 нагнетательных скважин, она сведена к такому количеству для удобства. Это упрощенная задача, можно рассматривать и большее количество скважин, вплоть до всех находящихся в пласте, но в этом случае нужен инструмент значительно большей вычислительной мощности, также градиентные методы уже не подойдут для решения оптимизационной задачи в силу громоздкости целевой функции и значительно большим количеством локальных минимумов. На практике же целевой пласт разбивают на множество областей и находят решение задачи поиска нужных параметров для каждой из них отдельно.

На рис. 3 изображено расположение скважин по поверхности пласта. Все данные скважины уместаются в прямоугольную область размером 5000×1750 м. Данная область выбрана в силу отсутствия поблизости других нагнетательных скважин, поэтому мы можем говорить о том, что на данные 11 добывающих скважин имеют значительное влияние только рассматриваемые 5 нагнетательных. Для удобства скважины пронумерованы.

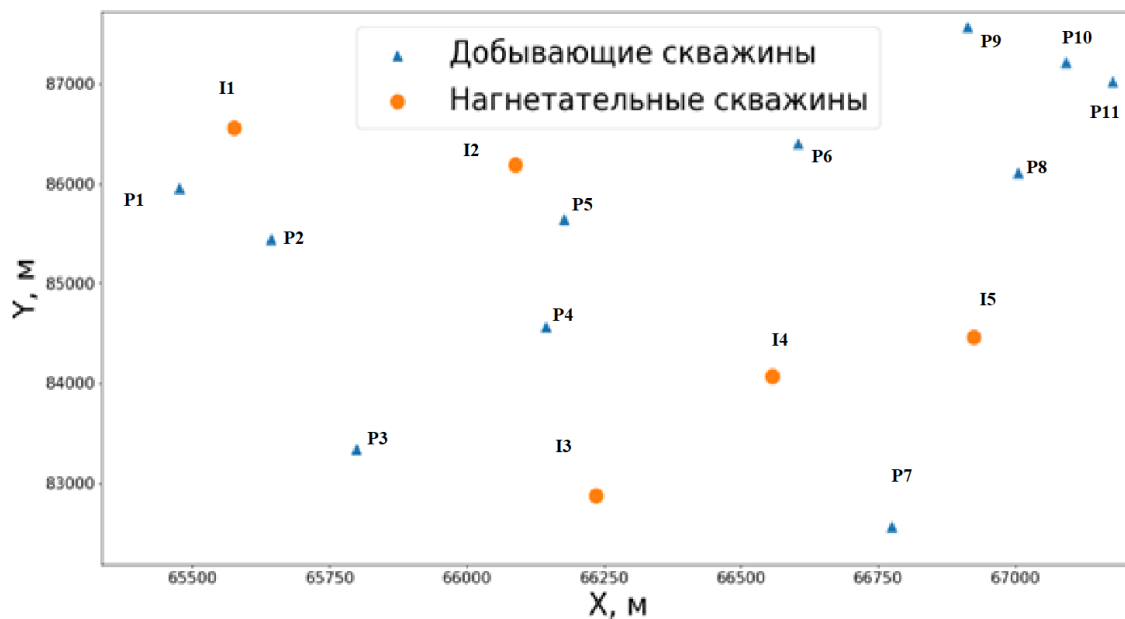


Рисунок 3. Расположение скважин в рассматриваемой области пласта

Исходя из расположения скважин на поверхности пласта, можно сделать вывод, что здесь применяется избирательная система заводнения, так как нагнетательные скважины расположены без какой-либо прослеживаемой закономерности. Такая система является разновидностью внутриконтурного заводнения и применяется в случае неоднородных залежей нефти, чтобы учесть все геологические особенности пласта. При таком подходе месторасположение нагнетательных скважин выбирается целенаправленно, чтобы увеличить интенсификацию процесса разработки.

Таким образом, задача сводится к нахождению коэффициентов взаимовлияния между рассматриваемыми скважинами. Временной промежуток выбран с апреля 2020 года по август 2022 года, так как в этот промежуток, не было остановок добывающих скважин. На рис. 4–8. Приведены графики приемистостей выбранных нагнетательных скважин.

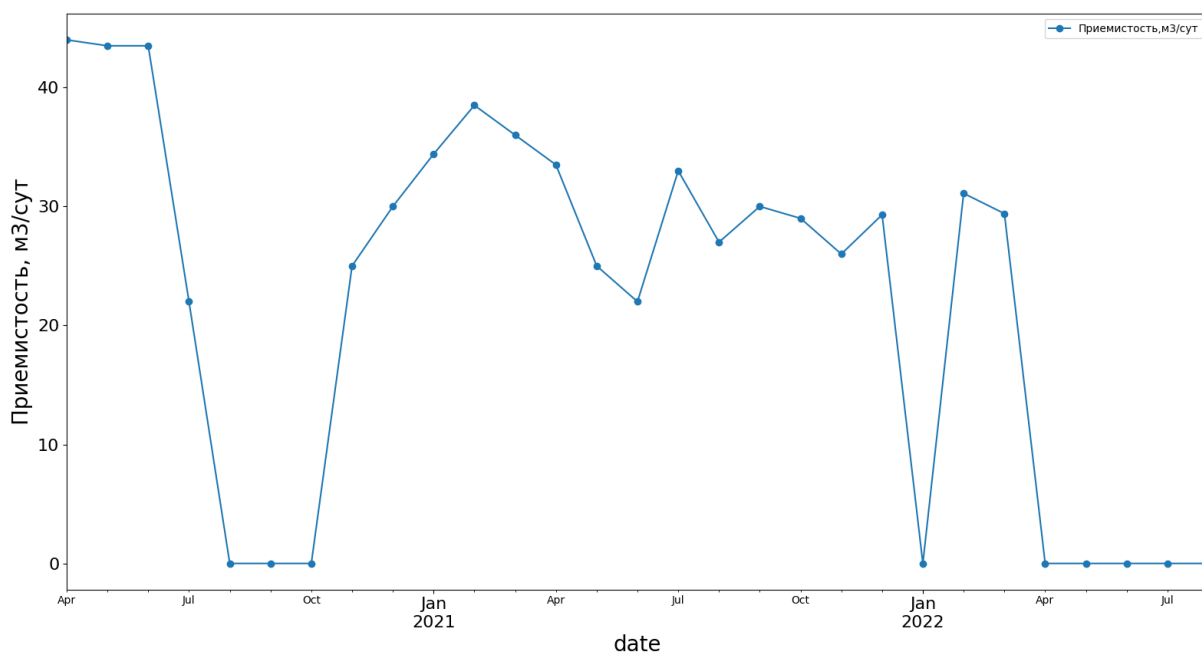


Рисунок 4. График динамики приемистости для нагнетательной скважины II

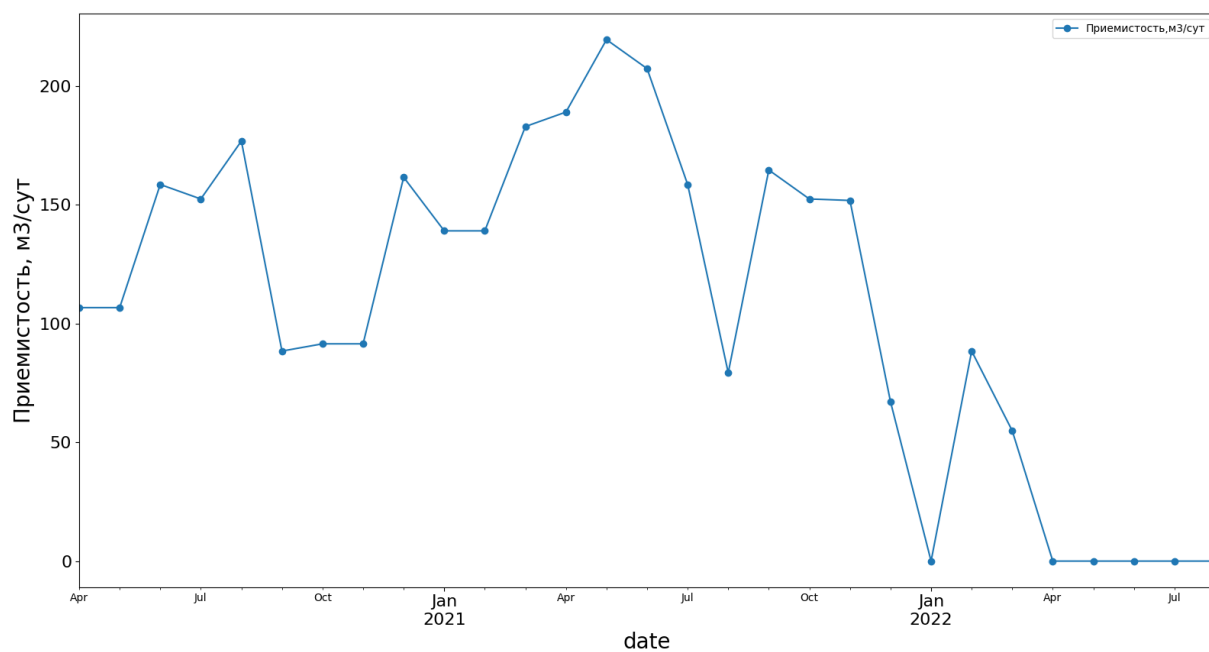


Рисунок 5. График динамики приемистости для нагнетательной скважины I2

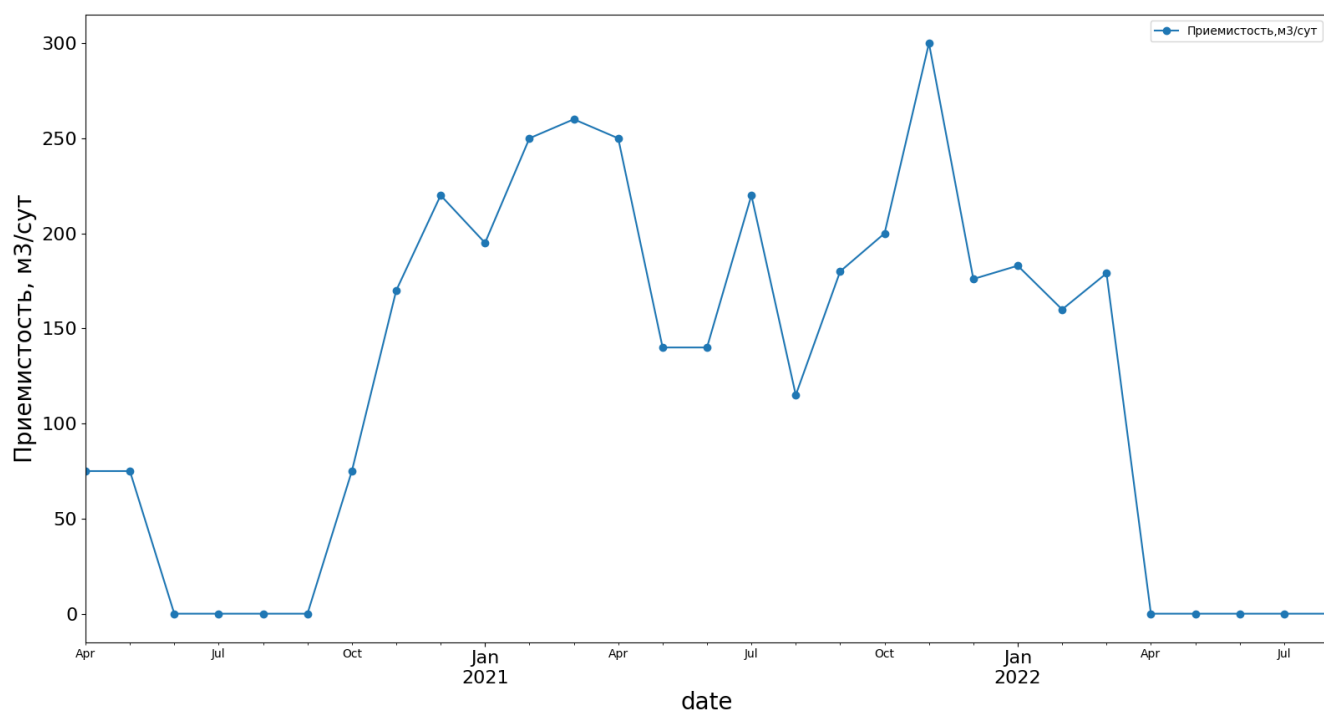


Рисунок 6. График динамики приемистости для нагнетательной скважины I3

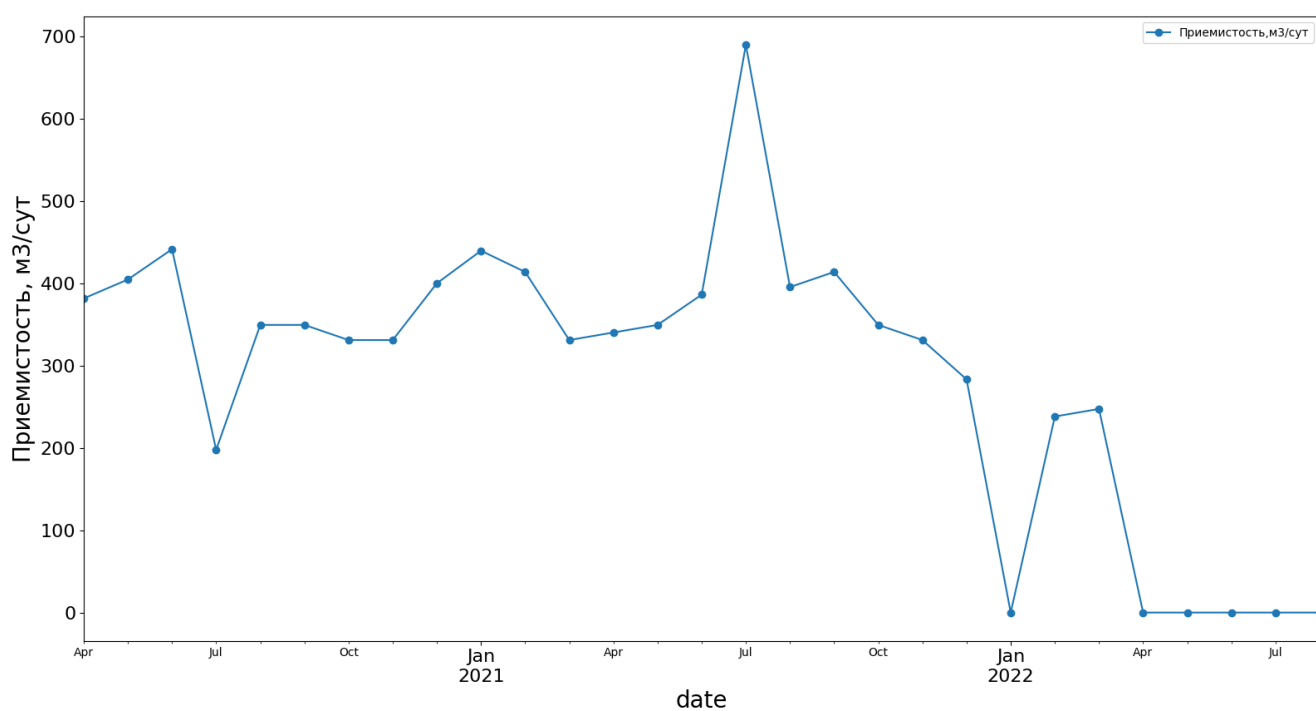


Рисунок 7. График динамики приемистости для нагнетательной скважины I4

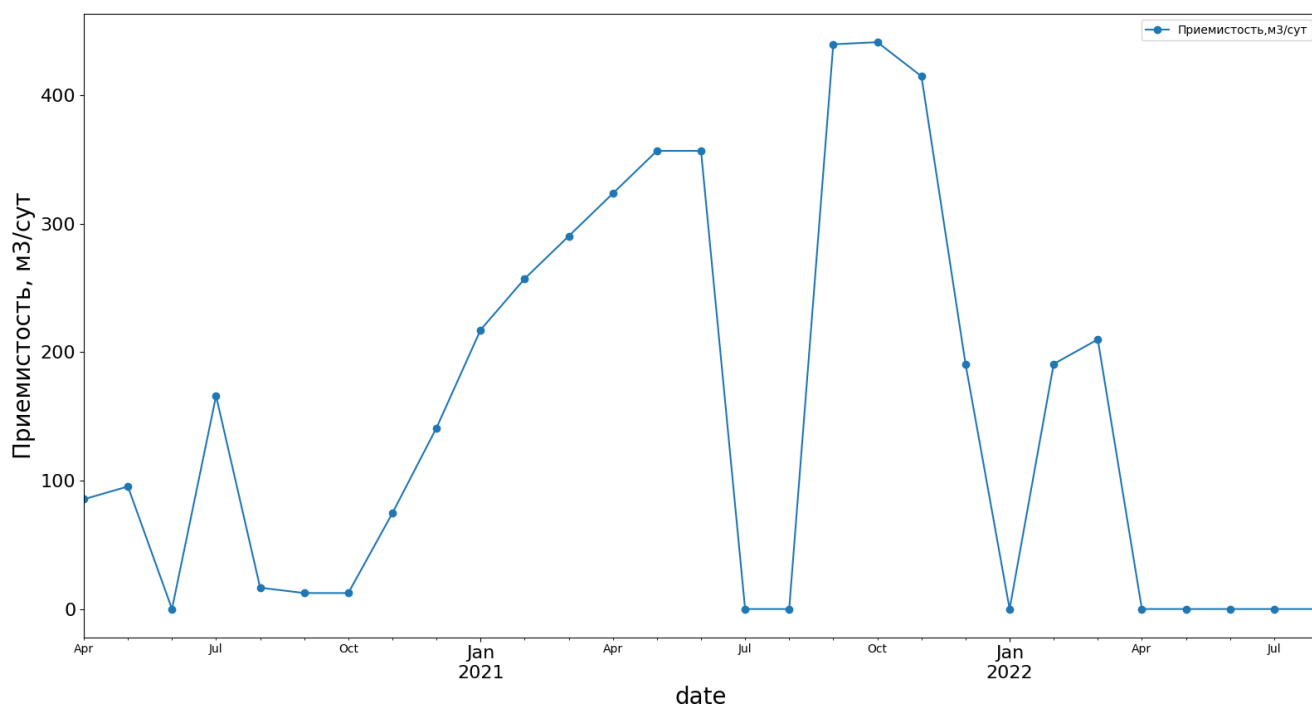


Рисунок 8. График динамики приемистости для нагнетательной скважины 15

Как видно из графиков, нагнетательные скважины работали не постоянно, их остановки могут быть обусловлены техническими мероприятиями или авариями. Также можно заметить, что приемистость 1-й скважины сильно меньше, по сравнению с другими, из чего можно сделать вывод, что от нее будет меньше пользы для добычи, в отличие от других скважин, либо же ее закачка ведет к сильной обводненности добывающих скважин, поэтому она выведена в такой режим.

На рис. 9–11 приведены графики дебита жидкости некоторых рассматриваемых добывающих скважин.

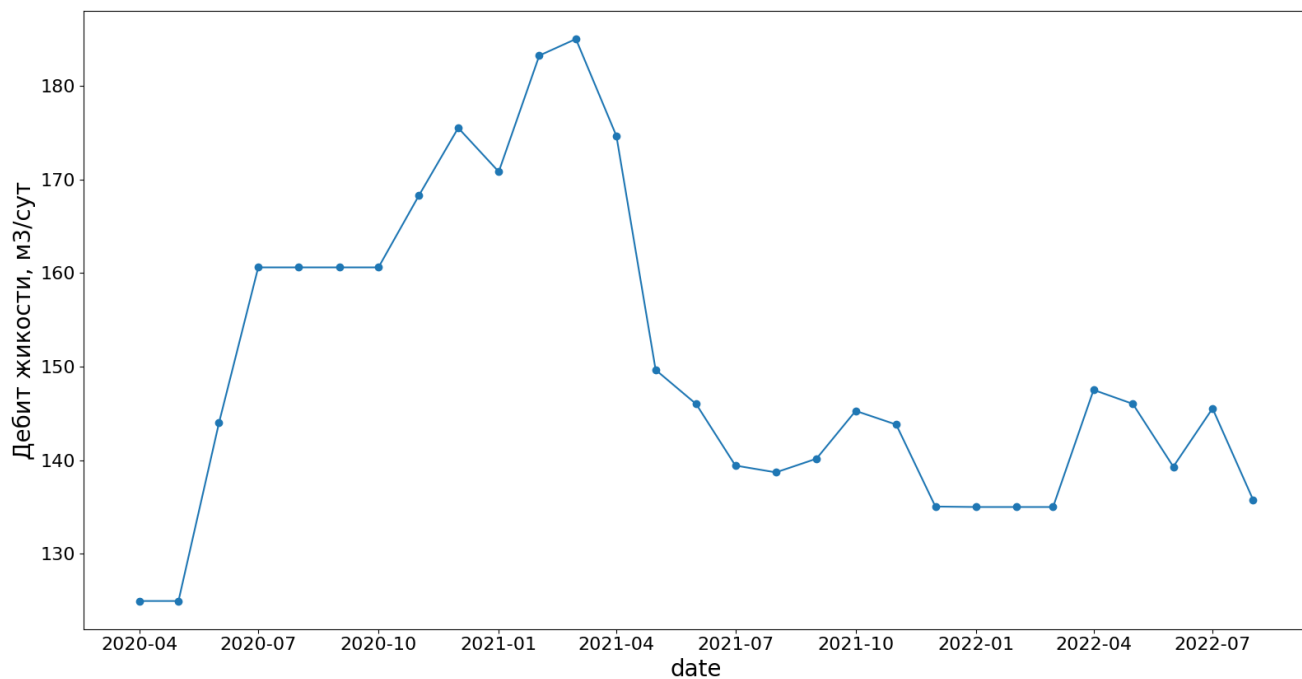


Рисунок 9. График динамики дебита жидкости для добывающей скважины P1

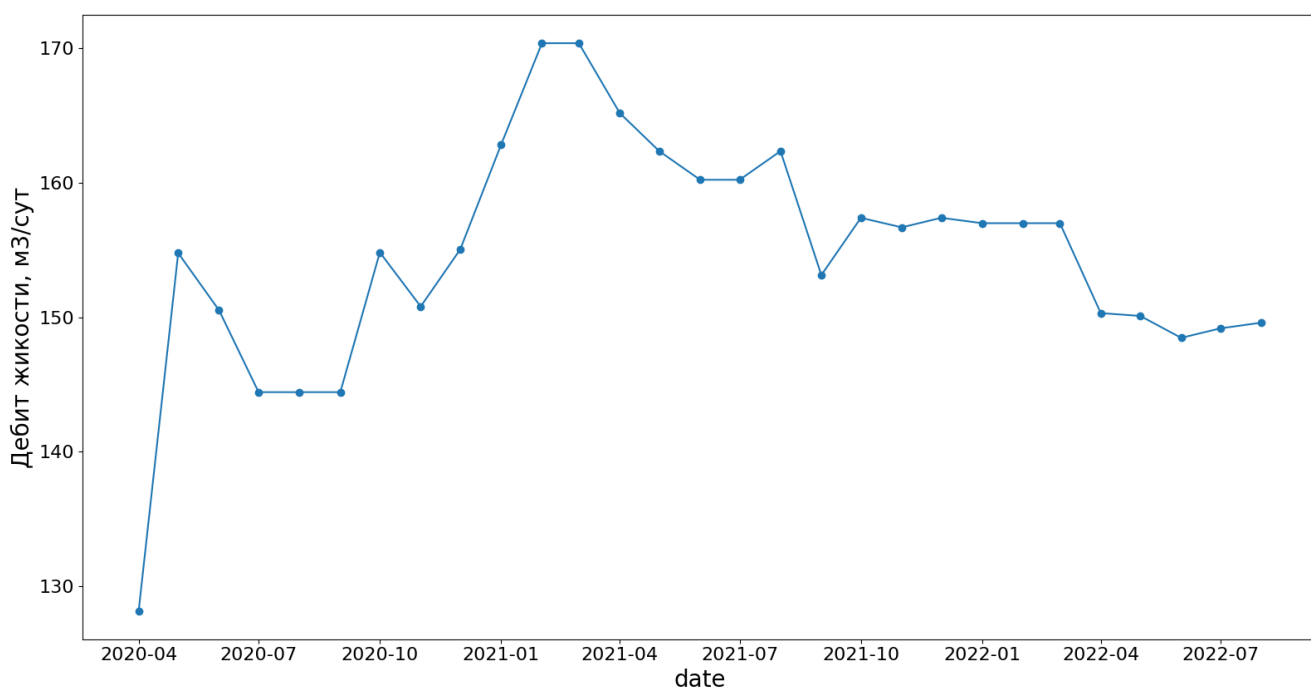


Рисунок 10. График динамики дебита жидкости для добывающей скважины P4

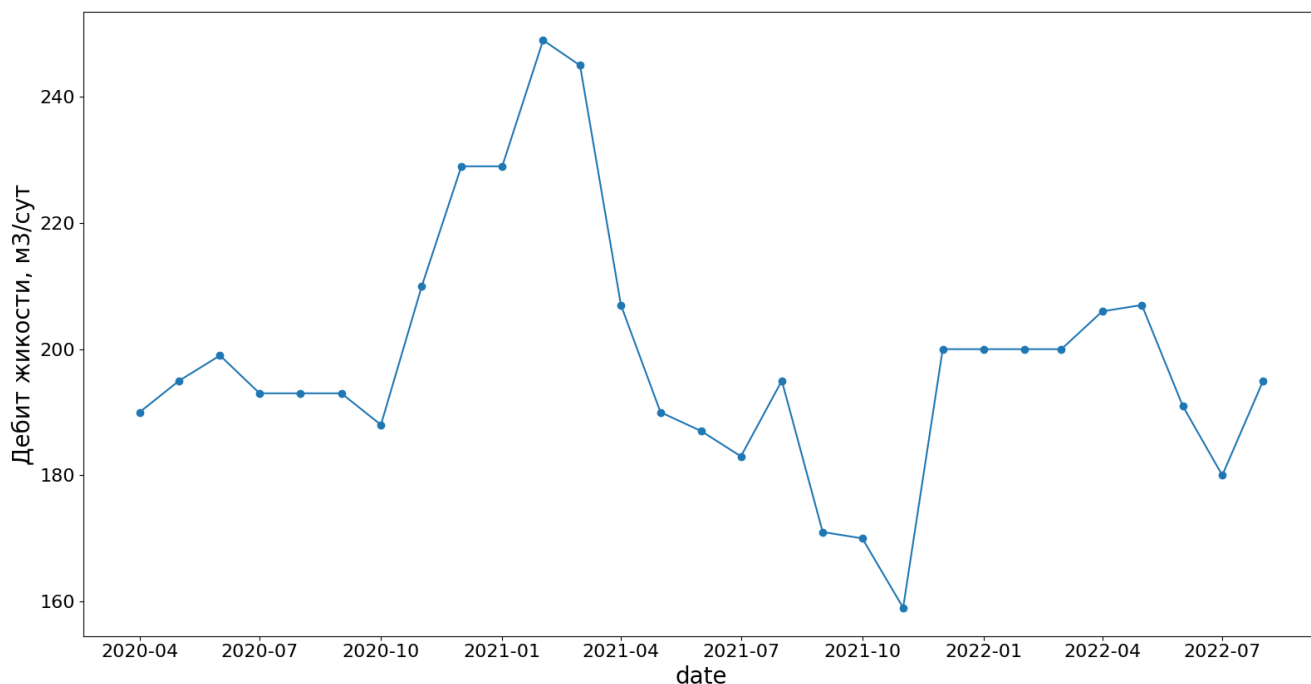


Рисунок 11. График динамики дебита жидкости добывающей скважины P7

Как видно из рис. 9–11, дебиты жидкости находятся примерно в одном диапазоне и имеют явные увеличения в одни и те же даты: пик приходится на февраль и март 2021 года, возможно это вызвано увеличением приемистостей в этот период времени.

Все данные обрабатывались с помощью библиотеки pandas [15], в случае пропущенных значений забойных давлений в некоторые промежутки времени применялась интерполяция методом ближайших соседей [4], которая реализована в библиотеке Scikit-learn [17].

Глава 3. Результаты

3.1. Верификация полученных результатов

По итогу решения оптимизационной задачи на основе CRMP модели были получены коэффициенты взаимовлияния для всех скважин. На рис. 12–14 изображены рассчитанные по формуле (5) и фактические дебиты для некоторых из рассматриваемых скважин.

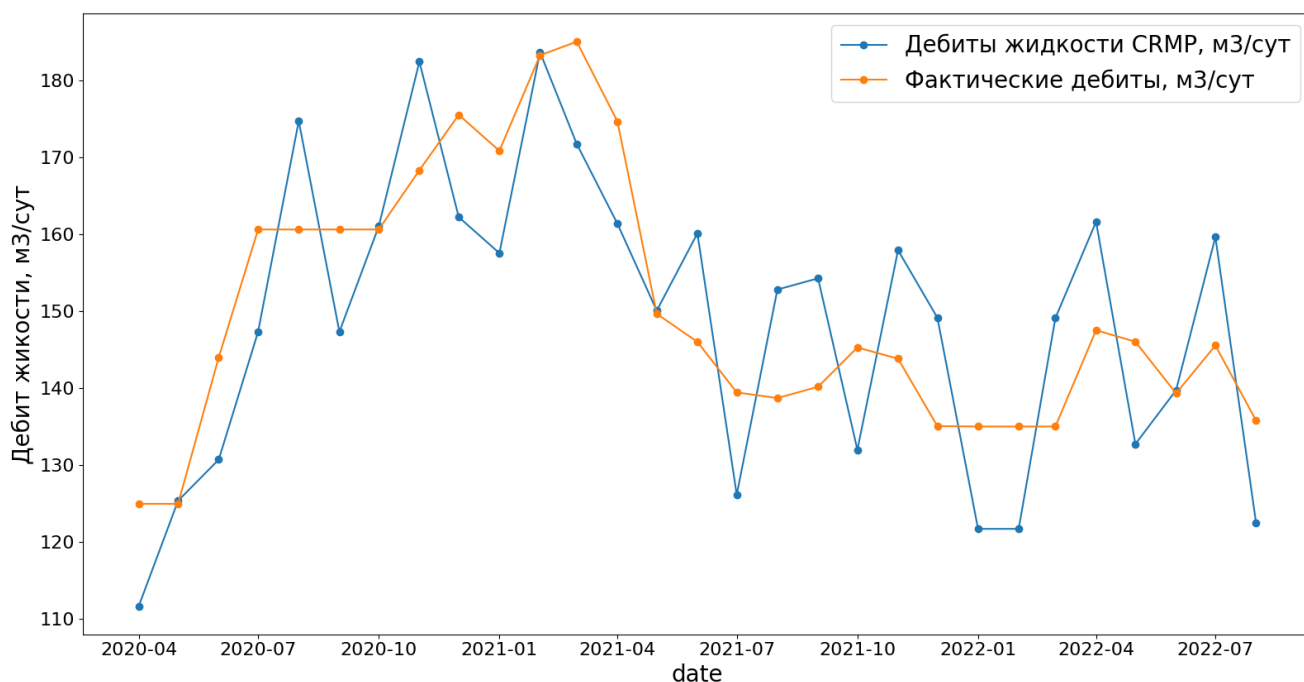


Рисунок 12. Графики динамики расчетного и фактического дебитов жидкостей добывающей скважины P1



Рисунок 13. Графики динамики расчетного и фактического дебитов жидкостей добывающей скважины P4

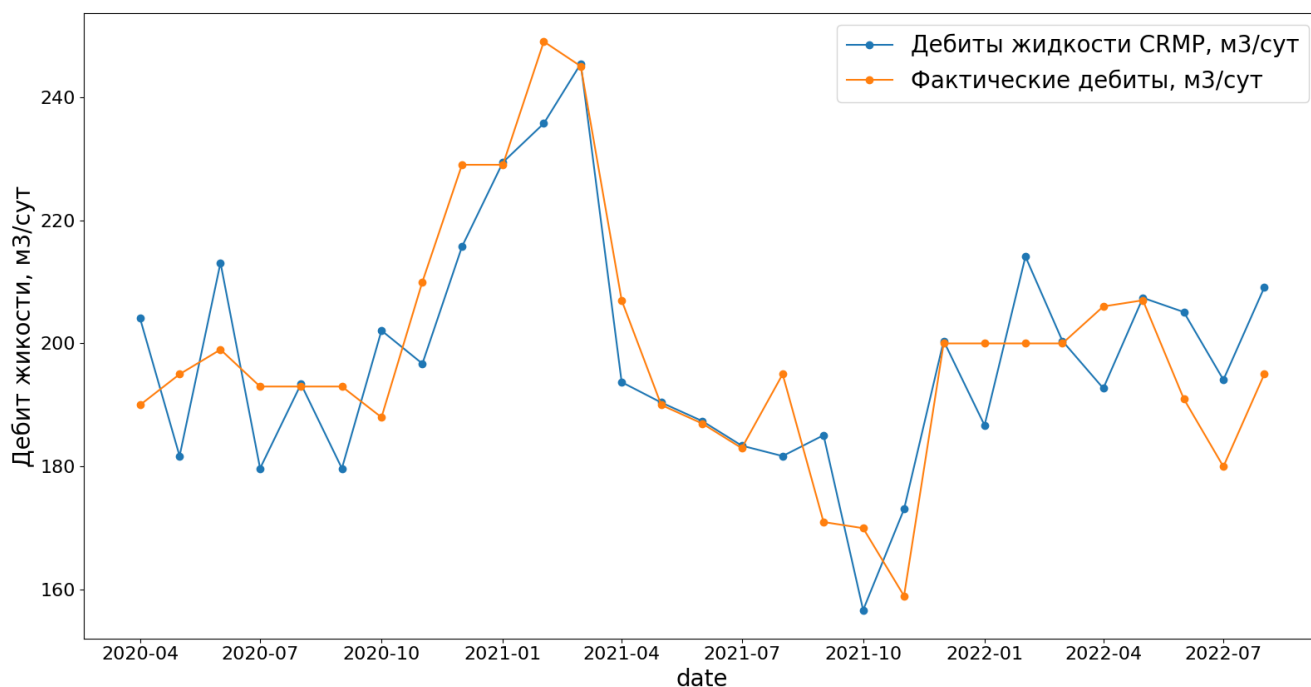


Рисунок 14. Графики динамики расчетного и фактического дебитов жидкостей добывающей скважины P7

Как видно из графиков, система довольно хорошо предсказывает тренды

дебитов. Графики зависимости отклонения расчетных и фактических дебитов в процентах от даты для вышеуказанных скважин представлены на рис. 15–17. Максимальная ошибка для всех рассматриваемых скважин составляет 14%, что можно списать на погрешности методов условной и безусловной оптимизаций, а также на принятые допущения CRMP модели, например таких, как то, что не учитывается интенсивность аквифера (в классической модели), которая отвечает за приток жидкости из водоносного горизонта или переток за него, и то, что нет учета связи между однотипными скважинами типа «добывающая-добывающая» или «нагнетательная-нагнетательная».

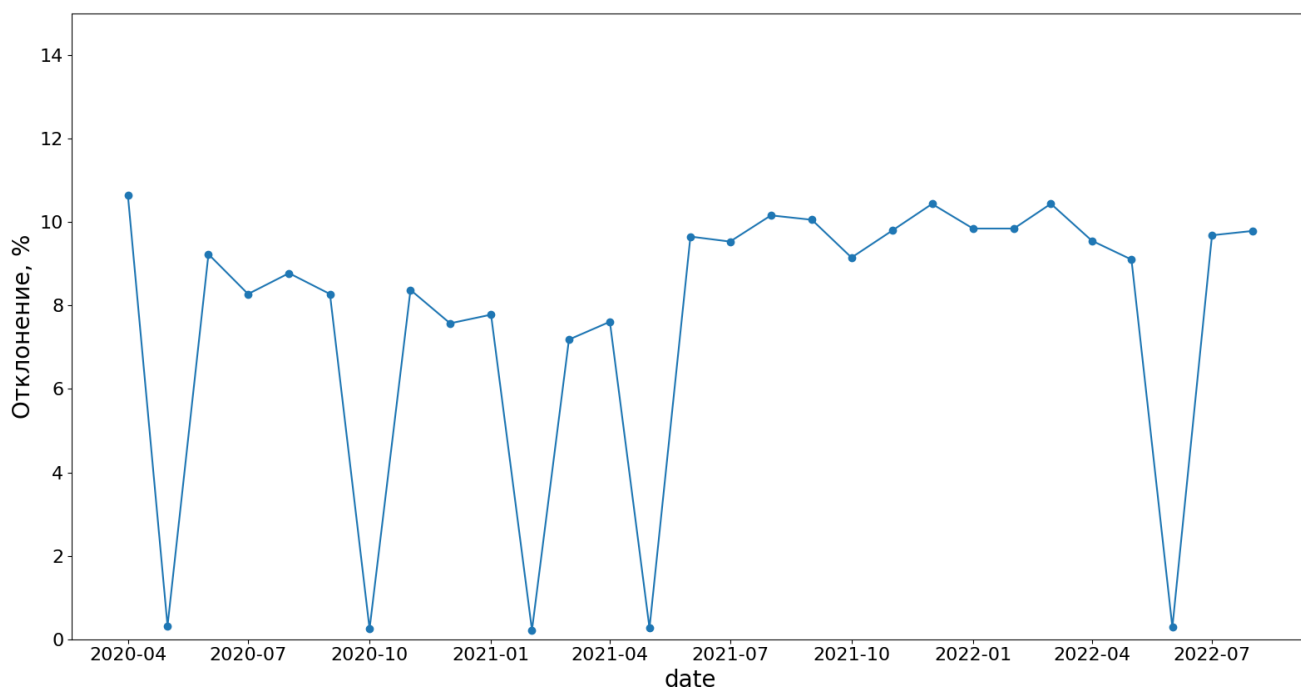


Рисунок 15. График ошибки между расчетным и фактическим дебитами для добывающей скважины P1

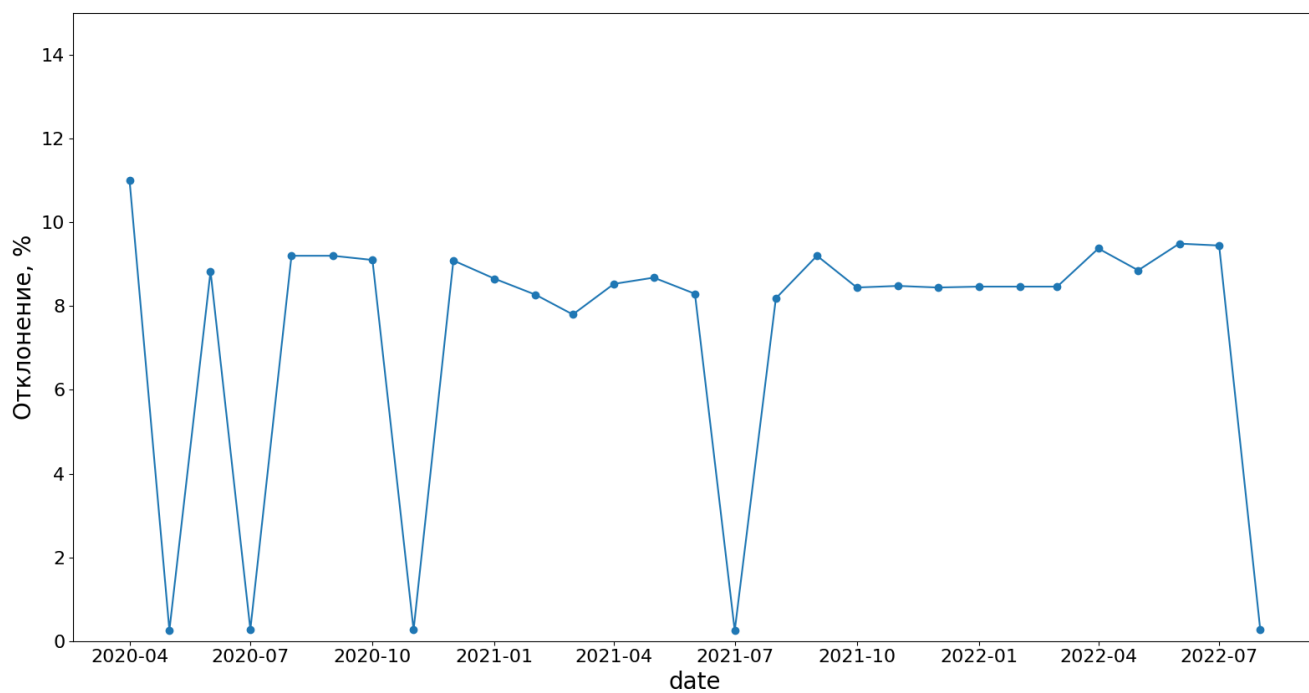


Рисунок 16. График ошибки между расчетным и фактическим дебитами для добывающей скважины P4

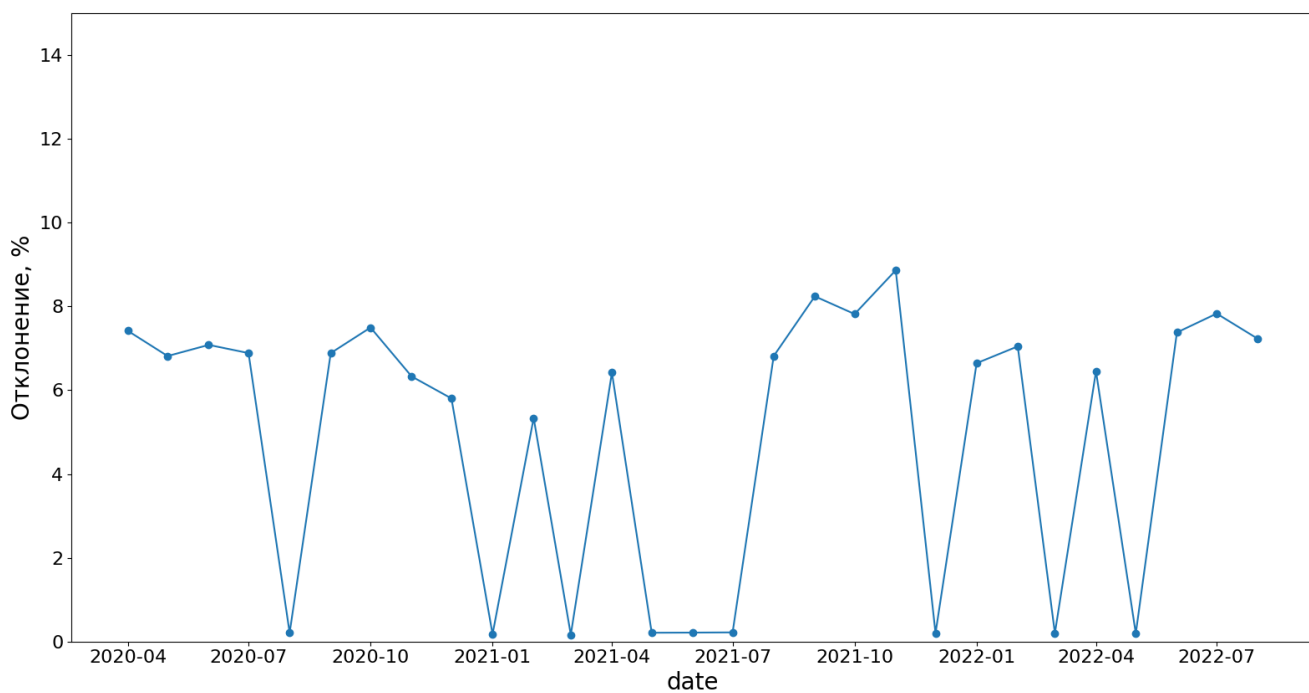


Рисунок 17. График ошибки между расчетным и фактическим дебитами для добывающей скважины P7

3.2. Анализ полученных коэффициентов взаимовлияния

Таблица 1. Полученные по CRMP модели коэффициенты взаимовлияния

Добывающие \ Нагнетательные	I1	I2	I3	I4	I5
P1	0,134	0,093	0,006	0,001	0,001
P2	0,085	0,12	0,013	0,004	0,001
P3	0,062	0,072	0,15	0,009	0,003
P4	0,037	0,142	0,17	0,112	0,005
P5	0,041	0,163	0,082	0,036	0,008
P6	0,017	0,085	0,074	0,073	0,024
P7	0,002	0,001	0,094	0,122	0,053
P8	0,001	0,012	0,008	0,069	0,154
P9	0,003	0,009	0,002	0,032	0,094
P10	0	0,005	0	0,003	0,063
P11	0	0,003	0,001	0	0,071

Как видно из таблицы 1, все полученные коэффициенты находятся в допустимых пределах. Присутствуют и нулевые значения коэффициентов, это говорит о том, связь между скважинами с такими коэффициентами отсутствует либо из-за большого расстояния между ними, либо из-за объемного притока с других нагнетательных скважин, либо же из-за барьеров проницаемости в пласте с плохими коллекторскими свойствами. Графически данные коэффициенты изображены на рис. 18–22.

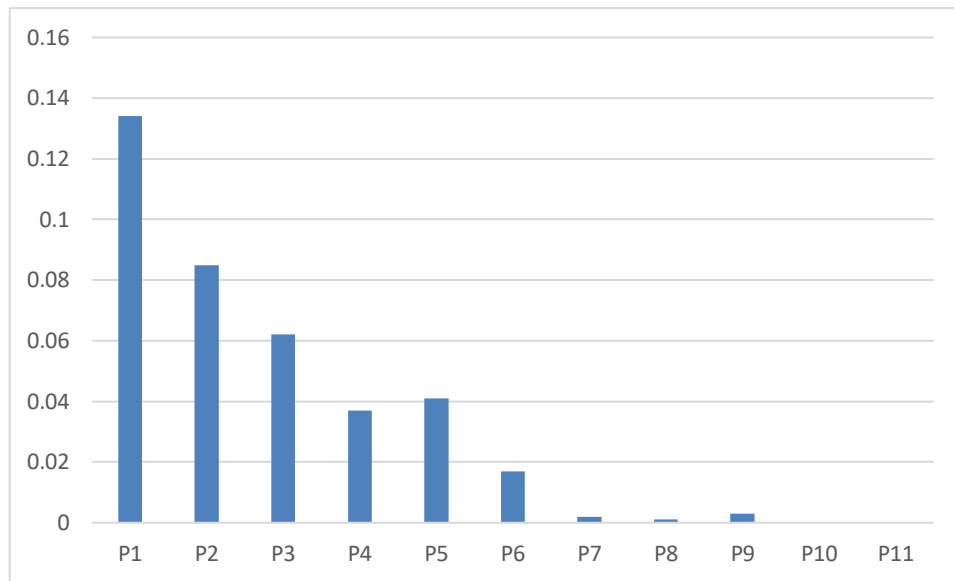


Рисунок 18. Диаграмма коэффициентов взаимовлияния для нагнетательной скважины I1

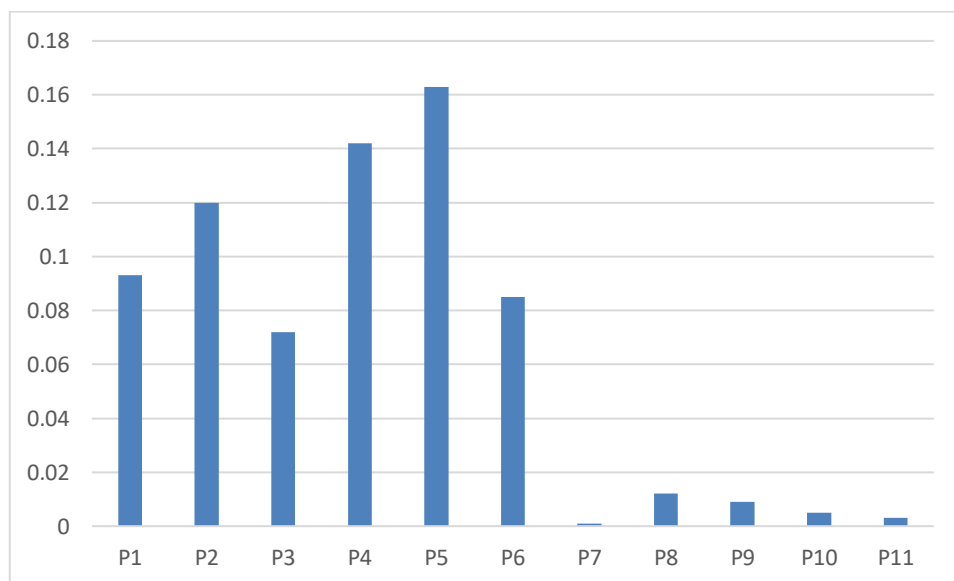


Рисунок 19. Диаграмма коэффициентов взаимовлияния для нагнетательной скважины I2

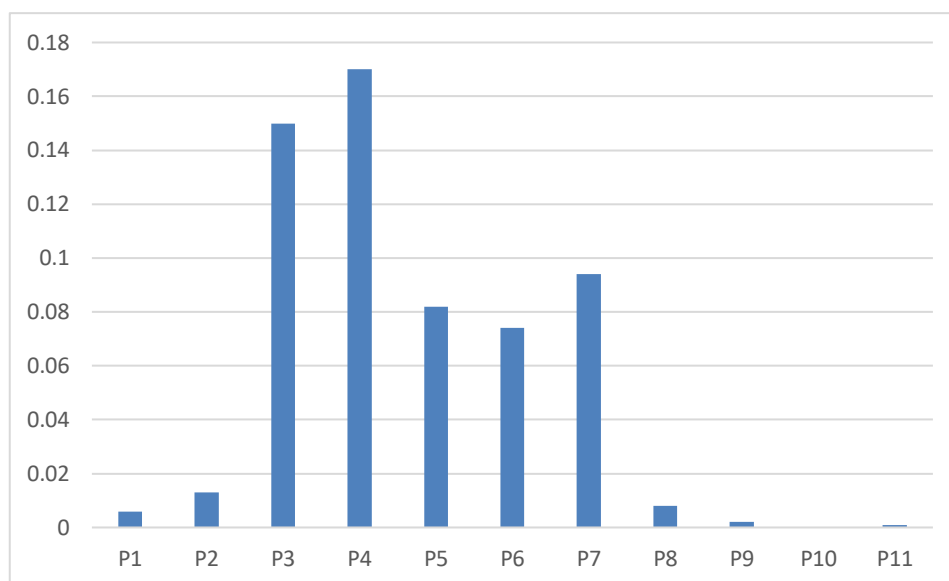


Рисунок 20. Диаграмма коэффициентов взаимовлияния для нагнетательной скважины I3

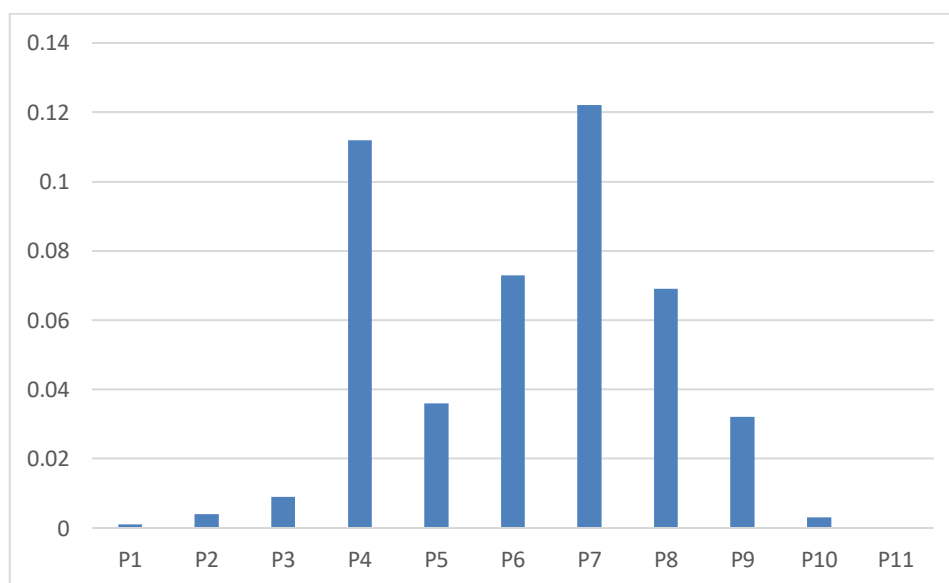


Рисунок 21. Диаграмма коэффициентов взаимовлияния для нагнетательной скважины I4

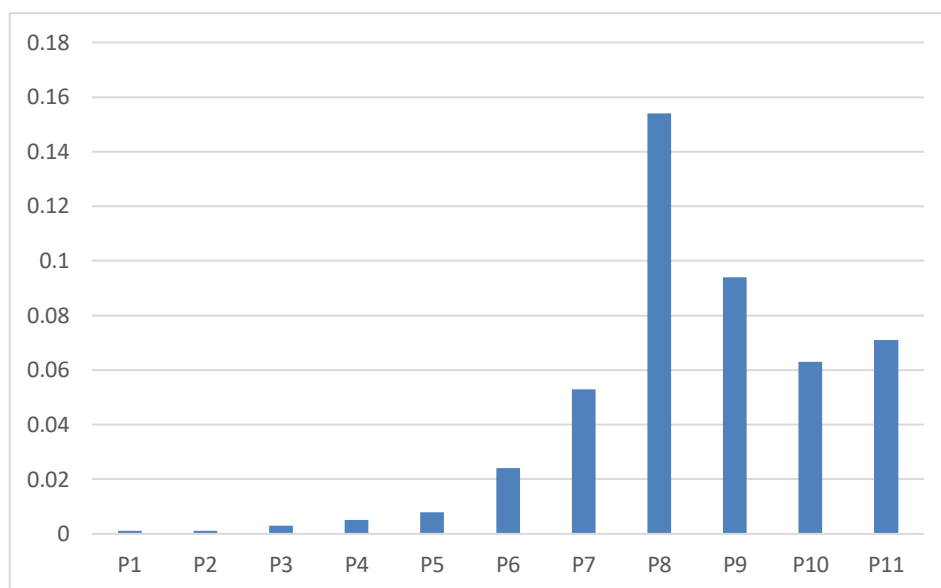


Рисунок 22. Диаграмма коэффициентов взаимовлияния для нагнетательной скважины I5

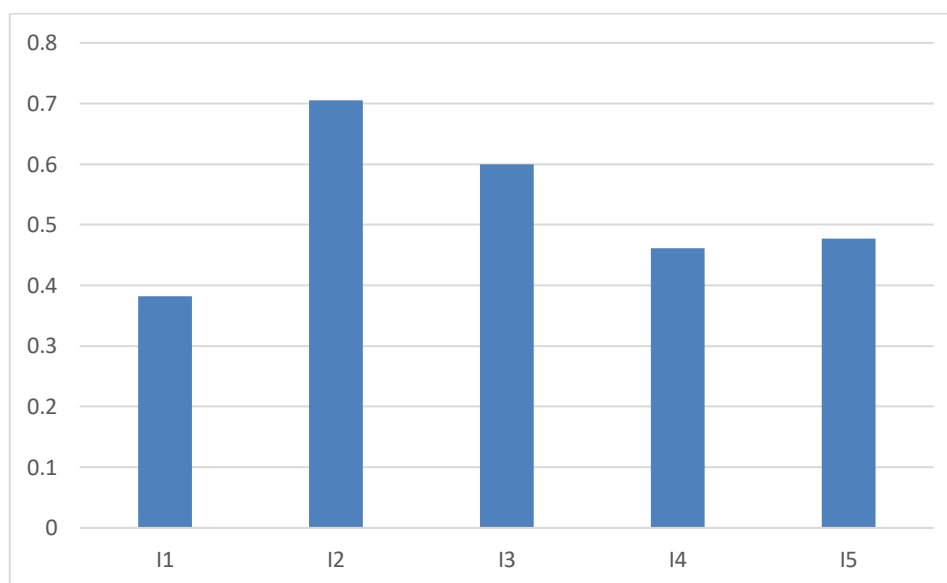


Рисунок 23. Диаграмма суммы коэффициентов взаимовлияния для всех нагнетательных скважин

Как и следовало ожидать, коэффициенты тем больше, чем ближе расположены скважины друг к другу. Из рис. 23 видно, что нагнетательная скважина I2 имеет самую большую долю эффективной закачки по сравнению с другими рассматриваемыми, значит увеличив приемистость данной скважины мы добьемся максимальной интенсификации притока жидкости к скважинам. Первая

же скважина имеет минимальную эффективность в рассматриваемой области, это может быть связано с тем, что большая часть закачиваемой жидкости идет на добычу других скважин, которые не учитываются в данной задаче, также есть вероятность, что часть жидкости перетекает в другие пласты, но только по этим данным нельзя сделать однозначного вывода, нужны дополнительные исследования.

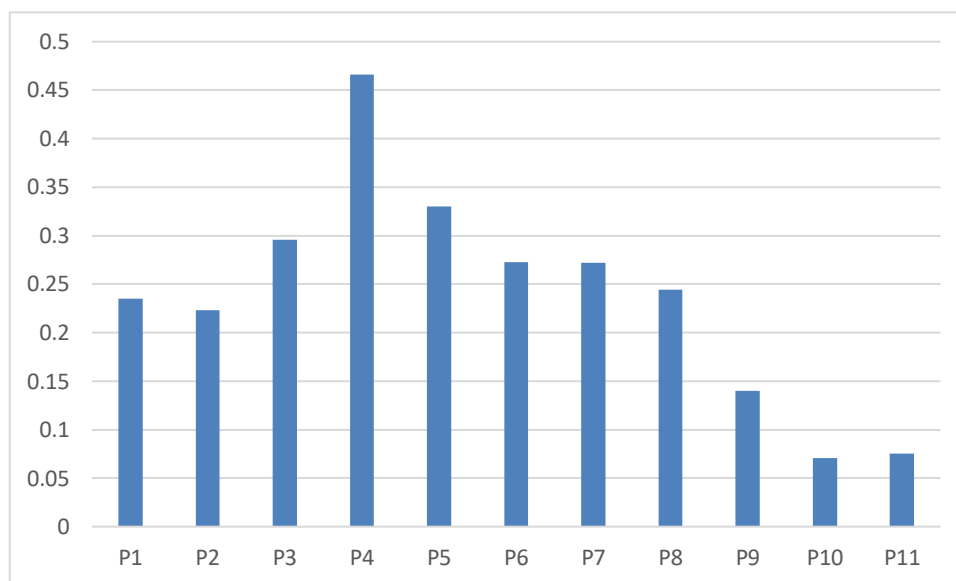


Рисунок 24. Диаграмма суммы коэффициентов для всех добывающих скважин

На рис. 24 представлена диаграмма суммы коэффициентов для каждой нагнетательной скважины, она показывает, какая часть от закачки всех нагнетательных скважин в данной области приходится на добычу конкретной скважины. Как видно, максимальная доля закачки составляет менее 0.5, значит значительная часть жидкости расходуется на другие скважины либо же остается неэффективной. Чтобы уточнить это, нужно рассмотреть более обширную область, с большим количеством добывающих скважин в ней, на которые может влиять закачка данных пяти нагнетательных скважин. Например, на скважины P10 и P11 закачка почти не влияет, следовательно, чтобы добиться большего притока к забою, нужно оперировать другими инструментами, нежели управлять приемистостями.

Таким образом, получена информации об эффективной закачки каждой

скважины без прибегания к моделированию межскважинного пространства. Полученные результаты можно использовать как исходные данные для решения других задач разработки месторождений, но сами по себе эти коэффициенты только отображают имеющуюся гидродинамическую связь, без дополнительного анализа на их основе нельзя принять каких-либо технологических решений, но они могут дать сведения о том, где искать проблемные зоны, связанные с барьерами проницаемости или перетоками жидкости из пласта.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В рамках выпускной квалификационной работе была реализована модель CRMP для поиска коэффициентов взаимовлияния на языке программирования Python с использованием фреймворка Pytorch [16]. В качестве примера были взяты данные 11 добывающих и 5 нагнетательных скважин одного с обезличенного реального месторождения. Все поставленные задачи выполнены.

Полученные данные проанализированы, получена информация об эффективности закачки каждой отдельной нагнетательной скважины относительно добывающих скважин в выбранной области целевого пласта. На основе полученных коэффициентов взаимовлияния может быть решена задача оптимизации нефтедобычи путем перераспределения закачки между нагнетательными скважинами и остановки, если потребуется, некоторых добывающих скважин с целью увеличения общего дебита чистой нефти, а также уменьшения расхода материалов и энергозатрат [5].

Полученные расчетные дебиты расходятся с фактическими не более чем на 14%, что говорит о достаточно хорошей точности полученных коэффициентов. Следовательно, разработанная модель имеет практическую пользу и может служить инструментом для решения целого ряда задач в разработке месторождений помимо оптимизации системы заводнения в случае добавления или замены управляющих параметров, например оптимизации ППД и оптимизации приемистостей.

Данная модель может быть доработана и улучшена за счет следующих факторов. Во-первых, можно добавить учет интенсивности аквифера, что позволит оперировать не только закачиваемой жидкостью, но также и жидкостью, которая перетекает из-за водоносного горизонта, что сделает данную модель более приближенную к реальности. Во-вторых, можно рассматривать связь между однотипными скважинами, чтобы учитывать, как влияет дебит одной добывающей

скважины на дебит другой, либо же как влияют приемистости нагнетательных скважин друг на друга. Также точность результатов можно улучшить за счет уменьшения заданной точности методов условной и безусловной оптимизации, либо за счет выбора других методов решения, например, не градиентных, а методов для решения квадратичной задачи программирования, что позволит избежать трудности, связанной с наличием большого количества локальных минимумов [11]. Еще одним направлением в улучшении модели является попытка учесть выводы скважин из рабочего режима в связи с технологическими мероприятиями.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

1. Абабков, А. В. Экспресс-метод оценки степени взаимодействия скважин с использованием частотного анализа данных истории эксплуатации нагнетательных и добывающих скважин / А. В. Абабков, В. М. Васильев, Н.И. Хисамутдинов, И. Р. Сафиуллин, В. Ш. Шаисламов // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 7. – С. 10–13.
2. Алексеева Е. В., Кутненко О. А., Плясунов А. В. Численные методы оптимизации: Учеб. пособие / Новосиб. ун-т. Новосибирск, 2008. 128 с.
3. Бекман А. Д. Новый алгоритм нахождения оптимального решения задачи определения коэффициентов взаимовлияния скважин в рамках модели CRM/ Сергей Викторович Степанов, Александр Альфредович Ручкин, Дмитрий Валерьевич Зеленин // Вестник Тюменского государственного университета, 2019. – 166–178 с.
4. Мальцев К. А., Мухарамова С. С. Построение моделей пространственных переменных (с применением пакета Surfer): Учебное пособие – Казань: Казанский университет, 2014. – 103 с.
5. Мееров М. В., Литвак Б. Л. Оптимизация систем многосвязного управления. Главная редакция физико-математической литературы изд-ва «Наука», М., 1972, 344 стр.
6. Минханов, И. Ф., Разработка нефтяных и газовых месторождений: учеб. пособие для вузов / И. Ф. Минханов, С. А. Долгих, М. А. Варфоломеев; Казанский федеральный университет. – Казань, 2019. – 96с.
7. Орлов В. С. Проектирование и анализ разработки нефтяных месторождений при режимах вытеснения нефти водой. М.: Недра, 1973
8. Поляк, Б. Т. О некоторых способах ускорения сходимости итерационных методов / Б. Т. Поляк // Ж. вычисл. матем. и матем. физ. – 1964. – Т. 4, № 5. – С. 1–17.
9. Рейзлин В. И. Численные методы оптимизации: учебное пособие. Национальный Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во

Национального исследовательского Томского политехнического университета. 2013 – 105с.

10. Ручкин А. А. Исследование особенностей оценки взаимовлияния скважин на примере модели CRM / А. А. Ручкин, С. В. Степанов, А. В. Князев, А. В. Степанов, А. В. Корытов, И. Н. Авсянко // Вестник Тюменского государственного университета. Физико-математическое моделирование. Нефть, газ, энергетика. 2018. Том 4. № 4. С.148-168.
11. Степанов С. В., А. Д. Бекман, А. А. Ручкин, Т. А. Поспелова. Сопровождение разработки нефтяных месторождений с использованием моделей CRM. Тюмень: ИПЦ «Экспресс», 2021. – 300 с.
12. Хатмуллин И. Ф. Полуаналитические модели расчета интерференции скважин на базе класса моделей CRM/ И.Ф. Хатмуллин, А.П. Цанда и др... // НЕФТЯНОЕ ХОЗЯЙСТВО 2018.
13. Юшков, И.Р. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений: учеб.-метод. пособие / И. Р. Юшков, Г. П. Хижняк, П. Ю. Илюшин. – Пермь: Изд-во Перм. нац. исслед. политехн. ун-та, 2013. – 177 с.
14. Yousef, A. A. A Capacitance Model To Infer Interwell Connectivity From Production and Injection Rate Fluctuations / A. A. Yousef, P. H. Gentil, J. L. Jensen, L. W. Lake // SPE Annual Technical Conference and Exhibition, 9-12 October 2005, Dallas, Texas.
15. Документация библиотеки Pandas. - <https://pandas.pydata.org/docs/>
16. Документация библиотеки Pytorch. - <https://pytorch.org/docs/stable/index.html>
17. Документация библиотеки scikit-learn. - <https://scikit-learn.org/stable/>