

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

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ГТМ НА ПРОГНОЗ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ЖИДКОСТИ МОДЕЛЬЮ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ

По направлению подготовки 01.04.03 Механика и математическое
моделирование

Направленность 01.04.03_03 «Механика и цифровое производство»

Выполнил

студент гр. 5040103/00301

Р. В. Асафов

Научный руководитель

к.т.н., доцент ВШТМиМФ

П. А. Дятлова

Консультант

к.т.н., РКР «Газпромнефть НТЦ»

А. С. Евсеенков

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 Асафову Руслану Вагифовичу, группы 5040103/00301
фамилия, имя, отчество (при наличии), номер группы

1. Тема работы: Оценка влияния ГТМ на прогноз добычи нефти и жидкости моделью пьезопроводности
2. Срок сдачи студентом законченной работы: 01.06.2022.
3. Исходные данные по работе: научные статьи по теме работы, книги по нефтегазовому делу, данные для расчёта (код программы модели пьезопроводности, данные по ГДИС, фрак листы), сведения о работе скважин из предоставленных месторождений с 2018 года.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):
Разбор алгоритма работы модели пьезопроводности, изучение результатов прогнозирования, анализ достоинств и недостатков модели.
Изучение влияния ГТМ на добычу с точки зрения математического моделирования.
Разработка метода на основе малинного обучения, позволяющего спрогнозировать эффект от запланированных в будущем ГТМ: сборка обучающей выборки моделью пьезопроводности, дальнейший анализ полученной выборки, обучение, тест метода на тестовой выборке. Анализ точности прогноза модели МО.
Сравнение работы модели пьезопроводности с учетом предложенного метода и без.
5. Перечень графического материала (с указанием обязательных чертежей): прогноз добычи жидкости и нефти моделью пьезопроводности для скважин различных месторождений
6. Консультанты по работе: А. С. Евсеенков
7. Дата выдачи задания 13.05.2022.

Руководители ВКР

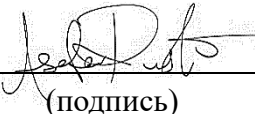
_____ (подпись)

П. А. Дятлова
_____ инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению 13.05.2022.

(дата)

Студент


_____ (подпись)

Р. В. Асафов
_____ инициалы, фамилия

РЕФЕРАТ

На 45с., 24 рисунков

МОДЕЛЬ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ, УРАВНЕНИЕ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ, ПРЕОБРАЗОВАНИЕ ЛАПЛАСА, АЛГОРИТМ СТЕФФЕСТА, АДАПТАЦИЯ, ПРОГНОЗ ДЕБИТА, ГЕОЛОГО-ТЕНИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ, ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА, МАШИННОЕ ОБУЧЕНИЕ, РЕГРЕССИЯ.

В данной работе вывод уравнения пьезопроводности. Поставлены граничные условия для моделей скважин со скин-эффектом и трещиной ГРП. Описан алгоритм работы модели пьезопроводности на временном промежутке без ГТМ, и на временном промежутке с ГТМ. Разработана методика прогнозирования эффекта от ГТМ на основе машинного обучения. Реализована методика прогнозирования эффекта от ГТМ на примере ГРП. Проведено сравнение работы модели пьезопроводности с учетом разработанной методики и без ее учета. Проведен анализ полученных результатов.

THE ABSTRACT

45 pages, 24 pictures

THE DIFFUSIVITY MODEL, DIFFUSIVITY EQUATION, LAPLACE TRANSFORMATION, STEHFEST ALGORITHM, ADAPTATION, RATE FORECAST, TECHNICAL WORKOVERS, HYDRAVLIC FRACTURE STIMULATION, MACHINE LEARNING, REGRESSION.

In this paper the derivation of the diffusivity equation are considered. Boundary conditions are set for models with skin effect and hydraulic fracture. The diffusivity model algorithm on the time interval with and without technical workovers is described. A technique for predicting the effect of well interventions based on machine learning has been developed. Implemented a methodology for predicting the effect of well interventions in the hydraulic fracturing area. A comparison between the result of diffusivity model with the developed technique and without its consideration is carried out. The income analysis was carried out.

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	5
ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ТЕОРИИ ФИЛЬТРАЦИИ.....	8
1.1 Уравнение пьезопроводности.....	8
1.2 Начальные и граничные условия.....	11
1.3 Скин эффект.....	12
1.4 Влияние объема ствола скважины.....	13
1.5 Геолого-технические мероприятия. Скважины с ГРП.....	14
ГЛАВА 2. МОДЕЛЬ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ.....	16
2.1 Адаптация.....	16
2.2 Адаптация модели на временном промежутке с ГТМ.....	19
ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОТ ГТМ.....	21
3.1 Постановка задачи.....	21
3.2 Разработка метода с использованием машинного обучения...	22
3.3 Пример работы метода. Прогнозирование эффекта от ГРП....	25
3.4 Результаты. Сравнение прогноза модели пьезопроводности с учетом и без учета разработанной методики.	31
ЗАКЛЮЧЕНИЕ.....	32
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ.....	34
ПРИЛОЖЕНИЕ.....	36

ВВЕДЕНИЕ

КСП (краткосрочное прогнозирование) – проект, созданный для прогнозирования дебита жидкости и дебита нефти на временном горизонте до 90 суток. Проект включает в себя три модели прогнозирования:

1. Модель пьезопроводности, которая опирается на решения уравнений нестационарной фильтрации. Главное преимущество модели – корректное описание физики процесса фильтрации жидкости в пористой среде.
2. CRM (Capacitance-resistive model), в свою очередь, основан на уравнениях материального баланса и Дарси. Преимущество данного метода является учет взаимовлияния скважин, что позволяет компенсировать главные недостатки уравнения пьезопроводности.
3. Модели машинного обучения (ElasticNet и XGBoost), не учитывающие физику напрямую. Главные их преимущества — гибкость и скорость расчета.

На завершающем этапе строится ансамбль, который на основании оценки точности моделей строит итоговый прогноз. В результате ансамбль должен показать более высокую точность по сравнению с каждой из моделей.

Одна из текущих задач по этому направлению – учет **геолого-технических мероприятий** (ГТМ) для модели пьезопроводности. Геолого-технические мероприятия — это работы, проводимые на скважинах с целью повышения их производительности. Примерами ГТМ являются, например, гидроразрыв пласта (ГРП) и кислотная ОПЗП.

При тестировании модель пьезопроводности показала приемлемую точность прогнозирования, однако при расчете скважин с запланированными мероприятиями возникают трудности, так как модель не учитывает их влияния на дебит.

В рамках КСП прогноз строится на основании набора адаптационных параметров, который зависит от модели скважины, модели границы и других факторов. Данный набор однозначно определяет вид кривой дебита (список параметров указан в таблице 1).

Таблица 1. Адаптационные параметры

Параметр	Ед. измерения
K (Проницаемость)	мД
$Skin$ (Скин фактор)	-
r_w (Радиус забойной зоны)	м
p_i (Начальное пластовое давление)	атм
L_{hor} (Длина горизонтального ствола)	м
x_f (Полудлина трещины)	м
$Kind\ code$ (Модель скважины)	-

Таким образом, задачу прогнозирования моделью Пьезопроводности можно свести к нахождению адаптационных параметров. Пример прогнозирования дебита жидкости представлен на рисунке 1.

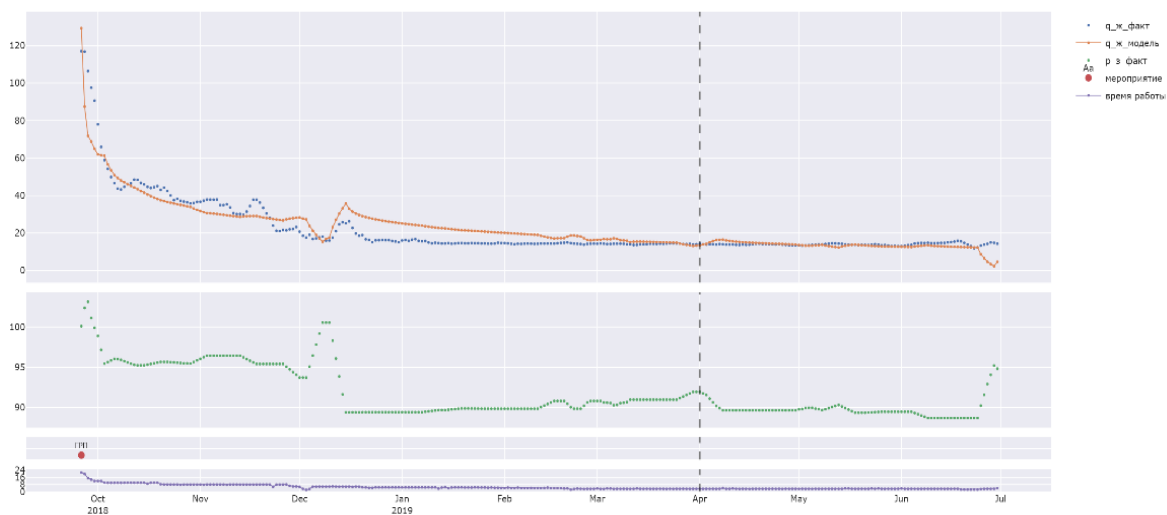


Рисунок 1. Пример прогнозирования моделью пьезопроводности

При проведении на скважине ГТМ, очевидно, что свойства скважины, и, следовательно, добыча нефти, потерпят изменения. С точки зрения математической модели, потерпят изменения некоторые адаптационные параметры, в зависимости от вида ГТМ. К примеру, проведенный на скважине ГРП повлечет за собой изменение полудлины трещины x_f .

Таким образом, задача данной работы заключатся в разработке методики оценки параметров, отвечающих за эффект после ГТМ.

ГЛАВА 1. ОСНОВНЫЕ ПОНЯТИЯ ТЕОРИИ ФИЛЬТРАЦИИ

1.1 Уравнение пьезопроводности

Для начала рассмотрим подробнее алгоритм, лежащий в основе модели пьезопроводности. Свое название модель приобрела благодаря уравнению пьезопроводности (уравнению нестационарной фильтрации), решение которого лежит в основе работы модели. В теории фильтрации данное уравнение является одним из основополагающих и позволяет вычислить поле давления в пласте при нестационарных процессах:

$$\frac{d^2 P}{dr^2} + \frac{1}{r} \frac{dP}{dr} = \frac{1}{\alpha} \frac{dP}{dt} \quad (1.1)$$

Здесь P – давление в пласте, α – коэффициент пьезопроводности.

Уравнение пьезопроводности (1.1) справедливо при следующих условиях:

- Пласт однородный и изотропный, проницаемость и пористость постоянны и не зависят от давления
- Флюид однофазный и мало сжимаемый
- Скважина сосредоточена по всей толщине пласта, это обеспечивает полностью радиальный поток
- Справедлив закон Дарси
- Режим пласта упругий
- Рассматриваются изотермические процессы

Как и все другие уравнения механики, уравнение пьезопроводности выводится из фундаментальных балансовых соотношений. Рассмотрим вывод уравнения.

В качестве закона сохранения количества движения выступает закон Дарси [9, 11–13]:

$$u_r = -\frac{k}{\mu} \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.2)$$

Уравнение неразрывности записывается в следующем виде:

$$\frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho u_r)}{\partial r} = -\phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (1.3)$$

Подставляя радиальную скорость u_r из закона Дарси (1.2) в уравнение неразрывности (1.3), получим:

$$\frac{k}{\mu} \cdot \frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho \frac{\partial P}{\partial r})}{\partial r} = \phi \frac{\partial \rho}{\partial t} \quad (1.4)$$

Как видно, полученное уравнение содержит в себе две зависимые переменные – функции давления и плотности. При этом, проницаемость и вязкость можно вынести за знак дифференциала, поскольку для жидкостей эти величины не зависят от давления.

Для того чтобы замкнуть систему необходимо наличие третьего уравнения – уравнения состояния, которое определит связь между давлением и плотностью $\rho = \rho(P)$. В случае однофазных жидкостей уравнение состояния может быть представлено с помощью модели флюида с постоянной сжимаемостью. Сжимаемость определяется как относительное изменение объема жидкости на единицу изменения давления при постоянной температуре [12]:

$$c = -\frac{1}{V} \left(\frac{\partial V}{\partial P} \right)_T \quad (1.5)$$

При постоянной массе $m = \rho V$ можно записать выражение (1.5) в терминах плотности:

$$c = \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \quad (1.6)$$

Используя выражение (1.6), выразим производную от плотности по времени:

$$\begin{aligned} \frac{\partial \rho}{\partial t} &= \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} \Rightarrow \\ \Rightarrow \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial t} &= \frac{1}{\rho} \frac{\partial \rho}{\partial P} \frac{\partial P}{\partial t} = c \frac{\partial P}{\partial t} \Rightarrow \frac{\partial \rho}{\partial t} = c \rho \frac{\partial P}{\partial t} \end{aligned} \quad (1.7)$$

Подставляя полученное выражение в правую часть (1.4), получим:

$$\frac{k}{\mu} \cdot \frac{1}{r} \frac{\partial(r\rho \frac{\partial P}{\partial r})}{\partial r} = \phi c \rho \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.8)$$

Здесь $c = c_t$ – сжимаемость всей системы, сумма сжимаемостей пласта и жидкости $c_t = c_f + c_l$.

Выражение (1.8) по-прежнему содержит в себе две зависимые переменные ρ и P , а также является нелинейным. Для его линеаризации, раскроем производную в левой части:

$$\frac{1}{r} \left(r\rho \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \rho \frac{\partial P}{\partial r} + r \frac{\partial P}{\partial r} \cdot \frac{\partial \rho}{\partial r} \right) = \frac{\phi c_t \rho \mu}{k} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.9)$$

Зная выражение для сжимаемости (1.6), аналогично действиям в (1.7), можно получить вид производной плотности по радиусу:

$$\frac{\partial \rho}{\partial r} = c_t \rho \frac{\partial P}{\partial r} \quad (1.10)$$

Подставляя выражение для $\frac{\partial \rho}{\partial r}$ из (1.10) в выражение (1.9), получим:

$$\frac{1}{r} \left(r\rho \frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \rho \frac{\partial P}{\partial r} + c_t \rho r \left(\frac{\partial P}{\partial r} \right)^2 \right) = \frac{\phi c_t \rho \mu}{k} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.11)$$

Поскольку градиент давления $\frac{\partial P}{\partial r}$ считается малой величиной, слагаемым $\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)^2$ можно пренебречь. Таким образом, поделив обе части на ρ , получим искомое уравнение пьезопроводности:

$$\frac{\partial^2 P}{\partial r^2} + \frac{1}{r} \frac{\partial P}{\partial r} = \frac{\phi c_t \mu}{k} \cdot \frac{\partial P}{\partial t} \quad (1.12)$$

1.2 Начальные и граничные условия

В большинстве случаев начальное условие для уравнения пьезопроводности определяется постоянным давлением в начальный момент времени в любой точке пласта [8, 12, 13]:

$$P(r, 0) = P_i, \quad r_w \leq r \leq r_e$$

Здесь r_w – радиус скважины, r_e – радиус границы пласта.

Граничные условия зависят от выбранной модели скважины и пласта. Если пласт неограничен, т. е. имеет бесконечную границу, то на границе пласта (внешнее Г. У.) принято ставить начальное давление:

$$P(r, t) = P_i, \quad r \rightarrow \infty \quad (t > 0)$$

Если коллектор имеет ограниченные размеры, то на границе давление считается либо равным нулю, либо опять же, начальному давлению:

$$P(r_e, t) = 0, \quad (t > 0), \quad \text{или} \quad P(r_e, t) = P_i, \quad (t > 0)$$

Также необходимо указать граничное условие в районе скважины (внутреннее Г. У.), т. е. при $r = r_w$. Если рассматривается вертикальная скважина, добывающая жидкость с постоянным дебитом на вскрытой поверхности $q = q_{sf}B$, где B – объемный коэффициент пласта, то граничным условием на скважине служит закон Дарси:

$$(u_r)_{r=r_w} = -\frac{q_{sf}B}{2\pi r_w h} = -\frac{k}{\mu} \left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_{r=r_w},$$

или, выражая $\frac{\partial P}{\partial r}$:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial r}\right)_{r=r_w} = -\frac{q_{sf}B\mu}{2\pi kh} \cdot \frac{1}{r_w}$$

1.3 Скин эффект

Скин эффект – это количественная характеристика степени загрязнения призабойной зоны пласта, приводящего к дополнительному перепаду давлений у стенок скважины (рис. 1.1), и, в следствии, снижению добычи по сравнению с идеальной скважиной. Данный эффект описывается безразмерной величиной – скин-фактором [5, 8]:

$$S = \frac{\Delta P_s}{\frac{q_{sf} B \mu}{2\pi k h}}, \quad \Delta P_s = P(r_w+, t) - P_{wf}(t)$$

Здесь P_w – забойное давление в идеальном случае, P_{wf} – забойное давление фактическое, знак «+» в выражении $P(r_w+, t)$ указывает на давление в точке сразу после r_w .

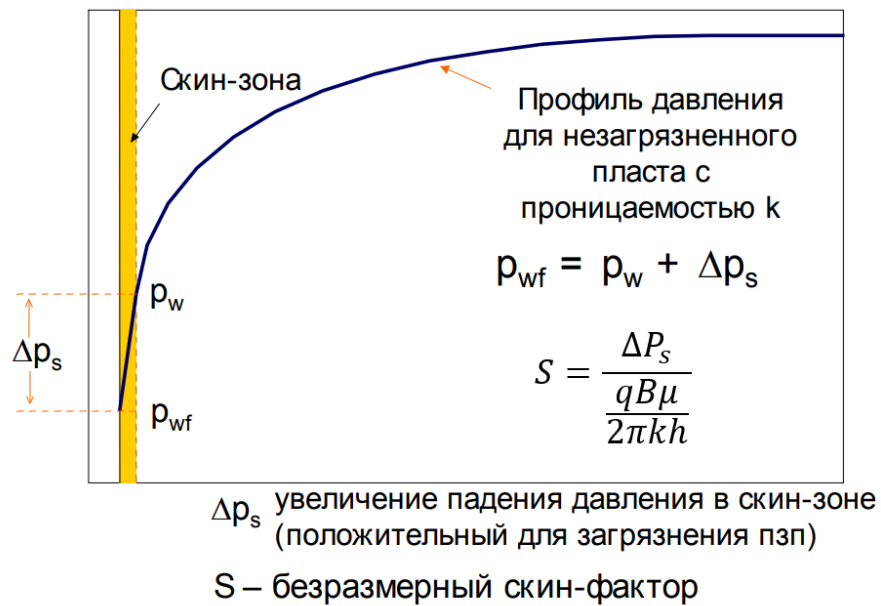


Рисунок 1.1 Определение скин-фактора

Таким образом, после решении уравнения пьезопроводности относительно $P(r, t)$, необходимо будет учесть дополнительный перепад давлений, вызванный скин эффектом. В дальнейшем нас будет интересовать профиль давления именно вблизи скважины и забойной зоны, т. е. при $r = r_w$. В этом случае, искомой функцией давления будет

$$P_{wf}(t) = P(r_w, t) + \Delta P_s = P(t) + S \frac{q_{sf} B \mu}{2\pi k h}$$

1.4 Влияние объема ствола скважины

Когда скважину приводят в эксплуатацию, жидкость под давлением устремляется к ее устью. При этом, из-за наличия протяженного ствола скважины между устьем и забоем, выход флюидов на поверхность происходит не сразу, а с некоторой задержкой по времени [8]. Аналогично, при закрытии скважины на устье, для проведения исследований или ремонтных работ, дебит притока со вскрытой поверхности забоя не сразу падает до нуля, а коллектор продолжает работу в закрытом стволе в течение некоторого времени, то есть, опять же, происходит некоторая задержка по времени. Это явление называется влиянием объема ствола скважины (ВСС).

При наличии ВСС, задавая дебит на поверхности необходимо учитывать тот факт, что ствол скважины может хранить и сливать жидкости. Тогда общий дебит на поверхности равен сумме дебитов разгрузки ствола скважины и дебита забоя:

$$q = q_{wb} + q_{sf}$$

Здесь

$$q_{wb} = \frac{24C}{B} \cdot \frac{dP_{wf}}{dt},$$

где C – коэффициент влияния объема ствола скважины

А дебит на забое, как и ранее, по закону Дарси:

$$q_{sf} = -\frac{2\pi kh}{B\mu} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w}$$

Таким образом, при учете влияние ствола, внутренне граничное условие преобразуется в следующее выражение [8, 12]:

$$\frac{24C}{B} \cdot \frac{dP_{wf}}{dt} - \frac{2\pi kh}{B\mu} \left(r \frac{\partial P}{\partial r} \right)_{r=r_w} = q$$

1.5 Геолого-технические мероприятия. Скважины с ГРП

При больших загрязнениях призабойной зоны и, как следствие, снижении добычи, на скважинах проводят различные геолого-технические мероприятия (ГТМ), с целью повышения их производительности. Одним из самых эффективных и часто используемых методов является гидроразрыв пласта.

Для математического описания скважин с ГРП используют 2 модели [7, 8]:

1. С конечной проводимостью
2. С бесконечной проводимостью

Модель с бесконечной проводимостью является более простой с точки зрения моделирования, поскольку в этом случае падение давления в трещине считается ничтожно малым [8, 12]. В случае низкой проводимости в трещине моделируют движение. В этом случае также необходимо задать 2 дополнительных параметра: ширину трещины w_f и проницаемость трещины k_f .

При моделировании трещины используют упрощенную геометрию, вводя следующие допущения [8, 15]:

- высота трещины равна толщине пласта
- трещина имеет симметричную двукрылую форму и распространяется от скважины в обе стороны на расстоянии x_f – полудлина трещины.
- длина и ширина трещины считаются постоянными

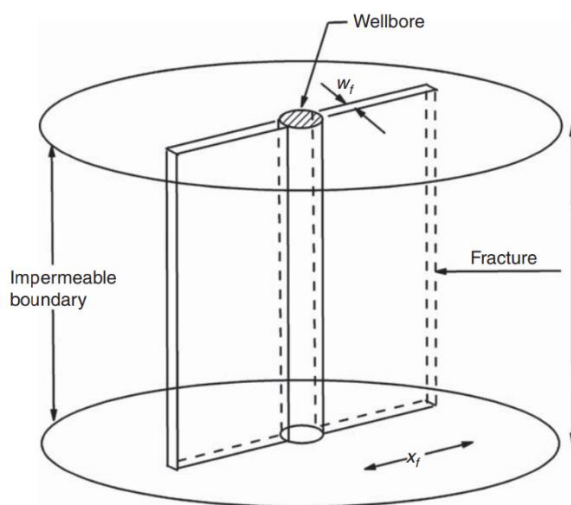


Рисунок 1.2 Геометрия трещины ГРП

Можно представить модель трещины в виде двух идентичных «прямоугольников» (рис. 1.2). Стоит добавить, что при моделировании скважины с трещиной удобнее пользоваться декартовыми координатами.

Рассмотрим вертикальную скважину с трещиной конечной проводимости. В этом случае закон Дарси, описывающий движение флюидов в трещине пласта, будет выглядеть следующим образом [15]:

$$u_x = \frac{k_f}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x}$$

Умножив обе части на $w_f h$, получим:

$$\frac{q_{sf}}{2} B = w_f h \frac{k_f}{\mu} \frac{\partial P}{\partial x} \quad (1.13)$$

Двойка в знаменателе указывает на то, что задача симметричная и достаточно рассмотреть лишь одно крыло трещины. Используя выражение (1.13), можно записать граничные условия [15]:

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x=0} = \frac{q_{sf} \mu B}{2 w_f k_f h}$$

$$\left(\frac{\partial P}{\partial x} \right)_{x=x_f} = P_i$$

ГЛАВА 2. МОДЕЛЬ ПЬЕЗОПРОВОДНОСТИ

В этой главе будет рассмотрен принцип работы предсказывающей модели пьезопроводности.

Предположим, что известны данные о дебите за некоторый промежуток времени в прошлом, с шагом в 1 день. Начертив временную шкалу с указанным шагом и продлив ее на будущий временной промежуток (≈ 90 суток), можно визуальным образом представить имеющиеся входные данные по графику дебита от времени (рис. 2.1).

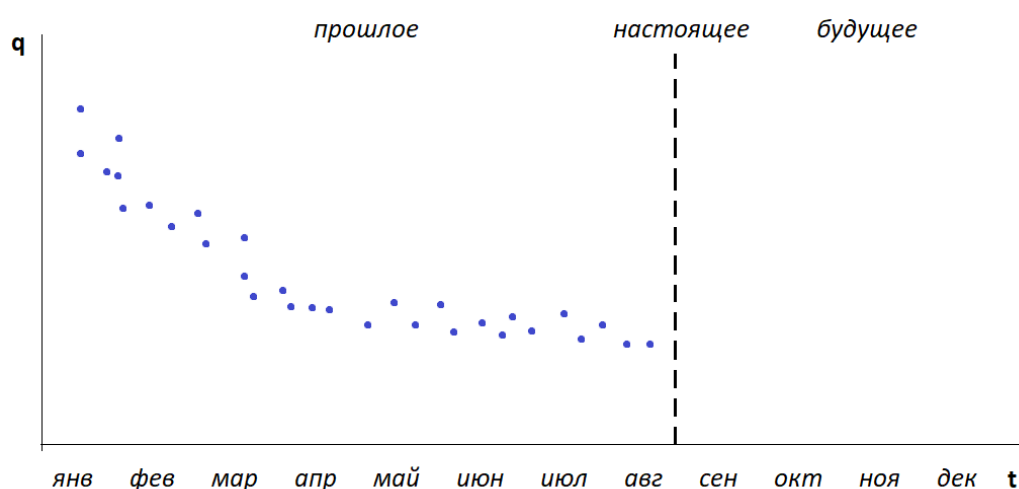


Рисунок 2.1 Входные данные

Задачу модели пьезопроводности можно сформулировать следующим образом: по имеющимся данным за предыдущий период необходимо спрогнозировать поведение дебита на последующем периоде. Алгоритм модели можно разделить на две части – адаптация и последующий прогноз.

2.1 Адаптация

Адаптация модели пьезопроводности по ретроспективным данным заключается в решении задачи оптимизации. Оптимизация проводится по функции ошибки:

$$E = \sum_{n=1}^N (q_{\text{факт}} - f(\mathbf{w}, t))^2$$

где $q_{\text{факт}}$ – фактический дебит, обозначенный на рисунке 2.1 синими точками, функция $f(\mathbf{w}, t)$ – некоторая аппроксимирующая функция, отвечающая за вид адаптируемой кривой. В качестве алгоритма оптимизации был выбран алгоритм Левенберга-Макгвардта. Объектом оптимизации являются адаптационные параметры $\mathbf{w} = (k, \text{Skin}, P_i, r_w, L_{\text{hor}}, x_f)$, входящие в функцию f .

Функция f определяется путем решения уравнения пьезопроводности. Рассмотрим подробнее нахождение этой функции.

Шаг 1. Для начала необходимо определить тип скважины и тип границы пласта. В рамках модели пьезопроводности используются следующие модели скважин:

- Вертикальная
- Горизонтальная
- Вертикальная с трещиной после ГРП
- Горизонтальная с трещиной после ГРП

Граница пласта рассматривается либо бесконечная, либо конечных размеров. От выбора модели скважины и типа границы зависят граничные условия для уравнения пьезопроводности.

Шаг 2. С учетом выбранной модели находится решение уравнения пьезопроводности в пространстве Лапласа $\bar{P}(r, s)$ [9, 11, 13]. Поскольку интересен профиль давления непосредственно в забойной зоне, пространственная координата приравнивается к характерному размеру скважины, т. е. в цилиндрических координатах полагается $r = r_w$, и $\bar{P}(r, s)_{r=r_w} = \bar{P}(s)$. Стоит также заметить, что вышеупомянутые параметры $\mathbf{w} = (k, \text{Skin}, P_i, r_w, L_{\text{hor}}, x_f)$ будут входить в состав решения для \bar{P} , т. е. $\bar{P} = \bar{P}(\mathbf{w}, s)$.

Для перехода от функции давления $\bar{P}(s)$ к функции дебита $\bar{q}(s)$ используют их связь в пространстве Лапласа [9, 11, 13]:

$$\bar{P}\bar{q} = \frac{1}{s^3}$$

Шаг 3. После получения образа решения для дебита $\bar{q}(s)$, необходимо найти его оригинал. Как правило, решение уравнения пьезопроводности в пространстве Лапласа имеет сложный вид и не поддается аналитическому обратному преобразованию, поэтому на практике применяются численные алгоритмы. Одним из самых популярных алгоритмов для решения задач нестационарного потока является алгоритм Стеффиста [12, 13]:

$$q(T) = \frac{\ln 2}{T} \sum_{i=1}^N V_i \bar{q}(s)_{s=i \frac{\ln 2}{T}}$$

где

$$V_i = (-1)^{\frac{N}{2}+i} \sum_{k=(i+1)/2}^{\min(i, N/2)} \frac{k^{\frac{N}{2}} (2k)!}{\left(\frac{N}{2} - k\right)! k! (k-1)! (i-k)! (2k-i)!}$$

Алгоритм Стеффиста позволяет найти точечные значения оригинала функции дебита $q(T)$ в момент времени T , зная ее образ $\bar{q}(s)$. Значение параметра N обычно выбирается в интервале $6 \leq N \leq 18$, или определяется в результате численного эксперимента.

Очевидно, что параметры \mathbf{w} , входящие в решение для давления $\bar{P}(\mathbf{w}, t)$ также войдут в состав функция дебита $q = f(\mathbf{w}, t)$.

Таким образом получена аппроксимирующая функция f , и далее она может быть подставлена в функцию ошибки $E = \sum_{n=1}^N (q_{\text{факт}} - f(\mathbf{w}, t))^2$ для дальнейшей оптимизации. В результате адаптации находится набор адаптационных параметров $\mathbf{w} = (k, Skin, P_i, r_w, L_{hor}, x_f)$, однозначно определяющий вид кривой дебита.

2.2 Адаптация модели на временном промежутке с ГТМ

Предположим, что промежуток адаптации включает в себя некоторый ГТМ. При успешном проведении геолого-технических мероприятий, очевидно, что добыча возрастет, и в этом случае будет наблюдаться скачок кривой дебита на графике $q(t)$ (рис. 2.2а).

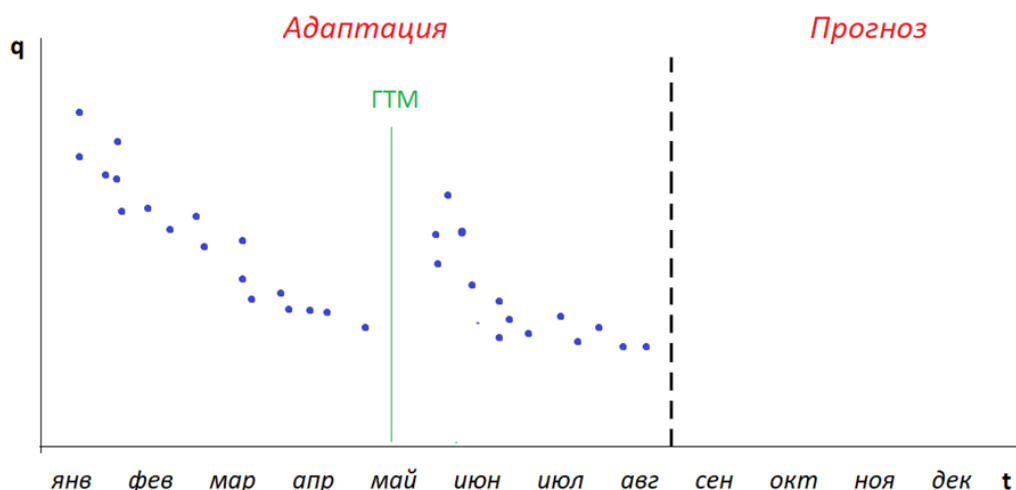


Рисунок 2.2а. ГТМ на промежутке адаптации

Как уже было отмечено ранее, в модели пьезопроводности вид кривой дебита однозначно определяется набором адаптационных параметров w . Это означает, что проведенный на скважине ГТМ повлечет за собой изменение некоторых из них. К примеру, проведенный на скважине ГРП приведет к росту полудлины трещины, а кислотная ОПЗП приведет к изменению скин фактора:

$$\text{ГРП} \rightarrow \Delta x_f, \quad \text{ОПЗП} \rightarrow \Delta Skin$$

В этом случае модель пьезопроводности действует по следующему алгоритму:

1. Участок делится на две части: до и после ГТМ. На первом участке проводится стандартная адаптация по всем адаптационным параметрам, определяется первичный набор адаптационных параметров $w_1 = (w_1, w_2, w_3 \dots, w_n)$.
2. Далее, исходя из вида ГТМ, определяется какие параметры поменяются в следствии мероприятия, а какие останутся неизменными.

3. Проводится адаптация на втором промежутке только по тем параметрам, на которые должно оказать влияние ГТМ $w_2 = ([w_1, w_2, w_3 \dots]_{\text{фикс}}, \Delta w_n)$, при этом оставшиеся параметры фиксируются с пункта 1 (рис. 2.2б).

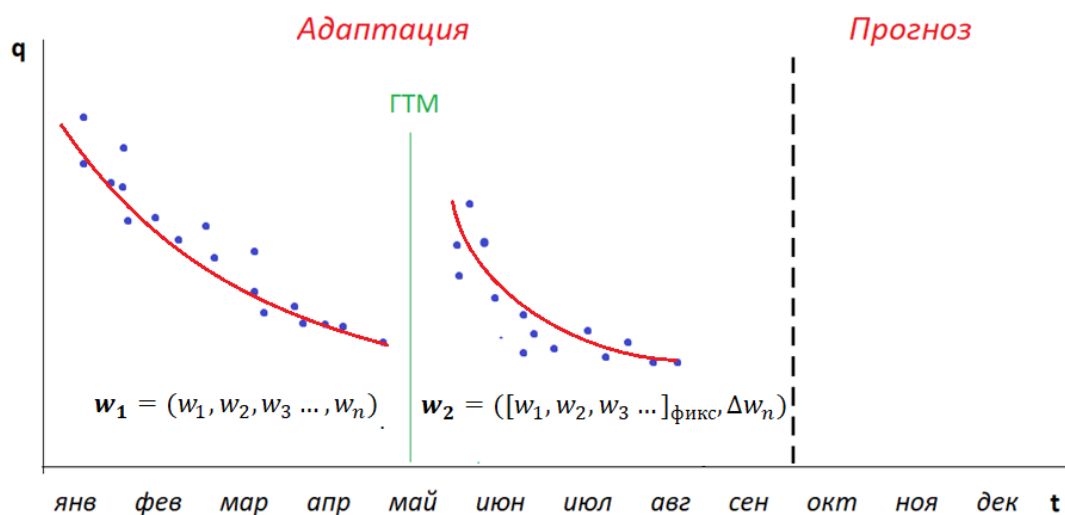


Рисунок 2.2б Адаптация при наличии ГТМ

В результате, на выходе создается столько наборов адаптационных параметров, сколько было проведено мероприятий не считая первоначальный. Прогноз строится по последнему набору.

ГЛАВА 3. РАЗРАБОТКА МЕТОДА ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭФФЕКТА ОТ ГТМ

В предыдущей главе было показано, как модель пьезопроводности учитывает эффект от проведенных ГТМ на промежутке адаптации. Но здесь можно задаться вопросом: есть ли возможность учесть эффект от планируемого ГТМ на дебит в будущем, т. е. непосредственно на прогнозе (рис. 3.1)? Данная задача затрудняется тем, что на момент прогнозирования, за 3–1,5 месяца, нет никаких подробных сведений о планирующемся ГТМ. В этом случае можно полагаться только на имеющиеся данные по скважинам за предыдущие периоды и на методы статистики. В данной главе будет рассмотрен разработанный метод на основе машинного обучения для решения поставленной задачи.

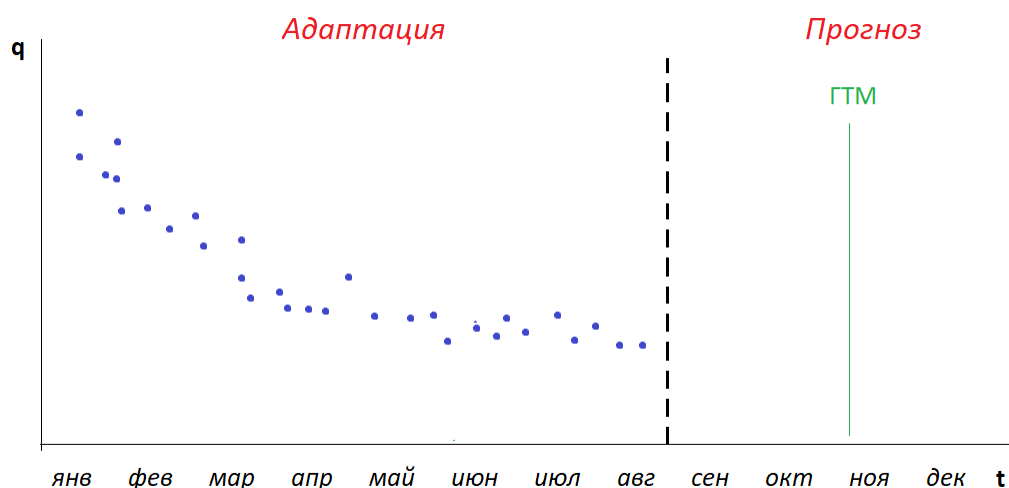


Рисунок 3.1 Запланированный на будущее ГТМ

3.1 Поставка задачи

Для реализации метода имеются следующие данные:

1. История дебита жидкости и нефти на скважинах из трех месторождений с 2018 года
2. Сведения о проведенных ГТМ на скважинах из трех месторождений
3. Таблица с видами ГТМ и параметрами, изменяющимися в следствии этих ГТМ

4. Код программы модели пьезопроводности, реализованный на языке python.

Располагая входными данными по скважинам из имеющихся месторождений, необходимо спрогнозировать эффект от запланированного в будущем ГТМ. Поскольку в рамках модели пьезопроводности кривая дебита определяется набором адаптационных параметров, задачу прогнозирования эффекта от запланированного ГТМ можно свести к прогнозированию адаптационных параметров, изменяющихся после данного ГТМ. Если определить значение этих параметров на момент после проведения мероприятия, то можно будет без труда построить кривую прогноза.

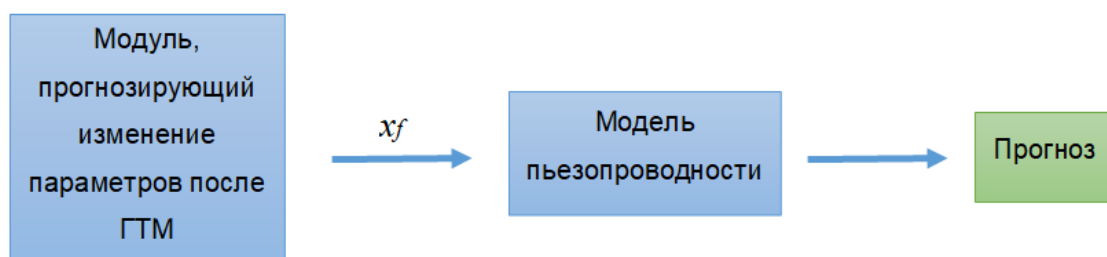


Рисунок 3.2 Концепция работы модели

3.2 Разработка метода с использованием машинного обучения

Поскольку заранее параметры ГТМ неизвестны, задача предсказания по физически обоснованным методам невозможна. Однако с точки зрения методов статистики и машинного обучения, располагая некоторой выборкой, есть шанс предсказать целевую переменную, тем самым, решая задачу регрессии.

Для решения поставленной задачи был разработан метод с использованием машинного обучения с адаптационными параметрами в качестве предикторов. Рассмотрим алгоритм данного метода:

Шаг 1. Для реализации модели машинного обучения, естественно, необходимо собрать обучающую выборку. Вначале из имеющихся месторождений отбираются скважины с рассматриваемым видом ГТМ. Далее, сборка выборки проводится в два этапа.

1. На первом этапе выбирается временной промежуток от начала исследования, до даты ГТМ (рис. 3.3). На данном промежутке проводится адаптация модели пьезопроводности. Полученные адаптационные параметры будут представлять нецелевые признаки обучающей выборки.

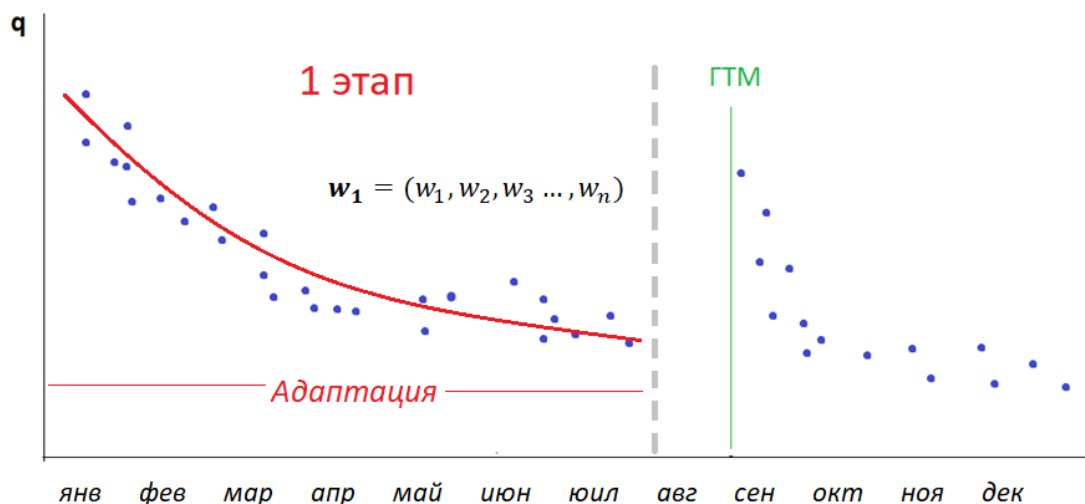


Рисунок 3.3. Первый этап сборки обучающей выборки

2. На втором этапе модель пьезопроводности адаптируется на период после ГТМ (рис. 3.4). При этом, начиная с даты ГТМ, варьируются только те параметры, на которые влияет исследуемый ГТМ. Остальные адаптационные параметры с первого этапа фиксируются.

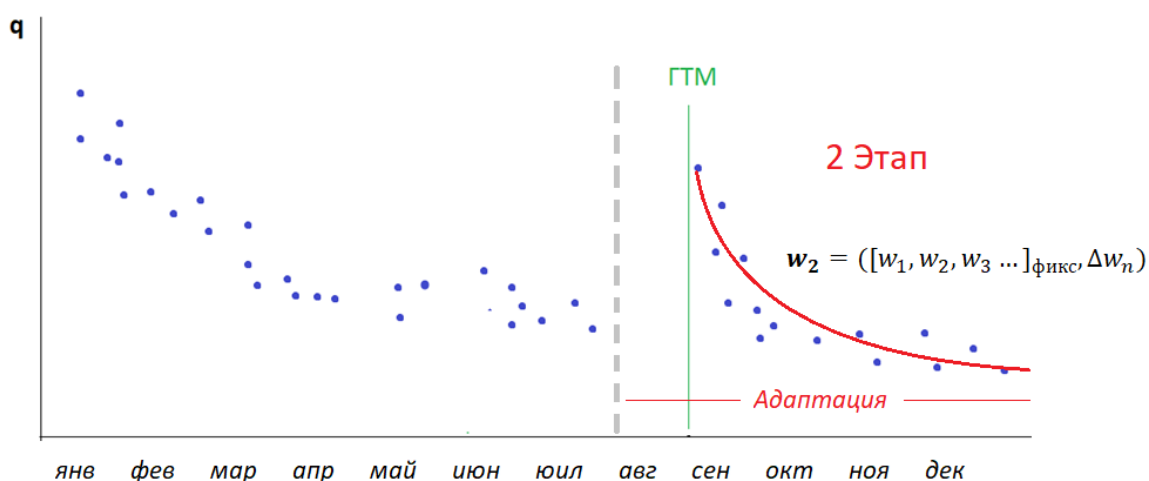


Рисунок 3.4. Второй этап сборки обучающей выборки

Шаг 2. В результате сборки должна получиться выборка из адаптационных параметров до ГТМ в качестве нецелевых признаков, и адаптационный(е) параметр, полученный на втором этапе, то есть после ГТМ. Перед применением модели машинного обучения необходимо выполнить обработку данных, масштабирование, поиск и удаление аномалий, выявление сильно коррелирующих столбцов и т. д.

В качестве функции масштабирования используется функция $\ln(1 + x)$ (рис. 3.5).

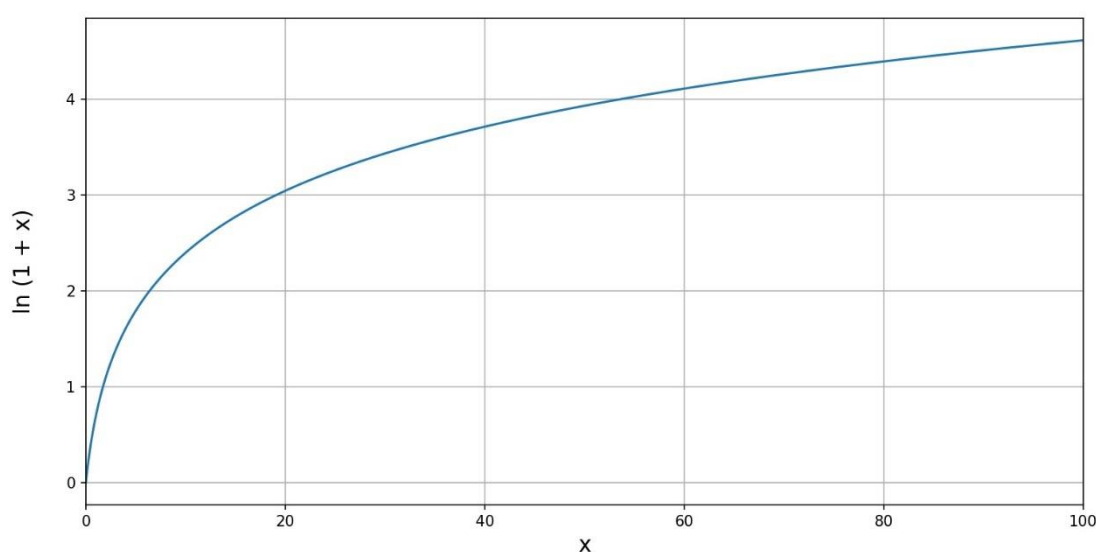


Рисунок 3.5. График функции $\ln(1 + x)$

Применение данной функции не зависит от объема выборки, минимального/максимального значения, дисперсии и других статистических величин. Более того, помимо масштабирования, у этой функции есть еще одно большое преимущество: логарифм позволяет избавиться от аномалий, уменьшая их вес во всей выборке. Однако не стоит забывать, что логарифм имеет некоторые ограничения, связанные с областью определения – функция применяется только для неотрицательных величин.

Шаг 3. Подготовив данные, нужно разделить выборку на обучающую и тестовую части, а также выбрать модель машинного обучения. В данной работе

предпочтение было отдано ансамблевому алгоритму XGBoost, основанному на деревьях решений. Гиперпараметры алгоритма определялись по коэффициенту детерминации (r2 score) на тестовой выборке, так чтобы при их варьировании добиться его максимально возможного значения.

Шаг 4. После обучения осталось собрать результаты предсказания целевой переменной по скважинам из тестовой выборки и протестировать их, подавая в модель пьезопроводности. Если точность прогноза дебита оказалась выше с учетом работы разработанной методики, метод можно считать удачным.

3.3 Пример работы метода. Прогнозирование эффекта от ГРП

В качестве примера был выбран один из наиболее известных видов ГТМ – ГРП. После проведения ГРП, изменившимся параметром будет полудлина трещины x_f . Соответственно, задачей разработанной методики будет предсказать ее значение для дальнейшей передачи в модель пьезопроводности.

Для начала, был проведен сбор выборки для обучения. После первого этапа сборки были получены нецелевые признаки (рис. 3.6 а):

well	kind_code	permeability	skin	res_radius	pressure_initial	xf до ГРП
СКВ 1	0	1.657196	1.724600	469.499832	345.157064	18.579125
СКВ 2	1	62.486172	1.669131	597.023256	196.105949	33.246085
СКВ 3	0	5.982306	1.998720	692.611574	402.357059	33.246085
СКВ 4	1	7.726773	1.919320	580.077464	166.042012	55.007609
СКВ 5	0	17.494331	1.825408	899.191904	202.167175	16.584591

Рисунок 3.6 а. Нецелевые признаки

Здесь «well» - имя скважины, «kind_code» - модель скважины (0 – вертикальная с ГРП. 1 – горизонтальная с ГРП), «permeability» - проницаемость, «skin» - скин фактор, «res_radius» - радиус скважины, «pressure_initial» - начальное давление, «xf до ГРП» - полудлина трещины до ГРП.

После второго этапа сборки, была получена целевая переменная (рис. 3.6 б):

well	xf после ГРП
СКВ 1	234.749915
СКВ 2	141.924000
СКВ 3	141.924000
СКВ 4	249.999985
СКВ 5	34.808934

Рисунок 3.6 б. целевая переменная

Далее, необходимо провести анализ данных. По тепловой диаграмме (рис. 3.7) можно убедиться в том, что сильной линейной корреляции между признаками нет.

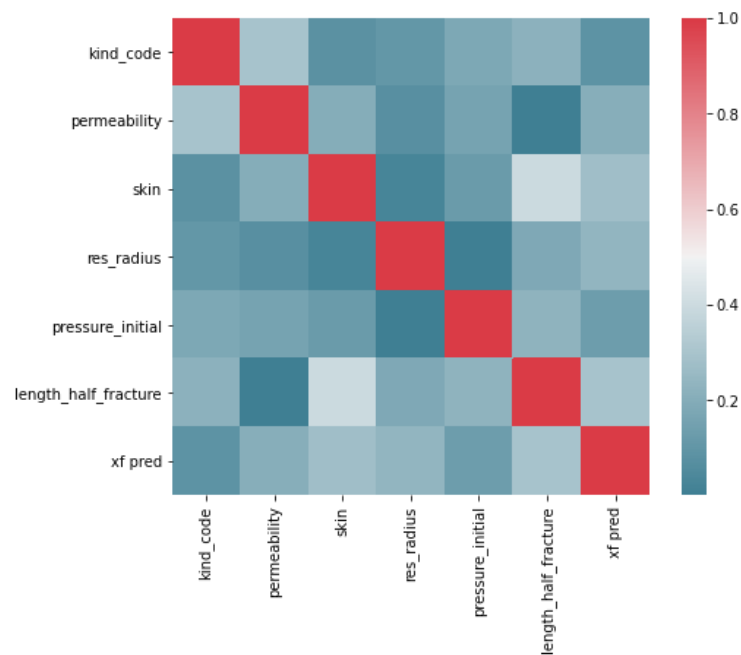


Рисунок 3.7. Линейная корреляция между признаками

Теперь, рассмотрим распределение признаков (рис. 3.8 а).

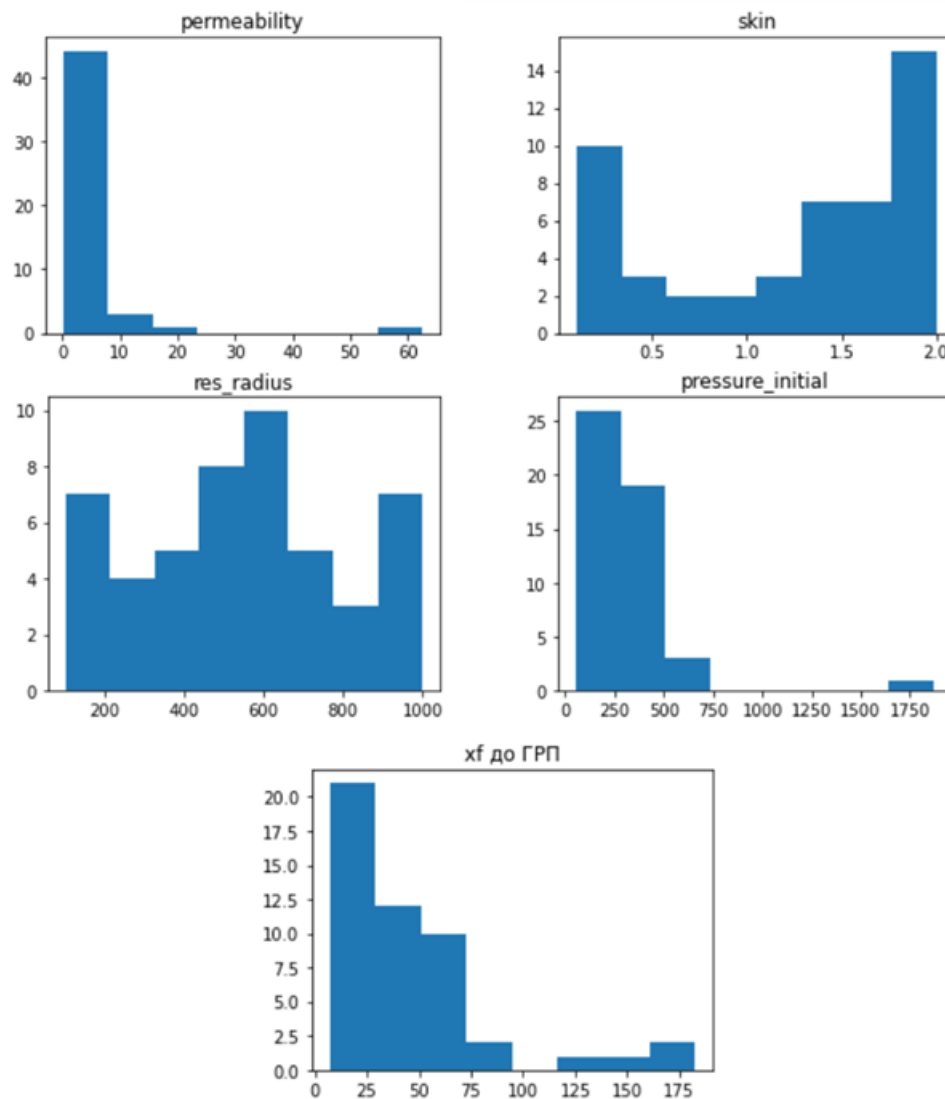


Рисунок 3.8 а. Распределение признаков

По распределению признаков можно заметить, что проницаемость и начальное давление включают в себя выбросы. Также, все признаки нуждаются в масштабировании. С одной стороны, при использовании моделей машинного обучения на основе деревьев решения, вышеперечисленные проблемы не являются критичными, однако даже в этом случае рекомендуется проделать обработку данных.

Как было указано в предыдущем параграфе, к данным применяется функция $\ln(1 + x)$. В результате данные будут иметь следующее распределение (рис. 3.8 б):

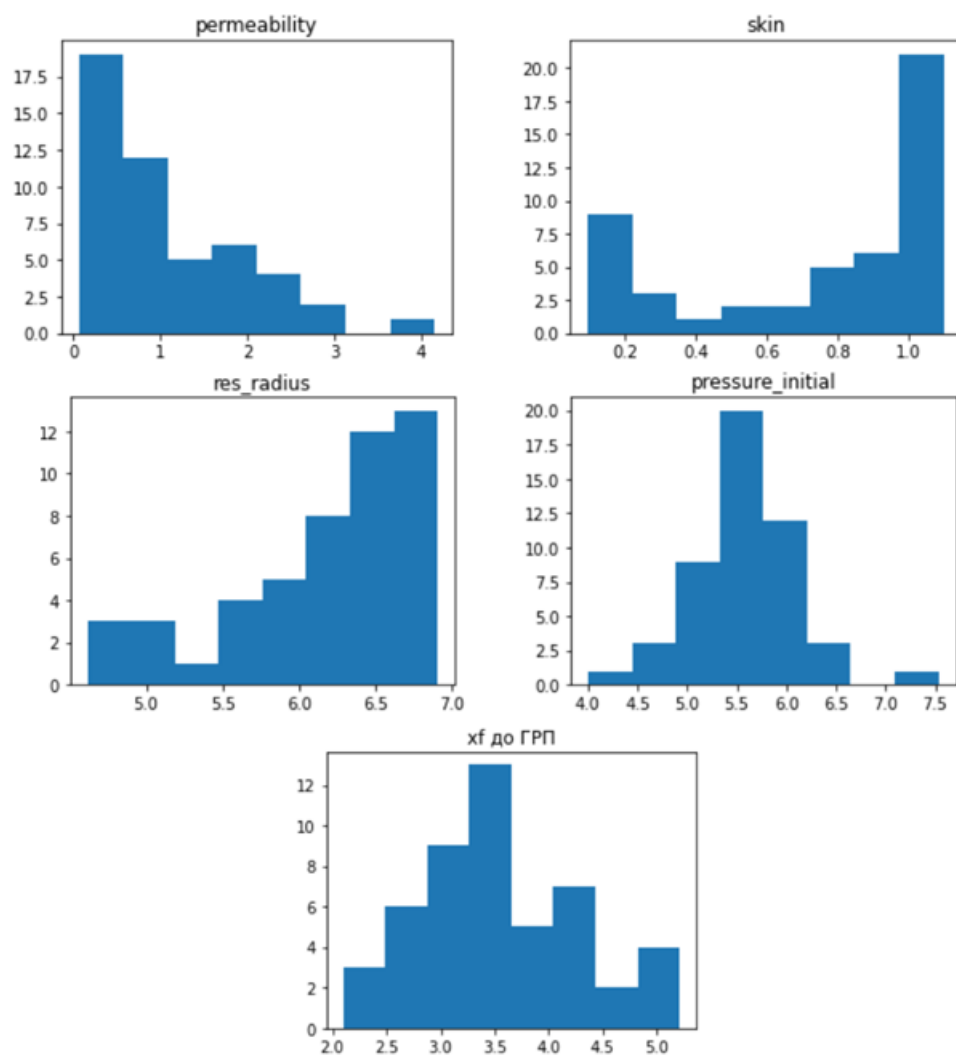


Рисунок 3.8 б. Распределение признаков после масштабирования

После масштабирования, можно заметить, что выбросы, присутствовавшие в выборке, исчезли, а распределения начального давления и полудлины трещин до ГРП стали ближе к нормальному.

После обработки данных выборка была разделена на обучающую и тестовую части в соотношении 80% на 20%, соответственно. В качестве модели выступал алгоритм XGBoost, с бустером gmtree.

Точность прогноза по коэффициенту детерминации составила $r^2 score = 0,63$. Разумеется, такая точность прогноза не является высокой, однако если с учетом этой точности, предсказательная сила модели пьезопроводности увеличится, то метод можно считать успешным. Ниже представлены графики точности прогноза XGBoost на тестовой выборке (рис. 3.9 а-е).

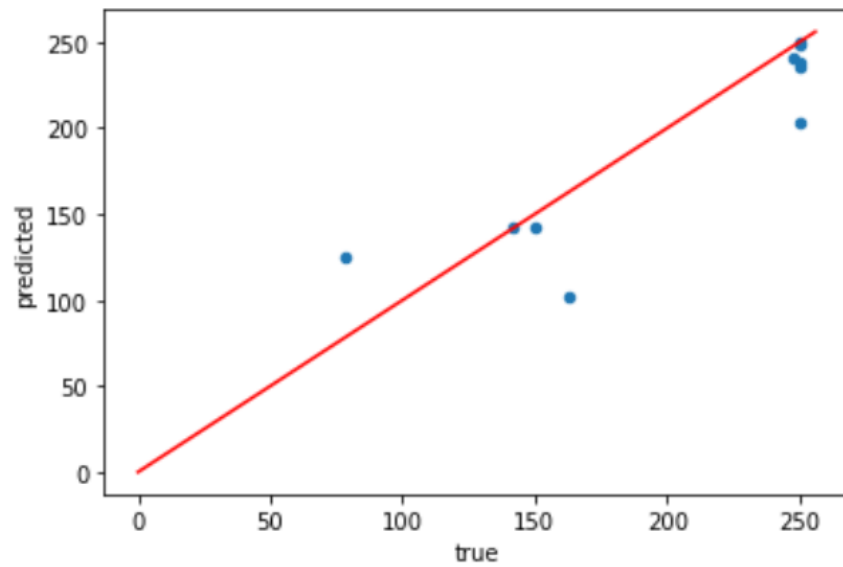


Рисунок 3.9 а. График точности прогноза модели МО на тестовой выборке. Отклонение предсказанного значения от фактического.

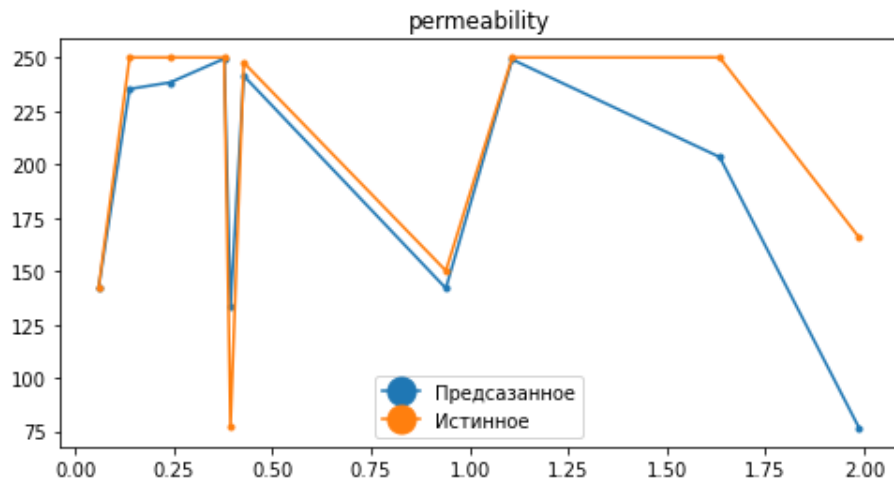


Рисунок 3.9 б. График точности прогноза модели МО на тестовой выборке по проницаемости

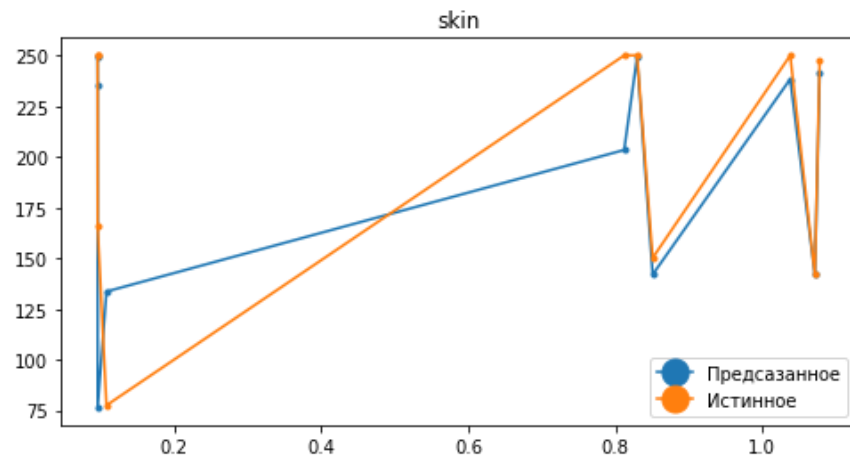


Рисунок 3.9 в. График точности прогноза модели МО на тестовой выборке по скин-фактору

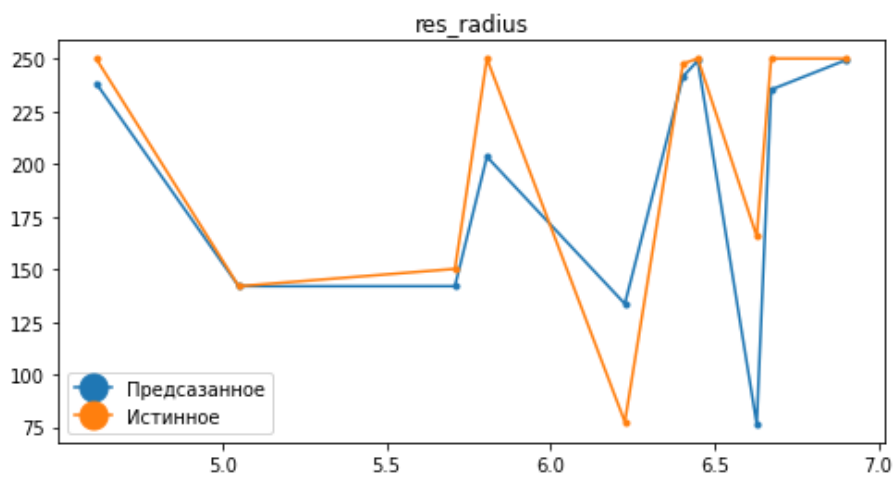


Рисунок 3.9 г. График точности прогноза модели МО на тестовой выборке по радиусу

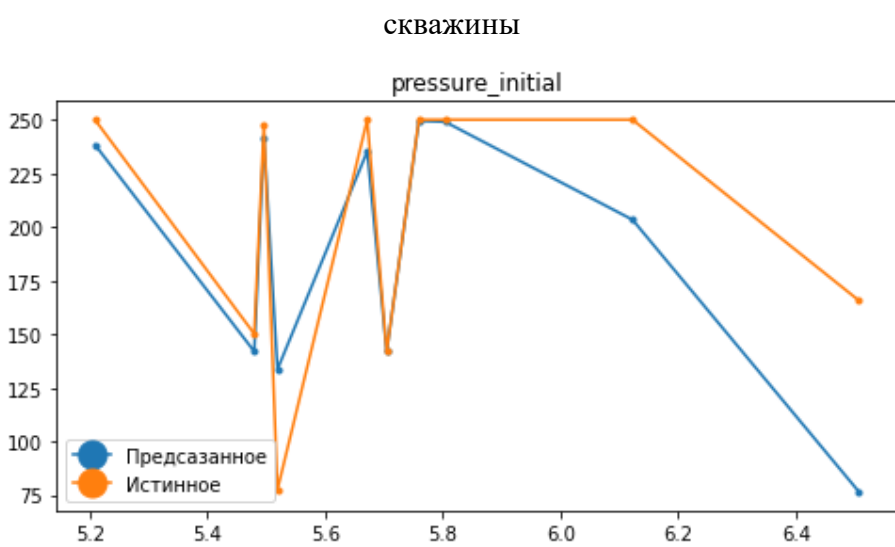


Рисунок 3.9 д. График точности прогноза модели МО на тестовой выборке по начальному давлению

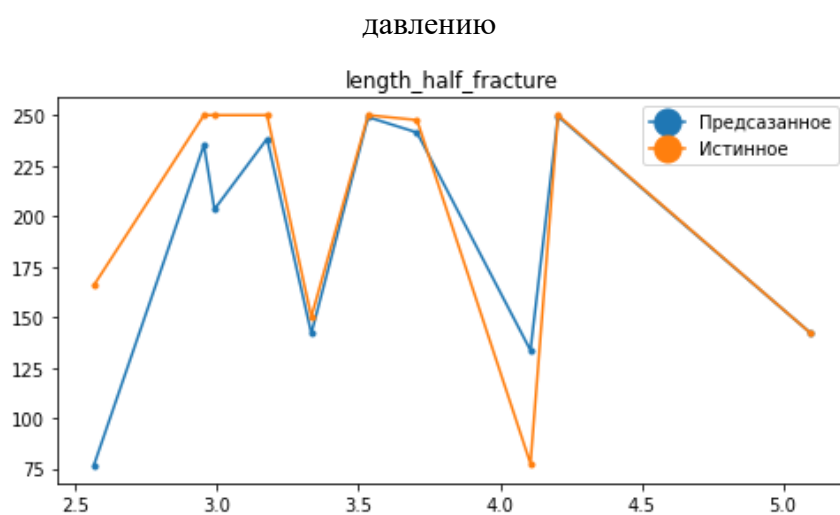


Рисунок 3.9 е. График точности прогноза модели МО на тестовой выборке по изначальной полудлине трещины

3.4 Результаты. Сравнение прогноза модели пьезопроводности с учетом и без учета разработанной методики.

Скважины, попавшие в тестовую выборку, были рассчитаны моделью пьезопроводности в двух случаях. В первом случае прогноз проводился без учета разработанной методики. Во втором случае, в модель пьезопроводности, в момент времени после ГРП был передан спрогнозированный параметр x_f . В обоих случаях, для сравнения результатов прогноза, был посчитан корень среднеквадратической ошибки (RMSE). Диаграмма с полученными ошибками в двух случаях представлена на рисунке 3.10.

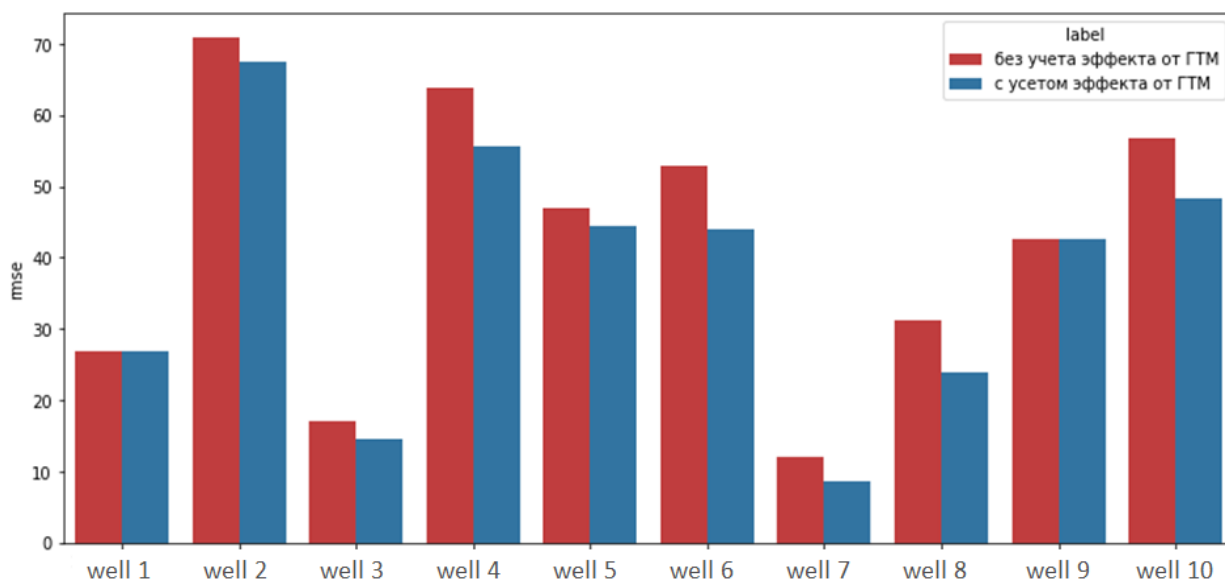


Рисунок 3.10. RMSE на тестовых скважинах с учетом разработанной методики и без

По графику можно увидеть, что ошибка в случае с прогнозированием с учетом разработанной методики меньше, чем в первоначальном случае. Таким образом, удалось улучшить прогноз дебита на протестированных скважинах, и работу метода можно считать успешной. Графики прогноза модели пьезопроводности представлены в приложении к работе.

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе была продемонстрирована работа разработанного метода для оценки влияния ГТМ на прогноз добычи, на примере ГРП. Не пренебрегая общностью, можно сказать, что метод применим также и для других видов ГТМ, и алгоритм работы будет аналогичен случаю с ГРП.

В случае с ГРП, при анализе графика RMSE, можно заметить, что, не считая первой и девятой скважины, где точность прогноза не практически изменилась, наблюдаемое улучшение прогноза на протестированных скважинах варьируется в пределах 15–20%. Основной же вклад в ошибку вносят фактические и спрогнозированные данные дебита в первые дни после ГРП, поскольку модель пьезопроводности не очень чувствительна к резким скачкам дебита (рис. 4). Однако далее, можно заметить приближение кривой прогноза к фактическим данным, после учета влияния ГРП. Стоит также отметить, что ни в одном случае не было замечено ухудшения прогноза после учета эффекта от ГРП.

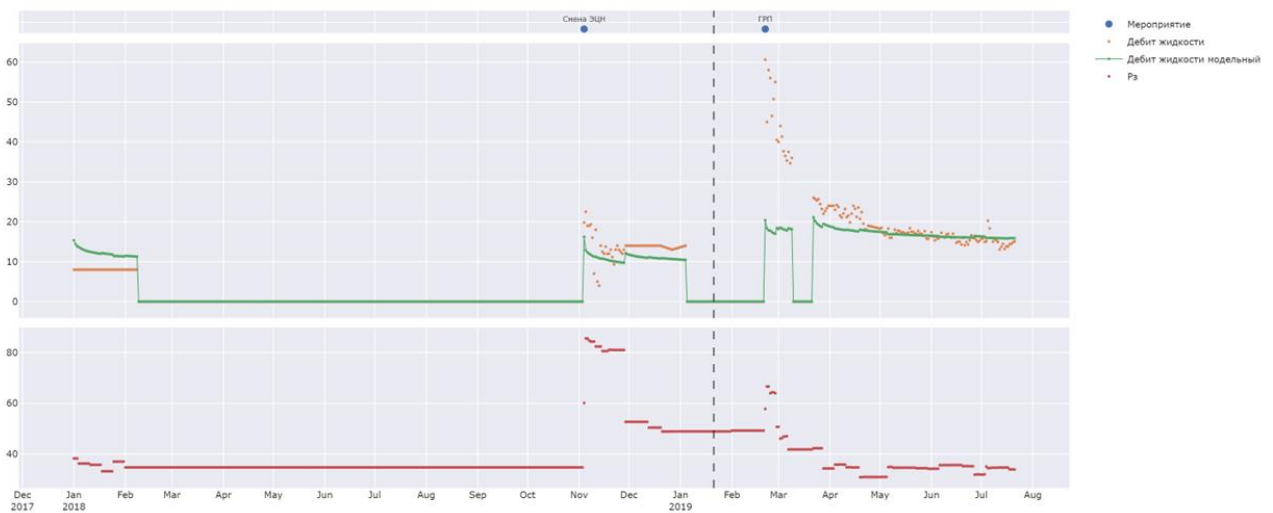


Рисунок 4. Прогноз дебита на скважине №7

В дальнейшем метод можно усовершенствовать, добавляя больше данных в обучающую выборку, рассматривая новые месторождения. Также возможен

сбор дополнительных данных за счет рассматривания разных временных промежутков на одних и тех же скважинах.

Таким образом, можно считать работу метода успешно выполненной, и рассмотреть дальнейшее внедрение его в модель пьезопроводности, добавляя при этом новые виды ГТМ.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННОЙ ЛИТЕРАТУРЫ

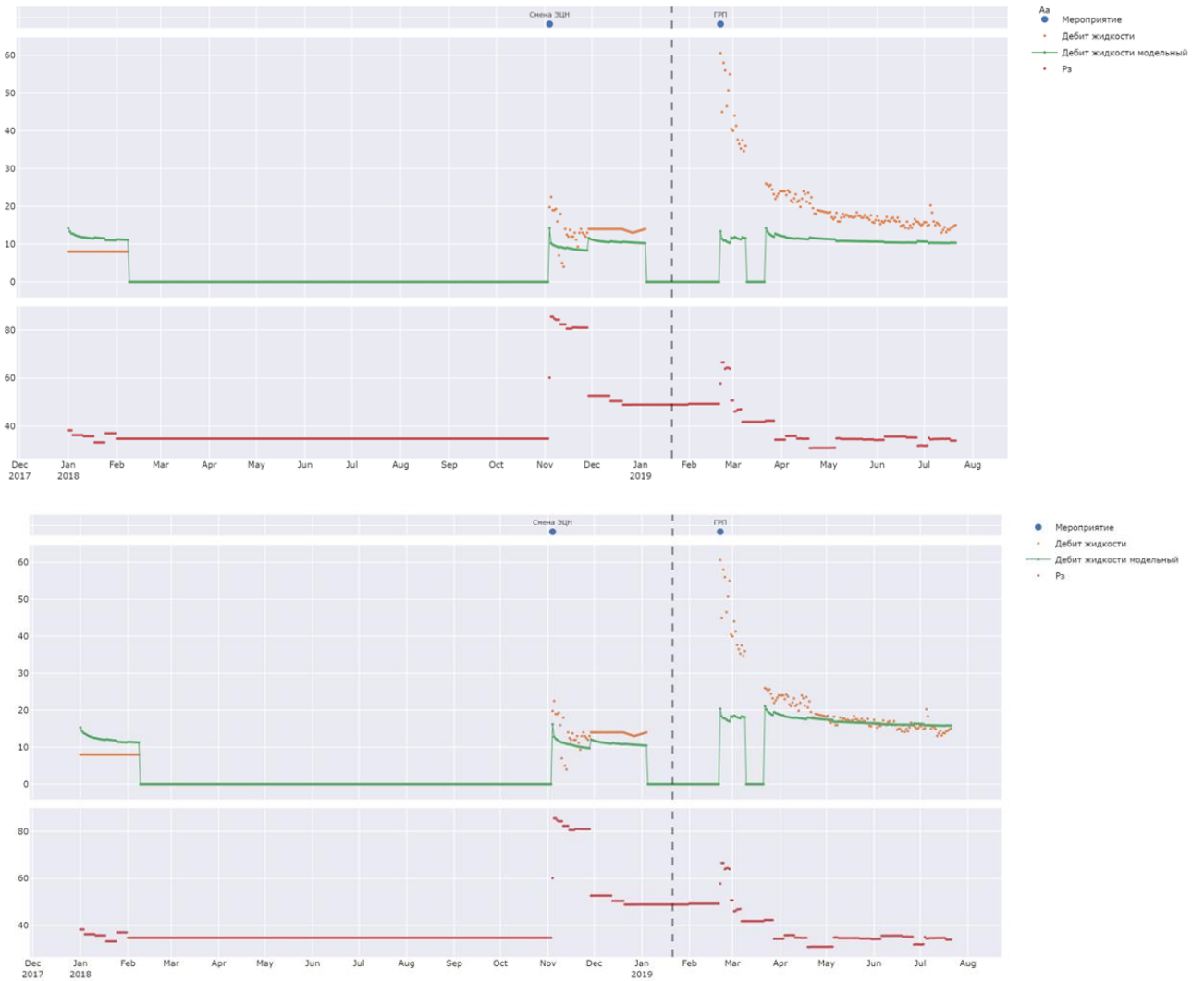
1. Басниев К. С., Власов А. М., Кочина И. Н., Максимов В. М. “Подземная гидравлика”. – М.: Недра, 1986.
2. Воробьева Л. В., Гальвас А. Ю., Кузьмин Т. В., Шевелев П. В. “Основы нефтегазового дела”
3. Коршунова Л. Г., Якушев А. В. “Методические указания к выполнению практических занятий по дисциплине математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли”. / Нефтегазовое дело, – 2017
4. Кременецкий М. И., Ипатов А. И. “гидродинамические и промышленно-технологические исследования скважин”.
5. Кулагина Т. Е., Гидродинамические исследования эксплуатационных и нагнетательных скважин
6. Курочкин В. И., Санников В. А., “Теоретические основы и анализ гидродинамических исследований скважин”, / Нефтегазовые компьютерные технологии, – 2015.
7. Павельева Ю. Н. “Разработка модуля планирования исследований ГДИС на основе ценности информации”
8. Houzé Olivier, Viturat Didier, Ole S. Fjaere. “Dynamic Data Analysis”. – KAPPA, 1988-2009
9. Ozkan E. “Applied mathematics of fluid flow in porous media”.
10. Ozkan E, “Performance of horizontal wells”.
11. Ozkan E, R. Raghavan. “A method for computing unsteady flows in porous media” / Pitman Research Notes in Mathematics Series. – 1994.
12. Stewart G. “Well Test Design and Analysis” / Library of Congress Cataloging-in-Publication Data – 1940.
13. Van Everdingen A. F., Hurst W. “The application of the Laplace transformation to flow problems in reservoirs” // Petroleum Transactions, AIME, – 1949.

14. Van Everdingen A. F., “The skin effect and its influence on the productive capacity of a well”
15. Wanjing Luo. “A Semianalytical Solution of a Vertical Fractured Well With Varying Conductivity Under Non-Darcy-Flow Condition”
16. X. Yang, Z. Sun, Y. Jin, S. Shi, M. Wu. “Analysis of Pressure and Production Transient Characteristics of Composite Reservoir with Moving Boundary”

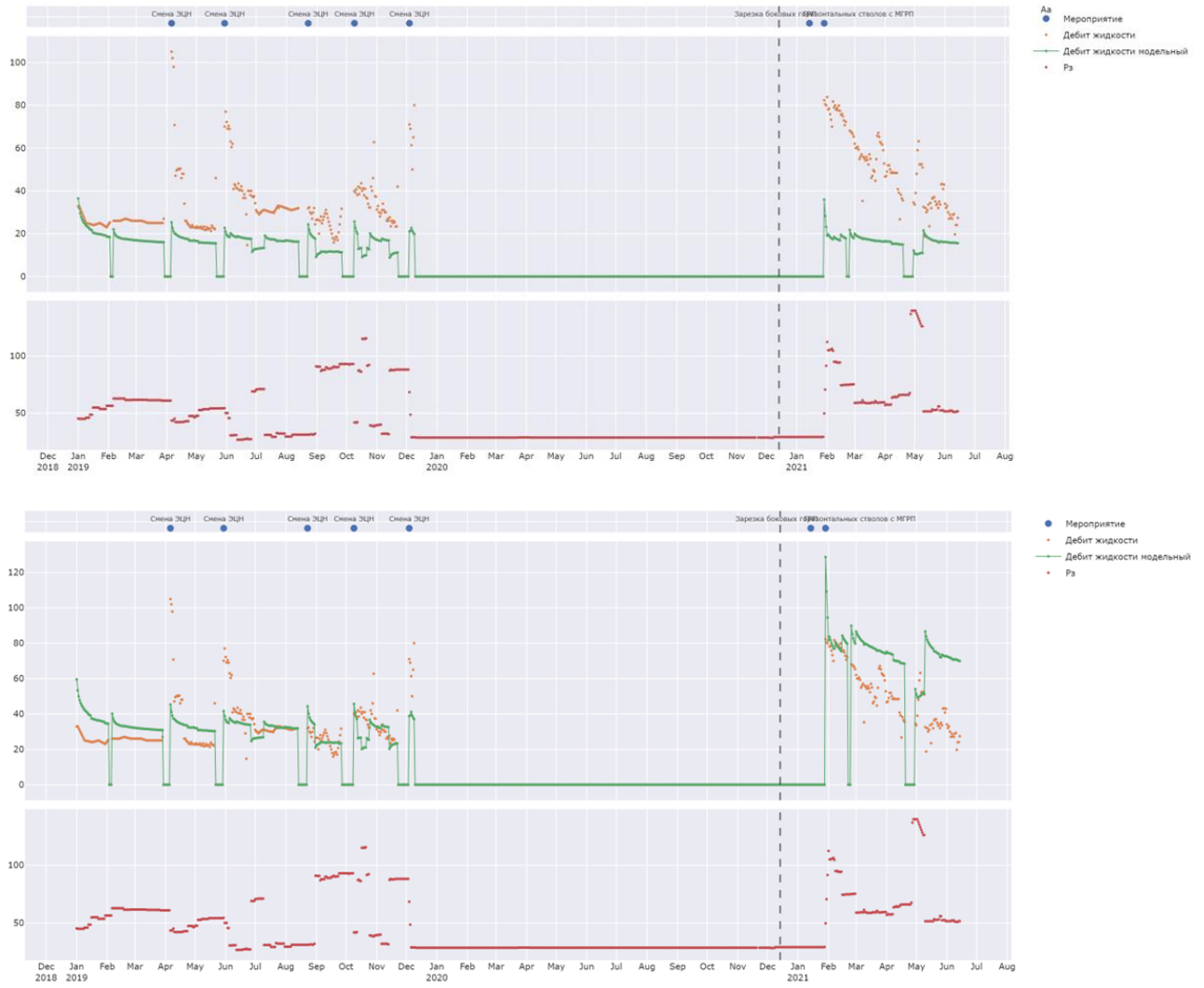
ПРИЛОЖЕНИЕ

Графики прогноза дебита жидкости с учетом и без эффекта от ГРП

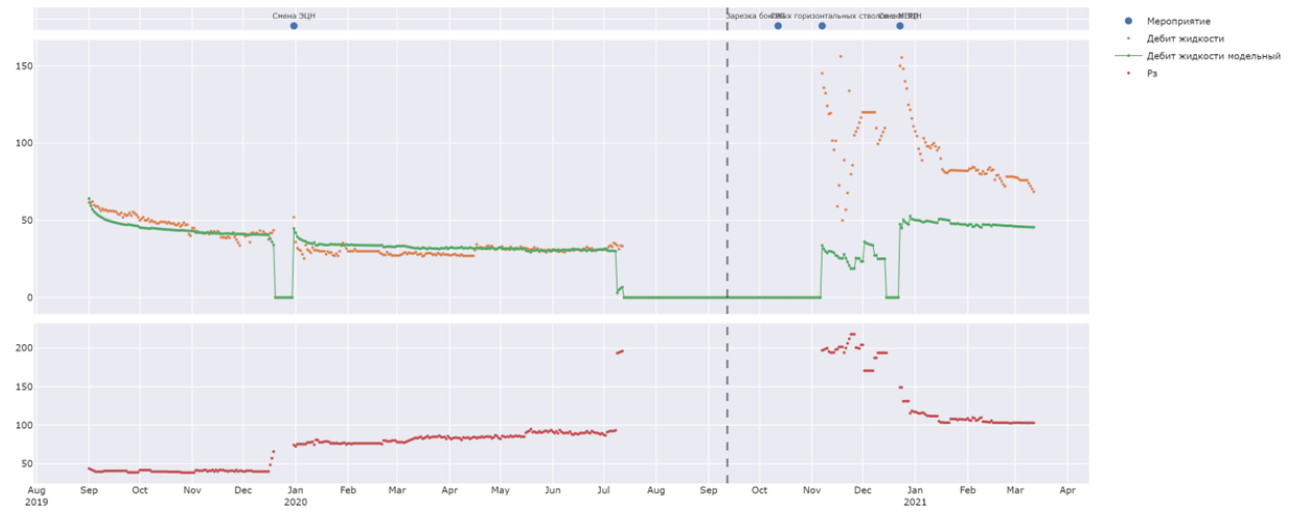
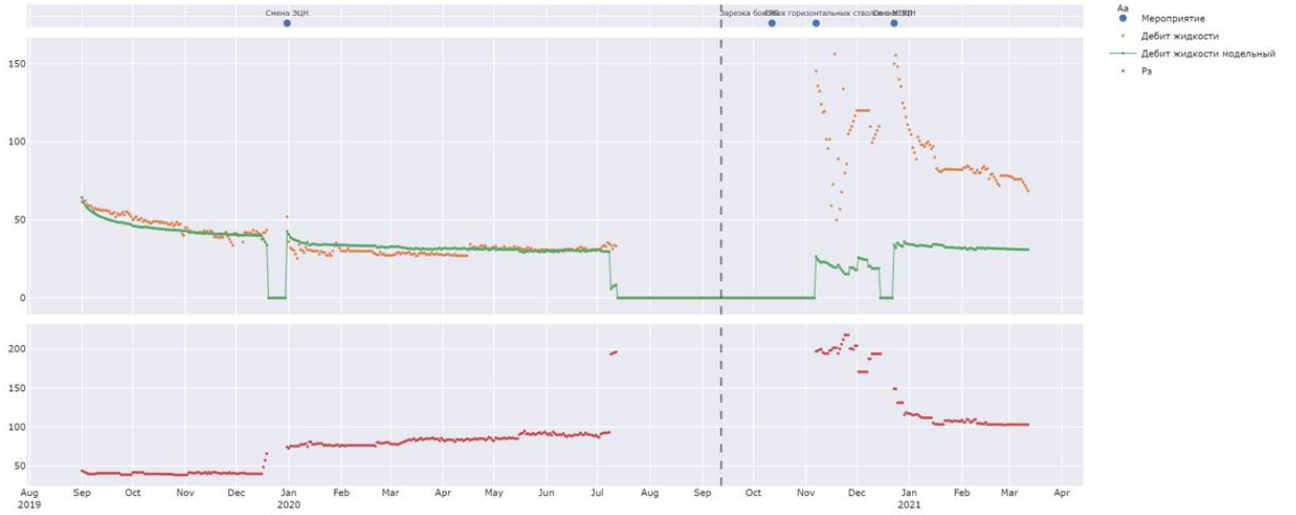
Скважина 1



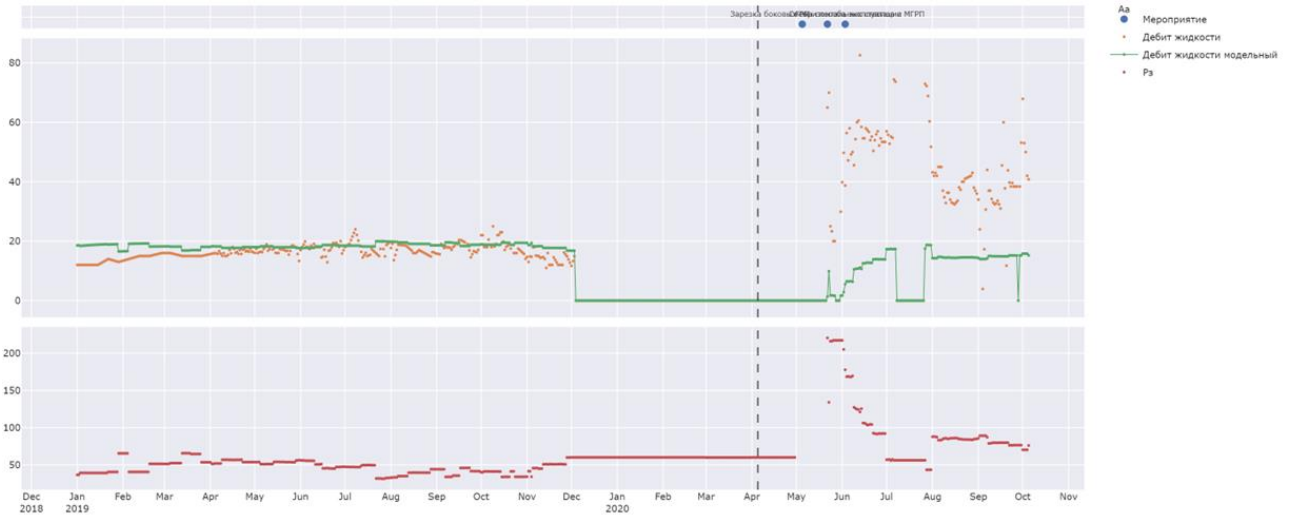
Скважина 2



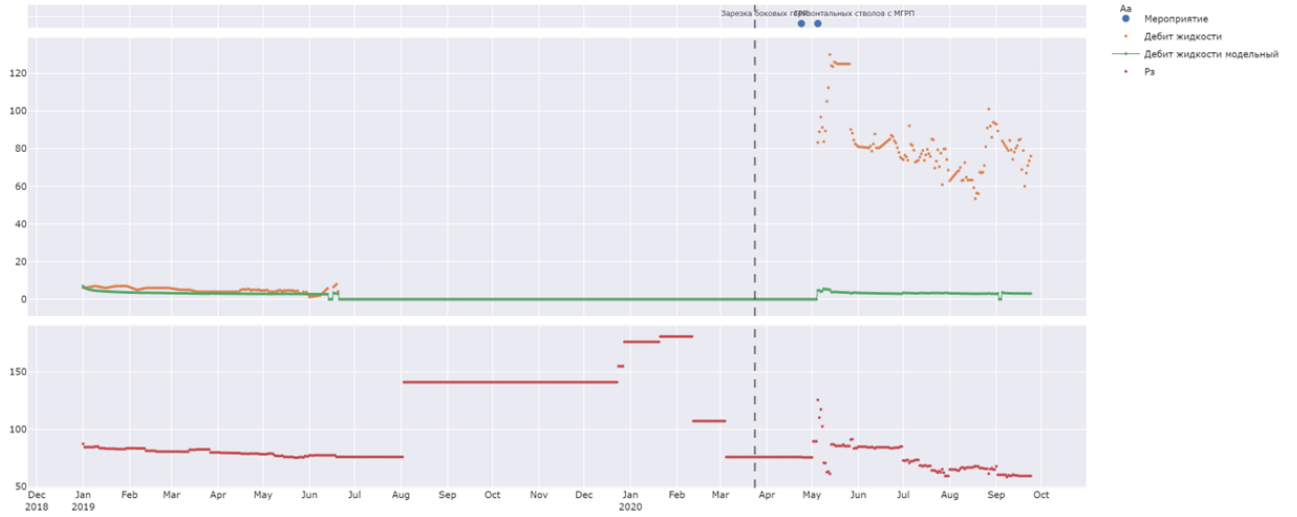
Скважина 3



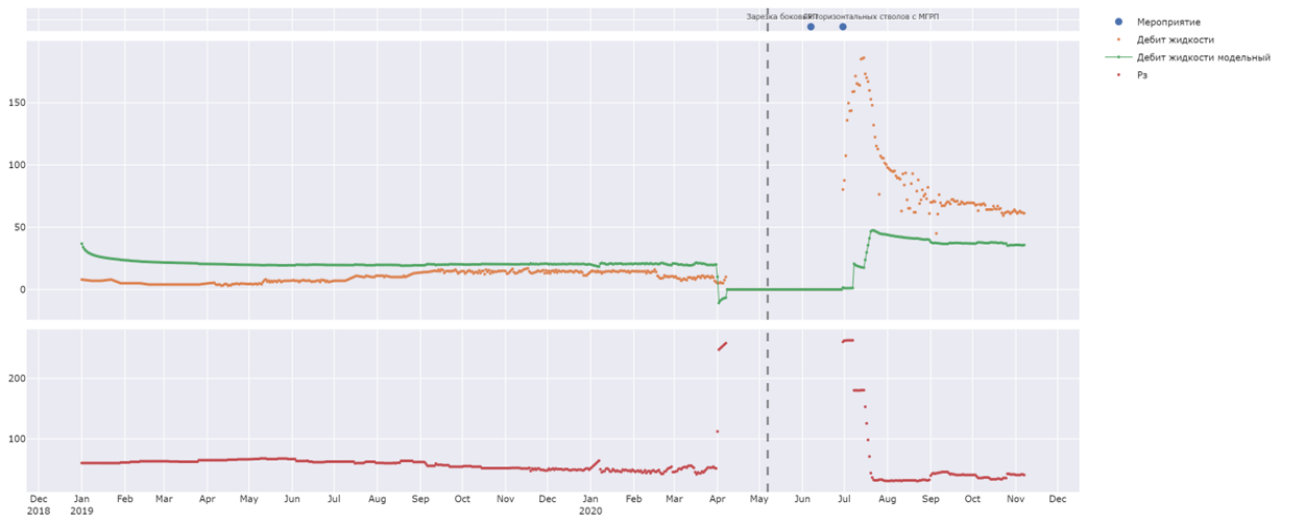
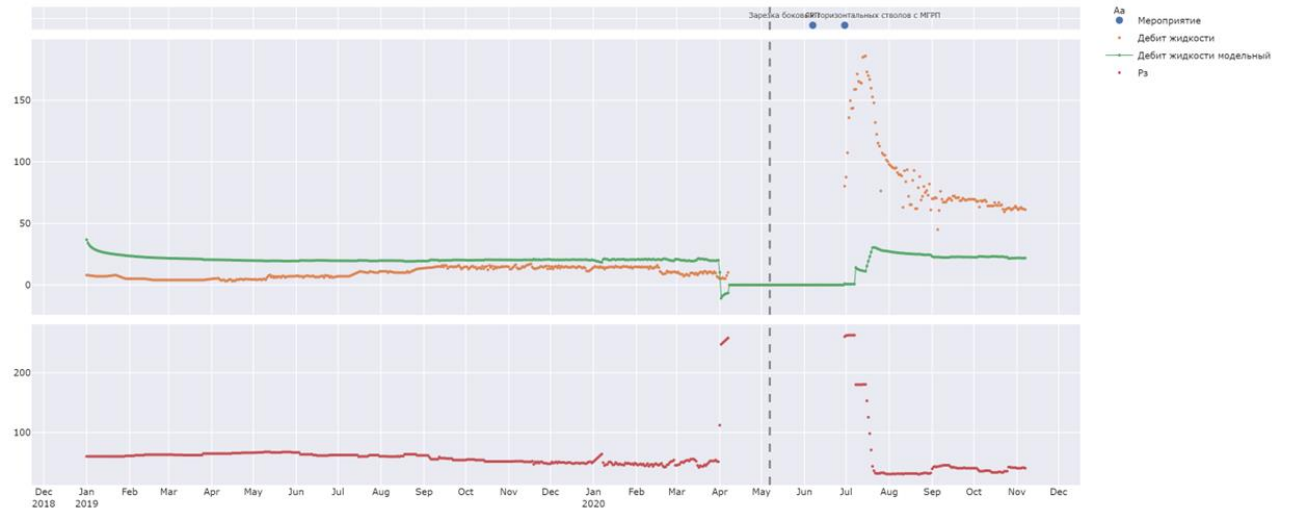
Скважина 4



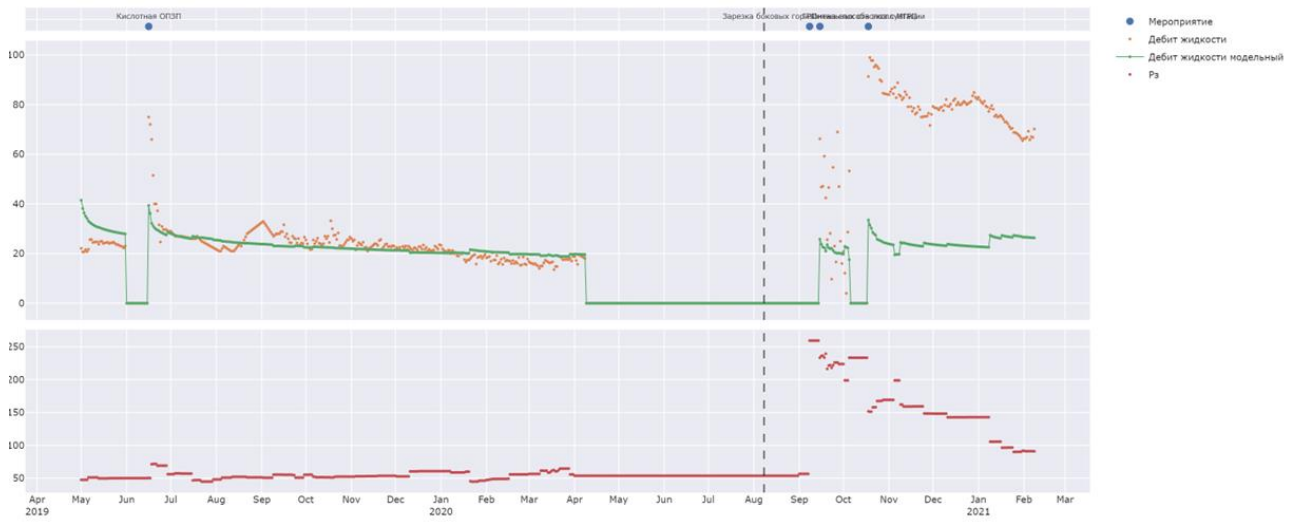
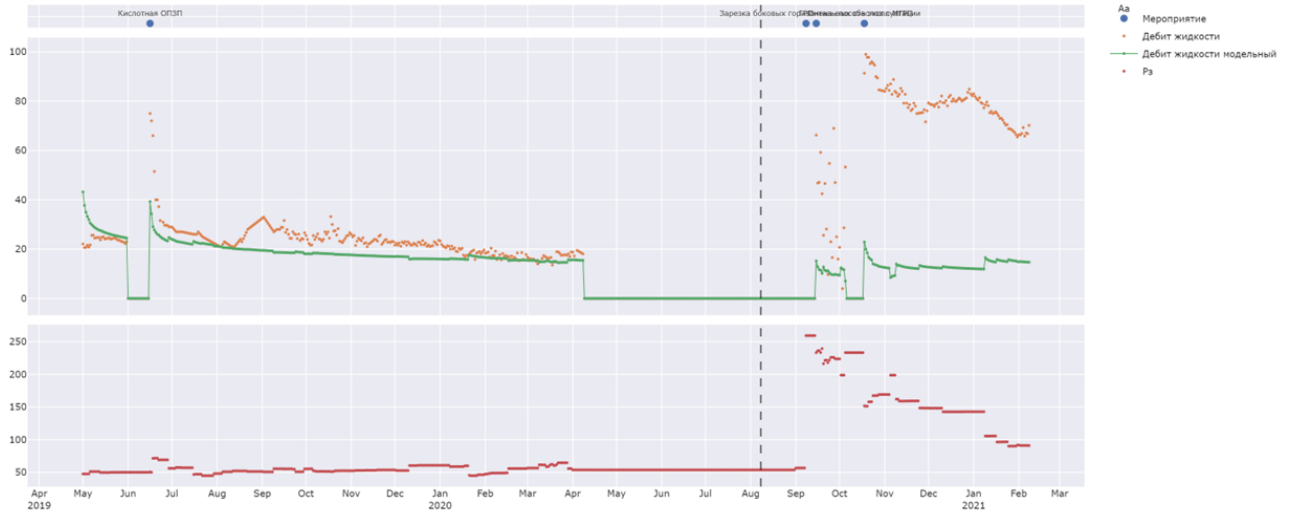
Скважина 5



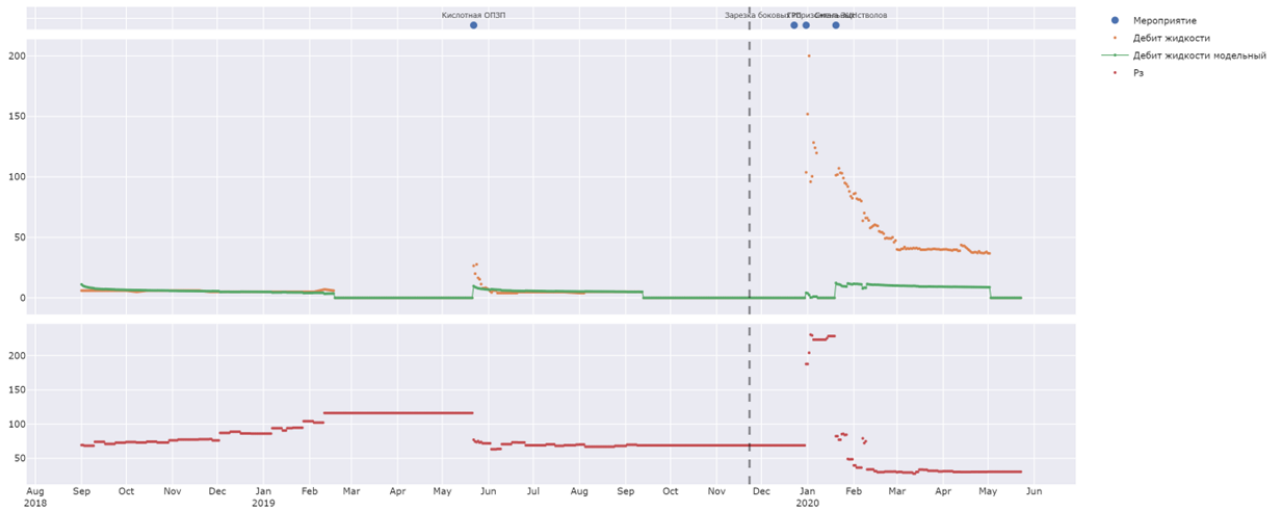
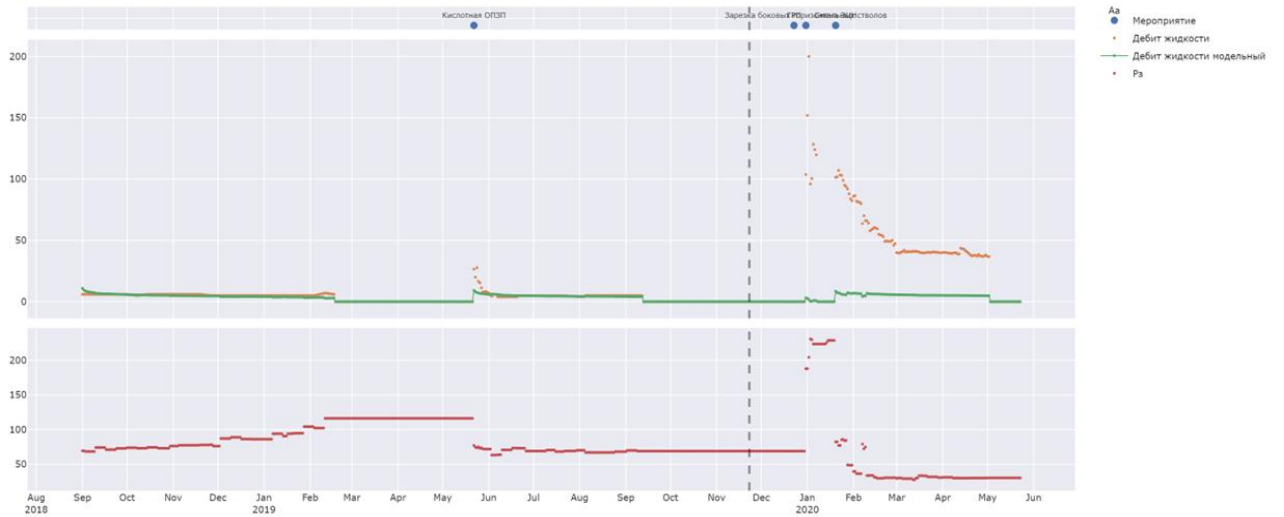
Скважина 6



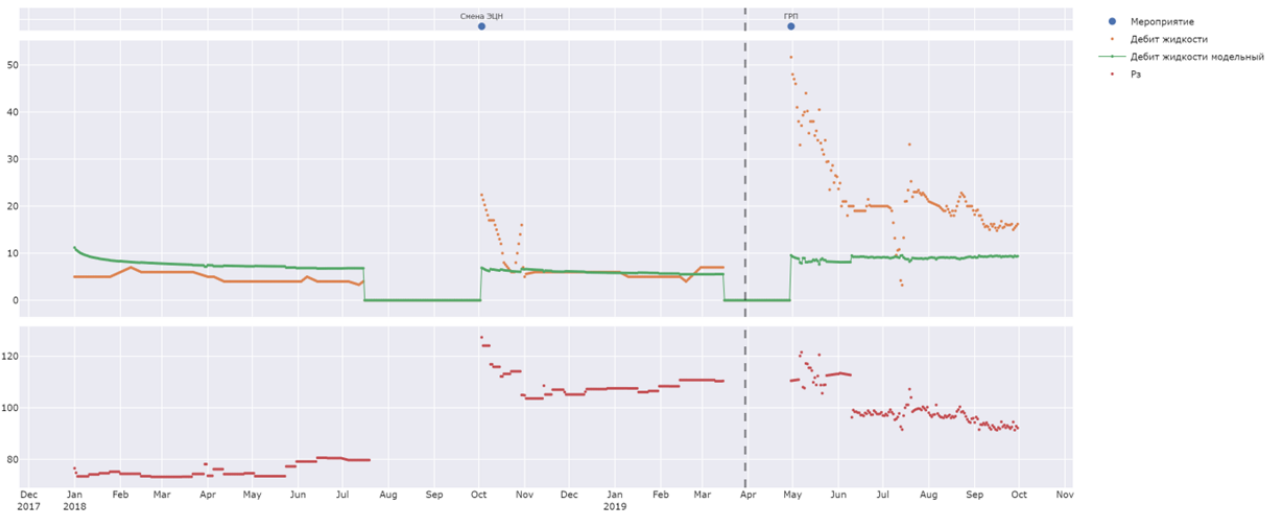
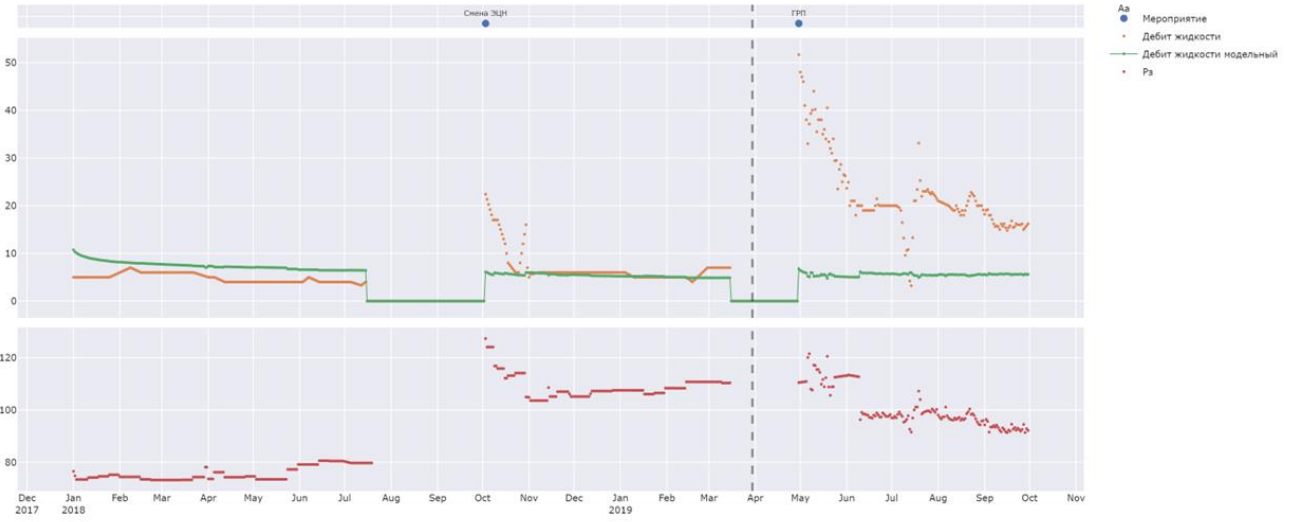
Скважина 7



Скважина 8



Скважина 9



Скважина 10

