

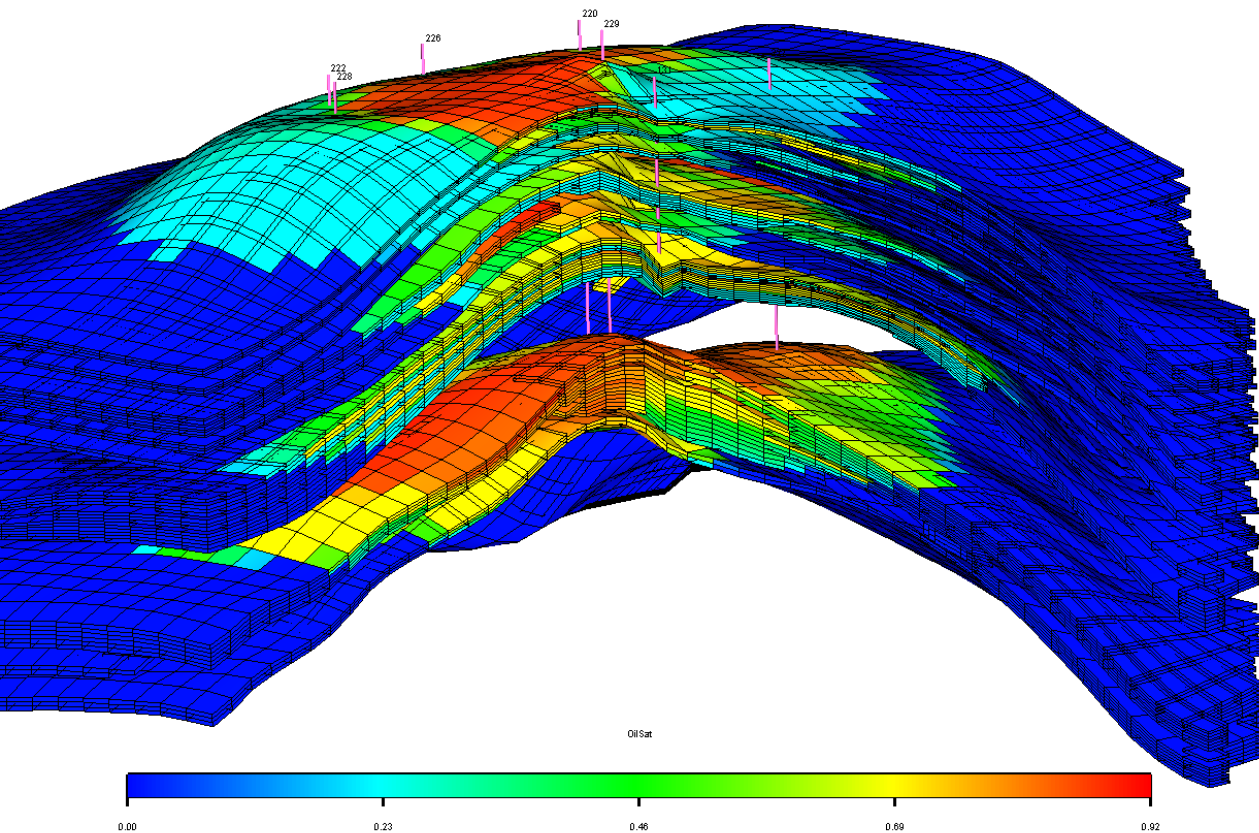
МОДЕЛЬ ЕСТЕСТВЕННОГО ПРИТОКА ВОДЫ В ПЛАСТ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ  
ТОЧНОСТИ ПРОГНОЗА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАЗРАБОТКЕ  
УГЛЕВОДОРОДНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

---

КРАВЧЕНКО И.С.  
5040103/00301

# ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ (ГДМ)

Гидродинамическое моделирование – это математический аппарат по 3D моделированию, позволяющий разбивать пласт на блоки для более детального анализа и предназначенный для расчета фильтрации пластовых флюидов и прогнозирования параметров разработки, учитывающий различные способы извлечения нефти и газа.



закон сохранения массы:

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

закон Дарси:

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

$\rho$  – плотность фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;

$u_i$  – скорость фазы в направлении (x, y, z), м/с;

$\mu$  – вязкость фазы, Па\*с.

$t$  – пористость пласта, д. ед.;

$q$  – массовая интенсивность внешнего источника и стока;

# ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ (ГДМ)

**Гидродинамическое моделирование** – это математический аппарат по 3D моделированию, позволяющий разбивать пласт на блоки для более детального анализа и предназначенный для расчета фильтрации пластовых флюидов и прогнозирования параметров разработки, учитывающий различные способы извлечения нефти и газа.

## Решаемые задачи:

- прогнозирование геолого-технических показателей с высокой точностью;
- оптимизация заводнения;
- уточнение геологического строения залежи;
- уточнение фильтрационно-ёмкостных свойств флюидов;
- моделирования нефтеотдачи при использовании третичного метода;

## Достоинства и недостатки:

- + ГДМ – наглядное воспроизведение физических процессов в пласте;
- огромное количество входных параметров;
- несогласованность фактических данных и модели;
- выбор между скоростью и точностью расчета;
- долгая адаптация (относительно других инструментов).

закон сохранения массы:

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

закон Дарси:

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

$\rho$  – плотность фазы, кг/м<sup>3</sup>;

$k$  – проницаемость пласта, м<sup>2</sup>;

$u_i$  – скорость фазы в направлении (x, y, z), м/с;

$\mu$  – вязкость фазы, Па\*с.

$t$  – пористость пласта, д. ед.;

$q$  – массовая интенсивность внешнего источника и стока;

# МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС (МБ)

---

**Материальный баланс** – это концепция, согласно которой извлеченный объём равен сумме изменения первоначального и принесённого объёма (в данной работе материальный баланс рассматривается на уровне пласта).

Св-ва пласта  
и флюидов

- пласт изотропный;
- свойства пластового флюида определяются для среднего давления на рассматриваемый момент времени;

Давление

- 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;

Температура

- все изменения в пласте рассматриваются в изотермических условиях.

# МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС (МБ)

**Материальный баланс** – это концепция, согласно которой извлеченный объём равен сумме изменения первоначального и принесённого объёма (в данной работе материальный баланс рассматривается на уровне пласта).

Св-ва пласта  
и флюидов

- пласт изотропный;
- свойства пластового флюида определяются для среднего давления на рассматриваемый момент времени;

Давление

- 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 объёму.

Температура

- все изменения в пласте рассматриваются в изотермических условиях.

## Необходимые данные:

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

# МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС (МБ)

$$\begin{aligned}
 & N[(B_o - B_{oi}) + (R_{si} - R_s)B_g] \\
 & + \\
 & mNB_{oi} \left( \frac{B_g}{B_{gi}} - 1 \right) \\
 & + \\
 & \frac{(1 + m)NB_{oi}(c_w S_{wc} + c_f)\Delta p}{1 - S_{wc}} \\
 & + \\
 & W_e B_w + W_{inj} B_w
 \end{aligned}
 = N_p [B_o + (R_p - R_s)B_g] + W_p B_w$$

$N, N_p$  – запасы, добыча нефти, м<sup>3</sup>;

$m$  – доля газа ГШ к объёму залежи, д.е.;

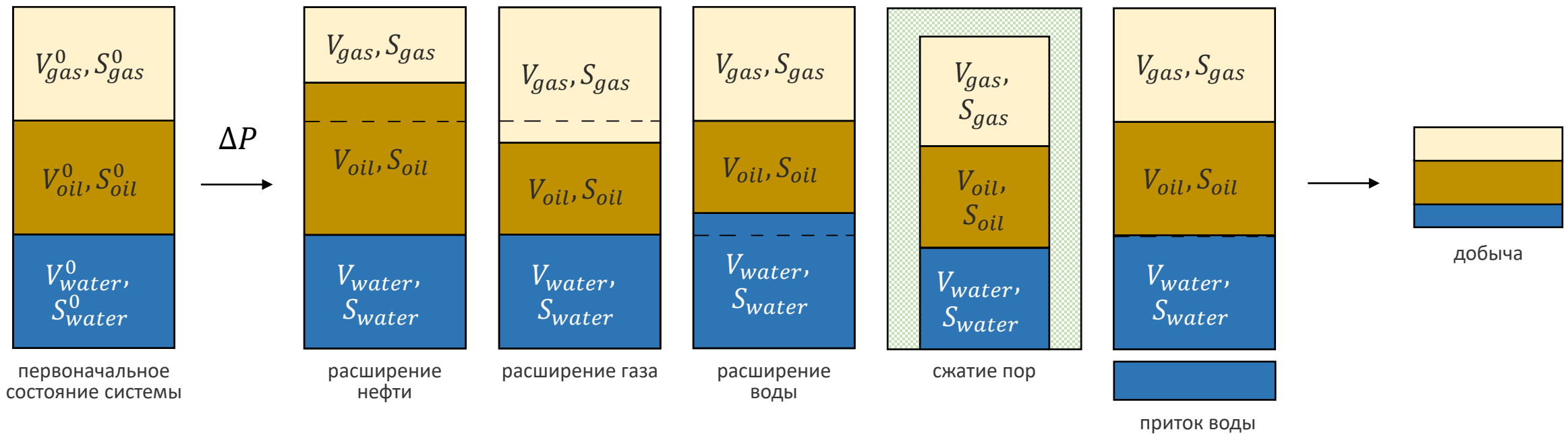
$W_p, W_{inj}$  – добыча воды, м<sup>3</sup>;

$B_o, B_g, B_w$  – объёмные коэф. нефти, газа и воды, (пласт. м<sup>3</sup>/поверх. м<sup>3</sup>);

$R_s$  – газосодержание, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;

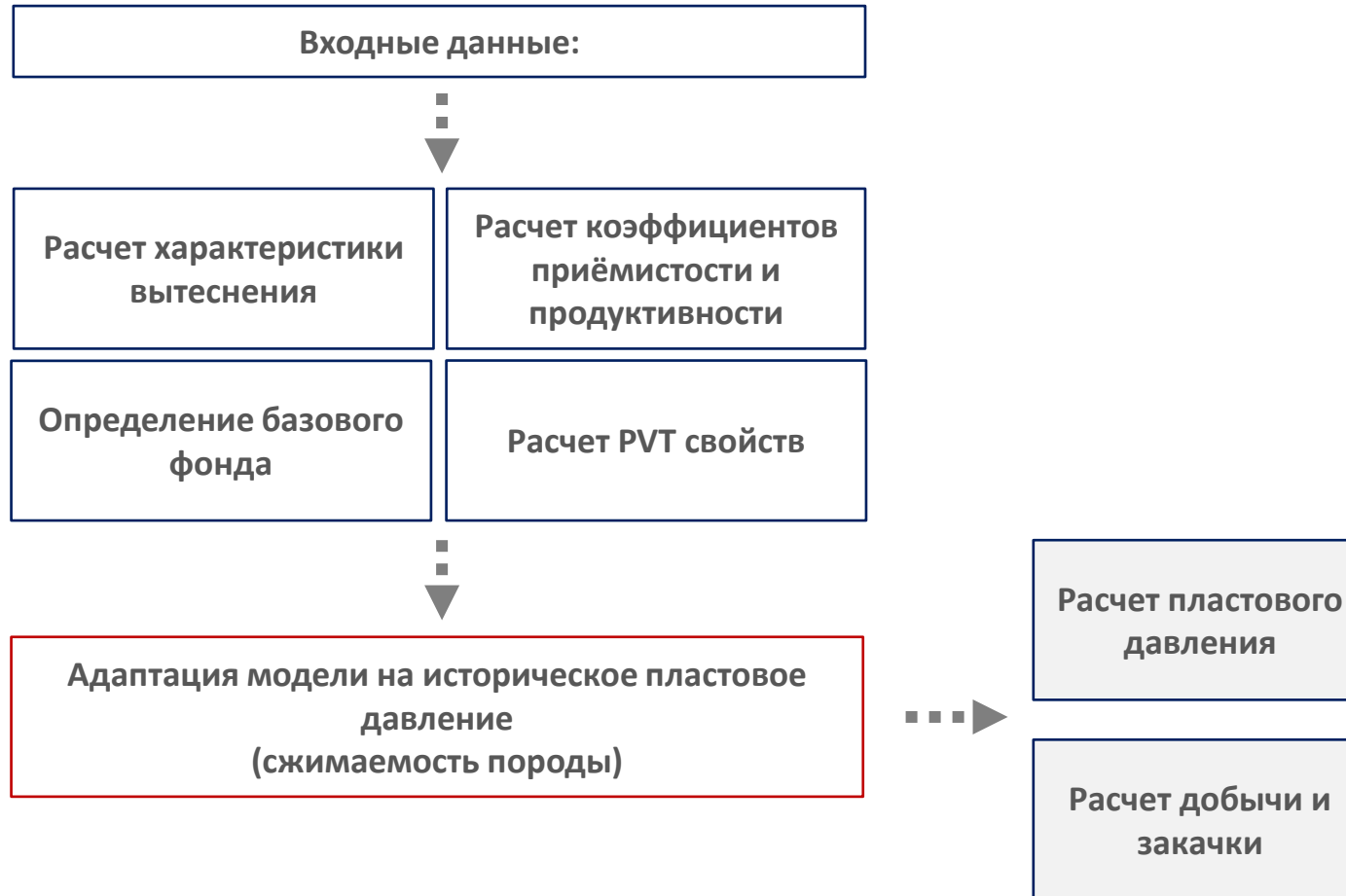
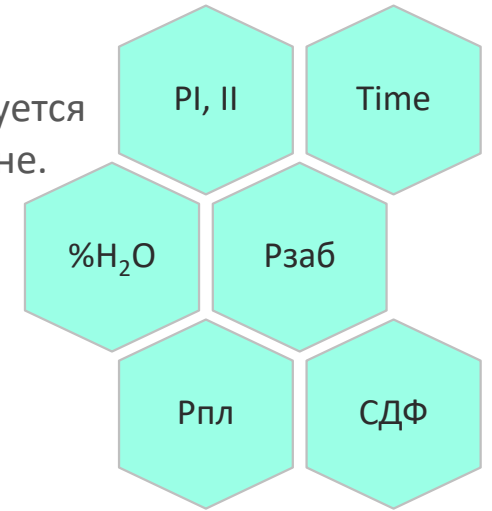
$S_{wc}$  – водонасыщенность, д.е.;

$W_e, W_{inj}$  – естественный, искусственный приток воды, м<sup>3</sup>

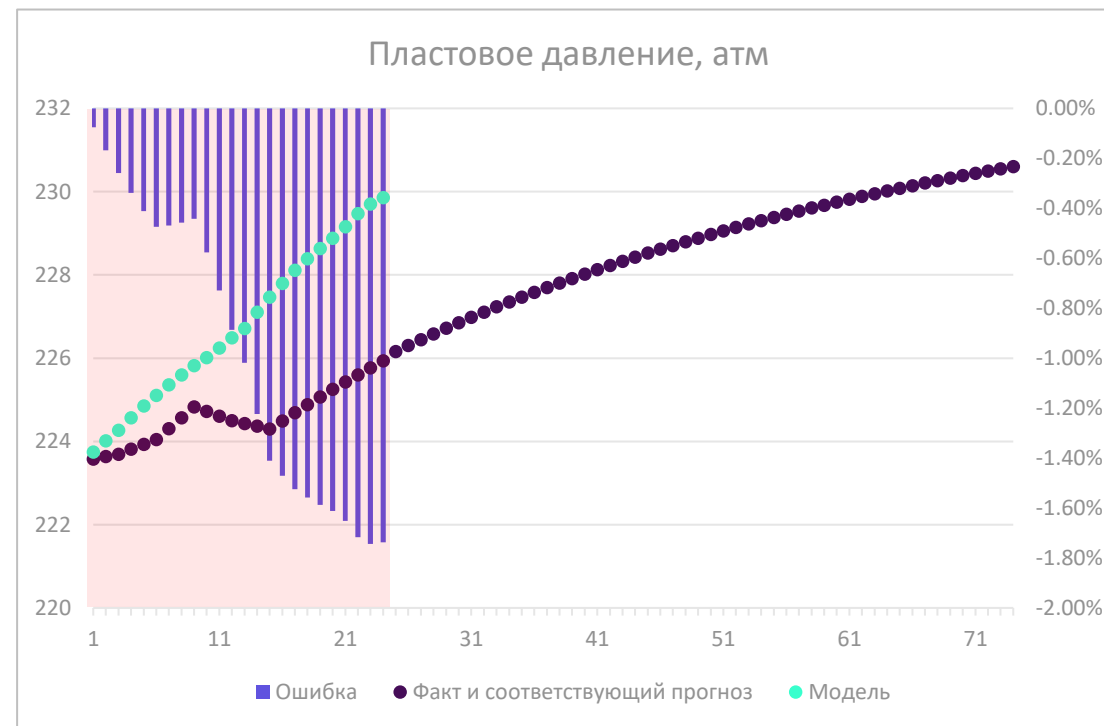
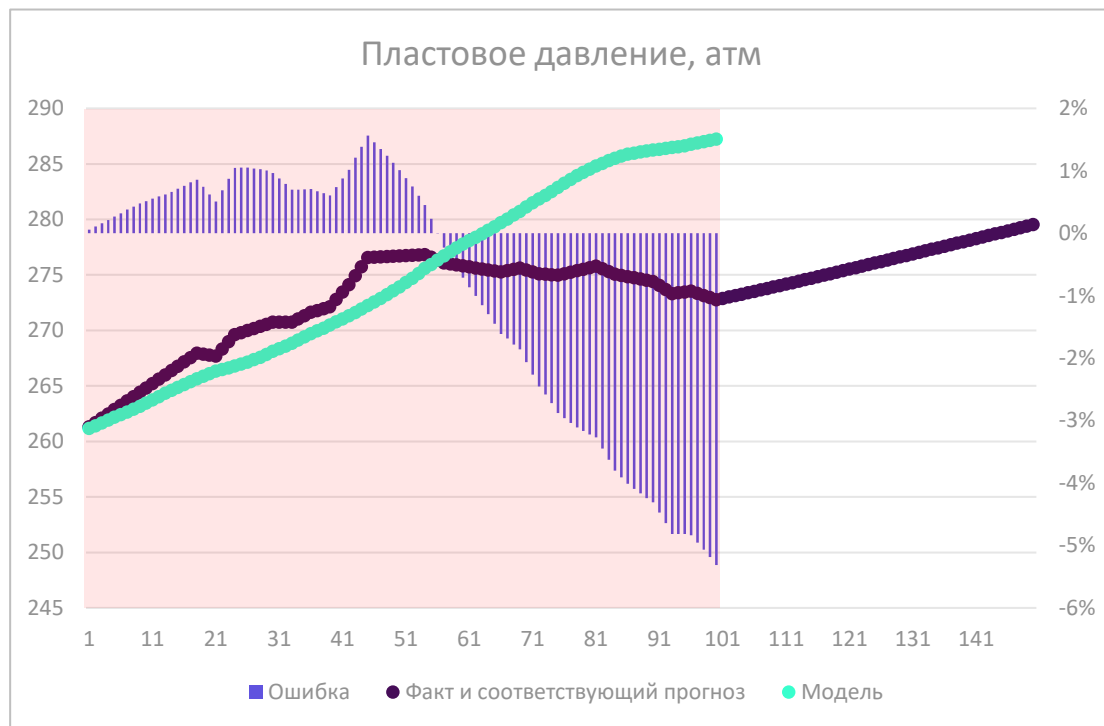


# ИНСТРУМЕНТ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ

**Описание:** инструмент для упрощенного моделирования пласта, в основе которого используется решение уравнения материального баланса по пласту с учетом добычи и закачки по каждой скважине.



# ПРОБЛЕМЫ АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ СЖИМАЕМОСТЬЮ ГОРНОЙ ПОРОДЫ



## Невозможность описания истории:

сжимаемость горной породы:

1 e-03, 1/атм

## Подбор нефизичного значения сжимаемости:

сжимаемость горной породы:

1 e-03, 1/атм



## ПОСТАВЛЕННЫЕ ЗАДАЧИ

---

- Изучить существующие модели естественного притока воды в пласт;
- Сформировать критерии отбора моделей;
- Написать код по нахождению параметра (-ов) аквифера с использованием Нелдер-Мида и внедрить его;
- Смоделировать синтетический случай, используя ГДМ;
- Провести анализ адаптационного и прогнозного периода на синтетический данных;
- Провести анализ адаптационного периода на реальных объектах.

# АКВИФЕР

**Водоносный горизонт** или **аквифер** — осадочная горная порода, представленная одним или несколькими переслаивающимися подземными слоями горных пород с различной степенью водопроницаемости.

Классификация:

критерий замкнутости

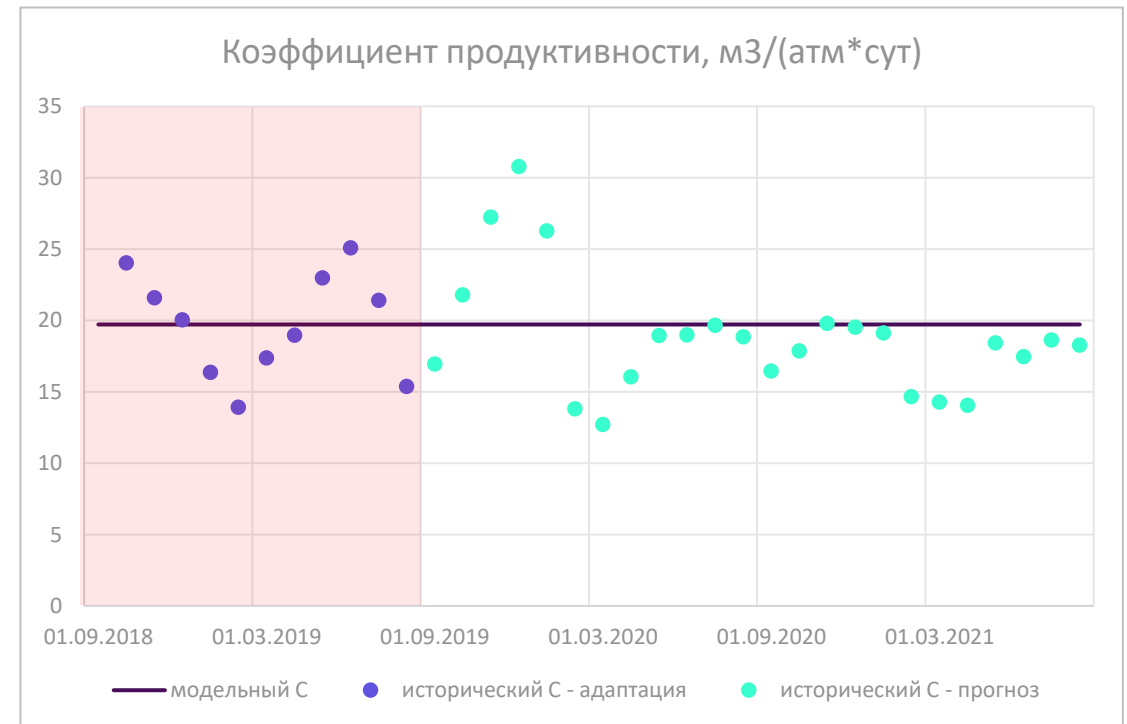
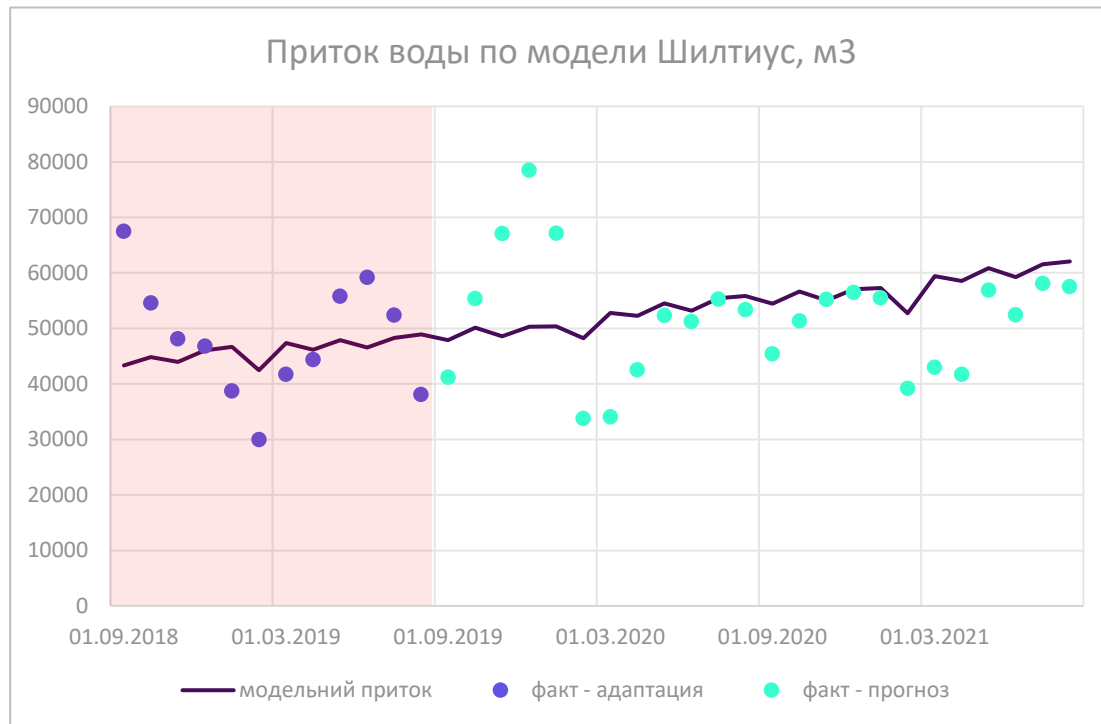
- законтурный режим;
- краевой режим;
- подошвенный режим.

критерий активности

- активная законтурная зона;
- умеренно или малоактивный слой;
- неактивная зона.



# АКВИФЕР. СТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ ШИЛТИУСА



уравнение Дарси + водоносный слой:

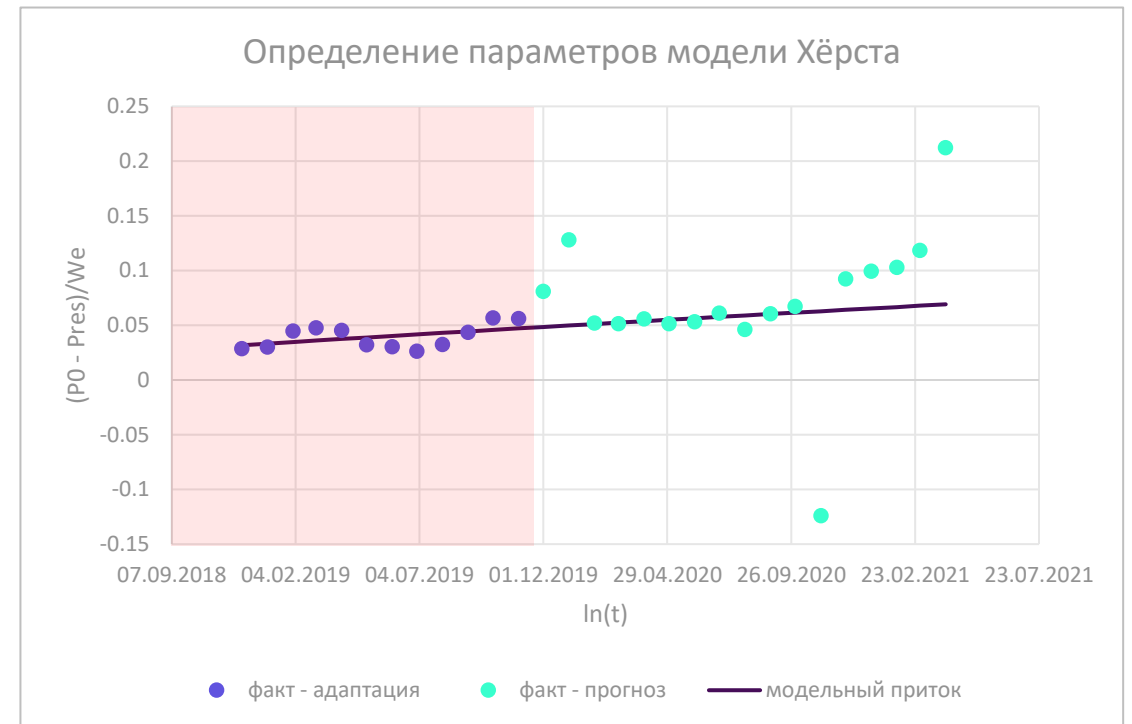
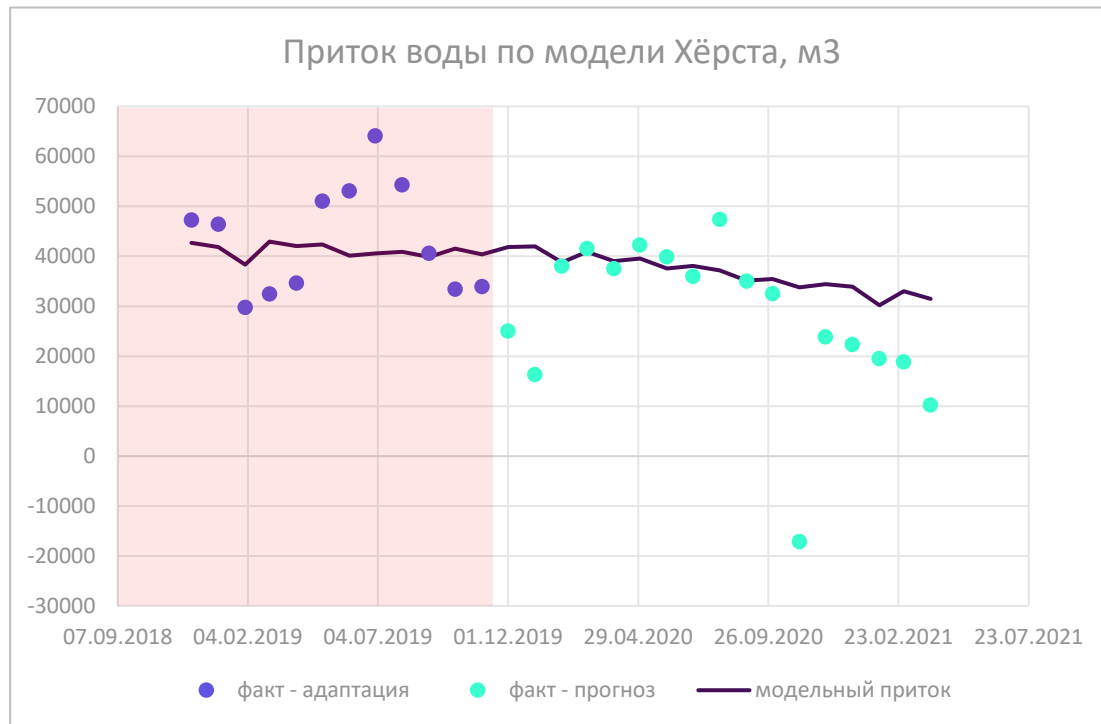
$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{0.00708 kh}{\mu_w \ln\left(\frac{r_a}{r_e}\right)} (p_i - p_r)$$



$$W_e = C \int_0^t (p_i - p_r) dt$$

$W_e$  - приток воды, м3;  $k$  - проницаемость пласта, м2;  $h$  - толщина аквифера, м;  $\mu$  - вязкость воды, Па\*с;  $r_a$  - радиус контура питания аквифера, м;  $r_e$  - радиус залежи, м;  $p_i$  - начальное давление аквифера, атм;  $p_r$  - давление залежи, атм;  $C$  - коэффициент продуктивности, м3/атм/сут.

# АКВИФЕР. МОДЕЛЬ ХЁРСТА



уравнение Дарси + водоносный слой:

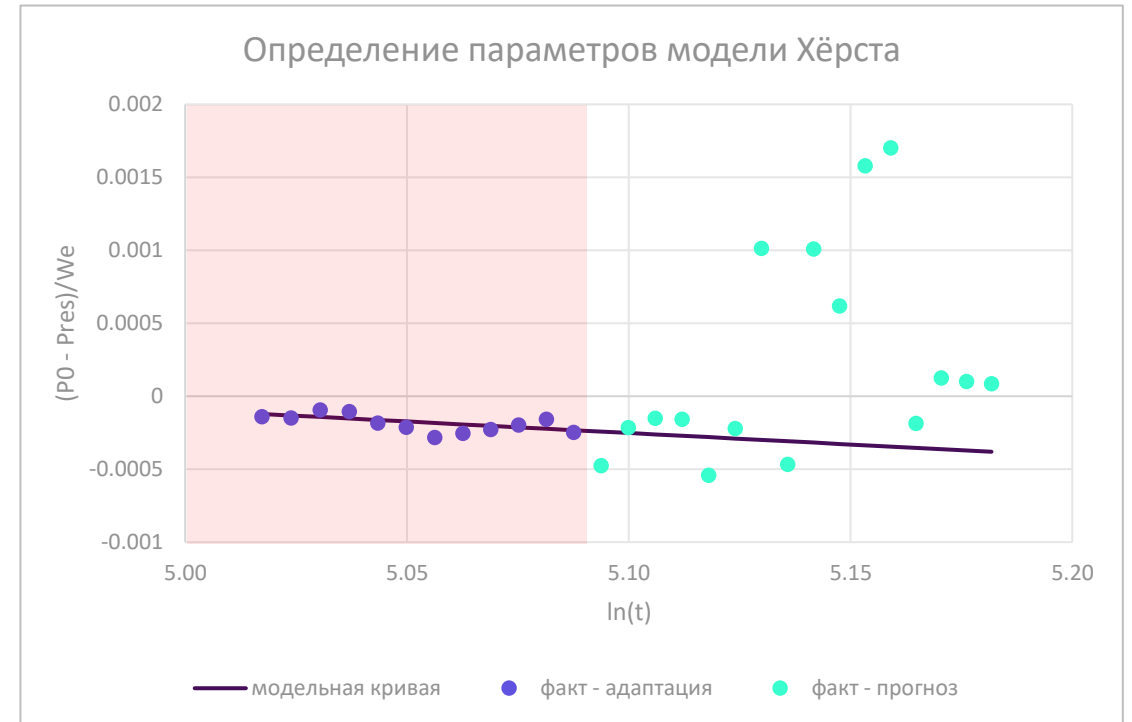
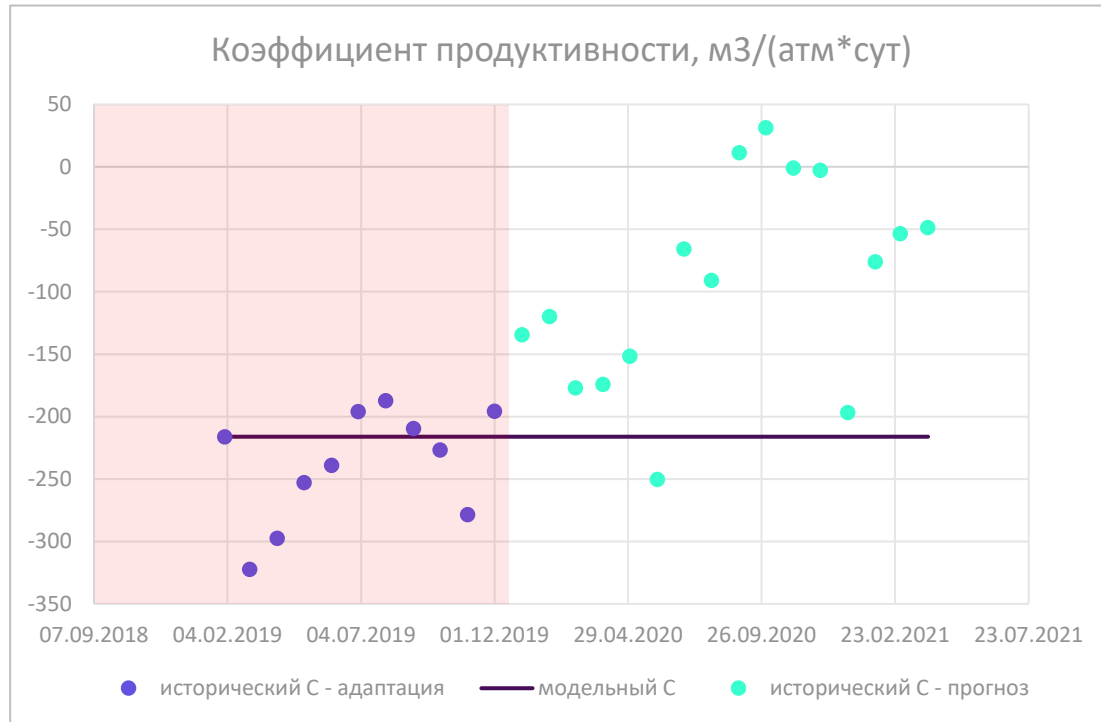
$$\frac{dW_e}{dt} = \frac{0.00708 kh}{\mu_w \ln\left(\frac{r_a}{r_e}\right)} (p_i - p_r)$$

$$\frac{r_a}{r_e} = at$$

$$W_e = J \int_0^t \frac{(p_i - p_r)}{\ln(at)} dt$$

$W_e$  - приток воды, м3;  $k$  - проницаемость пласта, м2;  $h$  - толщина аквифера, м;  $\mu$  - вязкость воды, Па\*с;  $r_a$  - радиус контура питания аквифера, м;  $r_e$  - радиус залежи, м;  $p_i$  - начальное давление аквифера, атм;  $p_r$  - давление залежи, атм.

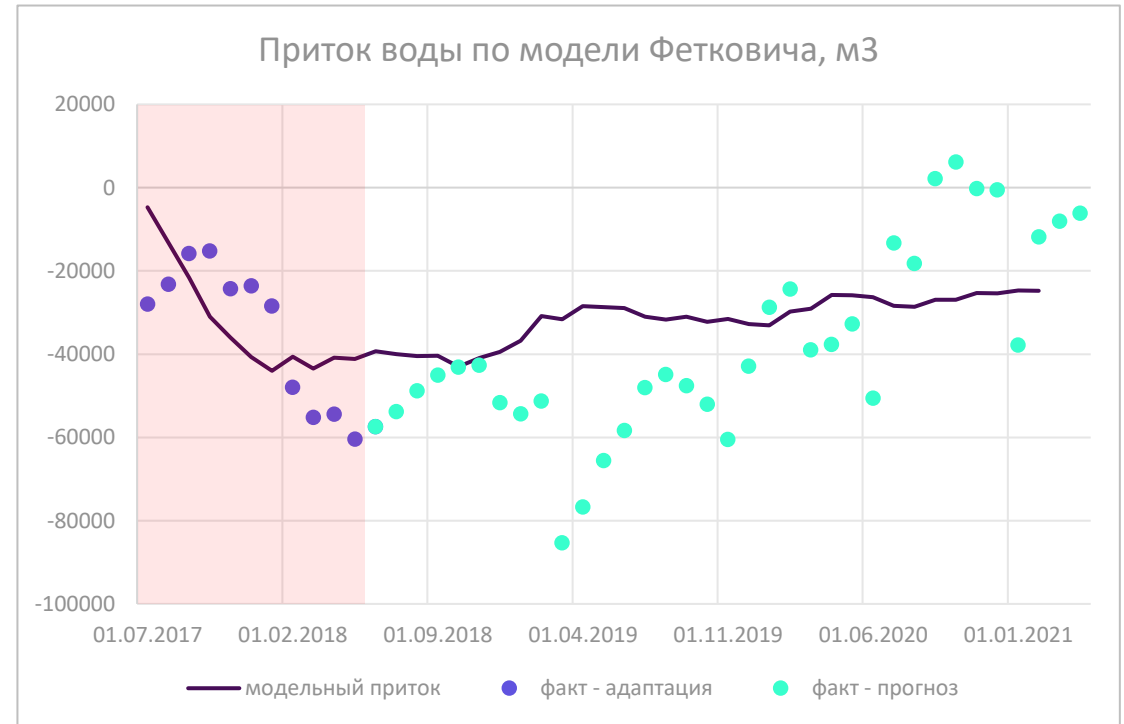
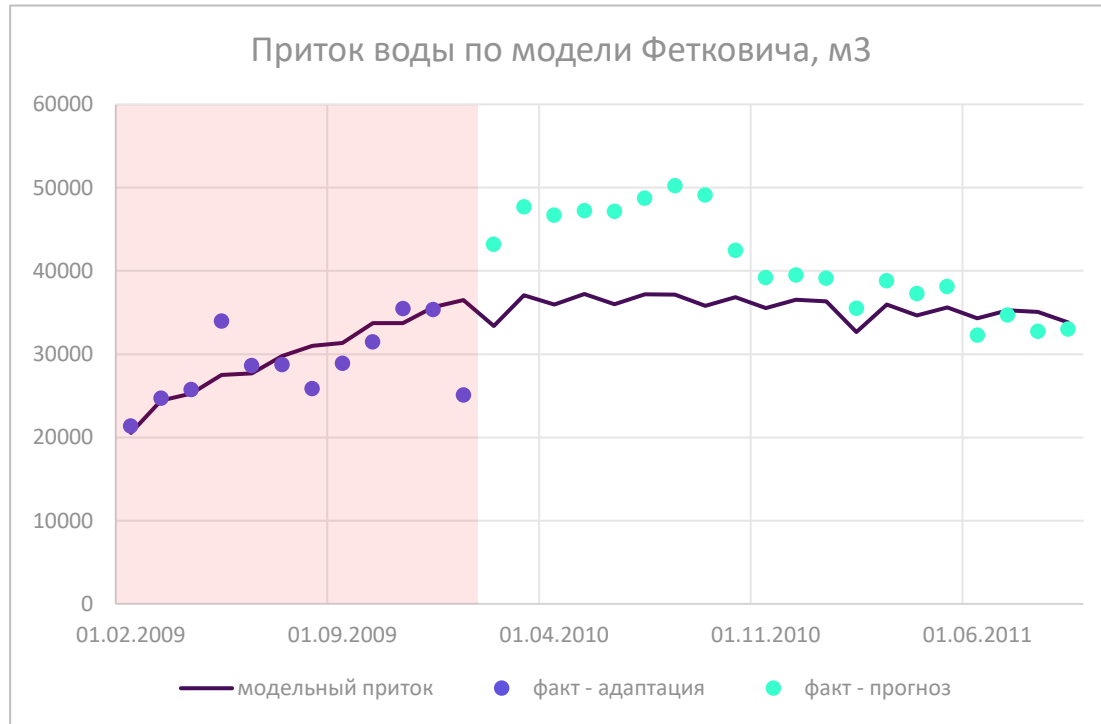
# АКВИФЕР. СТАЦИОНАРНАЯ МОДЕЛЬ ШИЛТИУСА И МОДЕЛЬ ХЁРСТА



$$W_e = c \int_0^t (p_i - p_r) dt$$

$$W_e = J \int_0^t \frac{(p_i - p_r)}{\ln(at)} dt$$

# АКВИФЕР. МОДЕЛЬ ФЕТКОВИЧА



уравнение PI + уравнение сжимаемости:

$$\frac{dW_e}{dt} = C(p_a - p_r)$$

$$W_e = c_t W_i (p_i - p_a)$$



$$W_e = \frac{W_{ei}}{p_i} (p_a - p_r) \exp\left(-\frac{Cp_i t}{W_{ei}}\right)$$

$$p_a = p_i \left(1 - \frac{W_e}{W_{ei}}\right)$$

$W_e$  - приток воды, м3;  $C$  - коэффициент продуктивности, м3/атм/сут;  $p_i$  - начальное давление аквифера, атм;  $p_r$  - давление залежи, атм;  $c_t$  - сжимаемость системы, 1/атм;  $W_{ei} = c_t W_i p_i$  - максимально возможный объем притока, м3;  $W_i$  - начальный объем аквифера, м3;  $p_a$  - давление аквифера, атм.

# СИНТЕТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ

Модель представляет собой элемент пласта с однородными свойствами. Отсутствуют условия для выделения газа из нефти и образования газовой шапки. Отсутствуют ГТМ. Коэффициент эксплуатации скважин равен 1.

## Количество скважин:

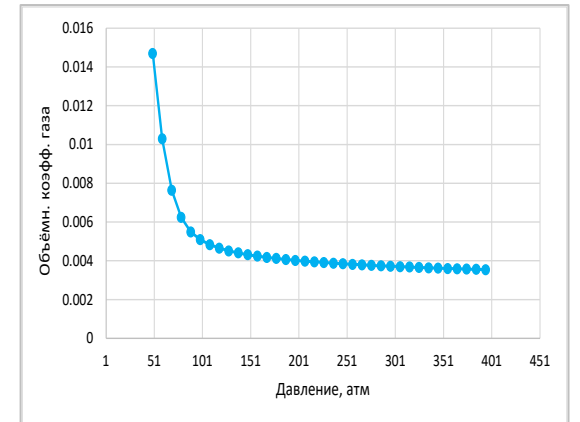
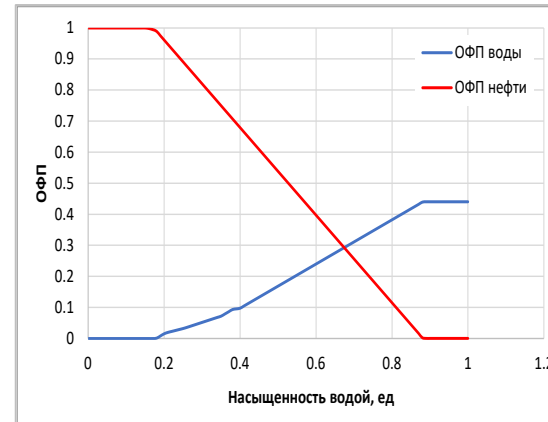
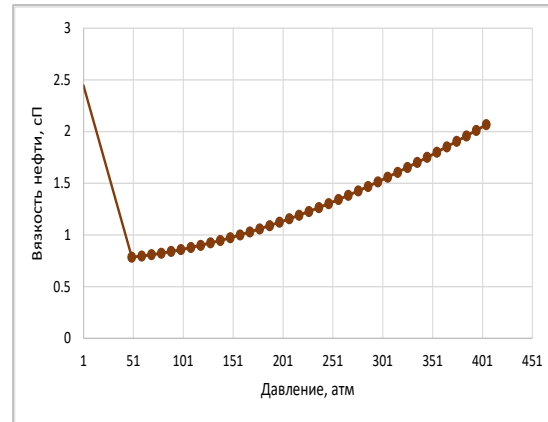
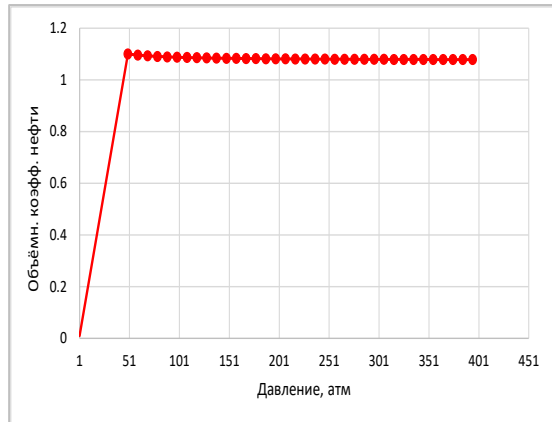
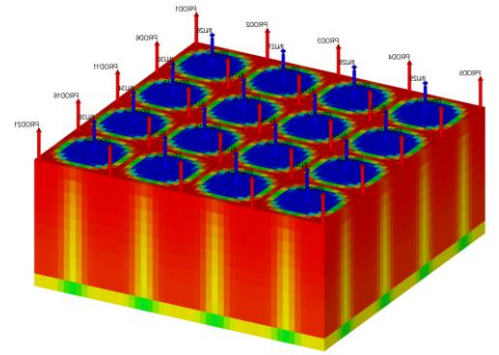
- 25 добывающих;
- 16 нагнетательных.

## Фазы:

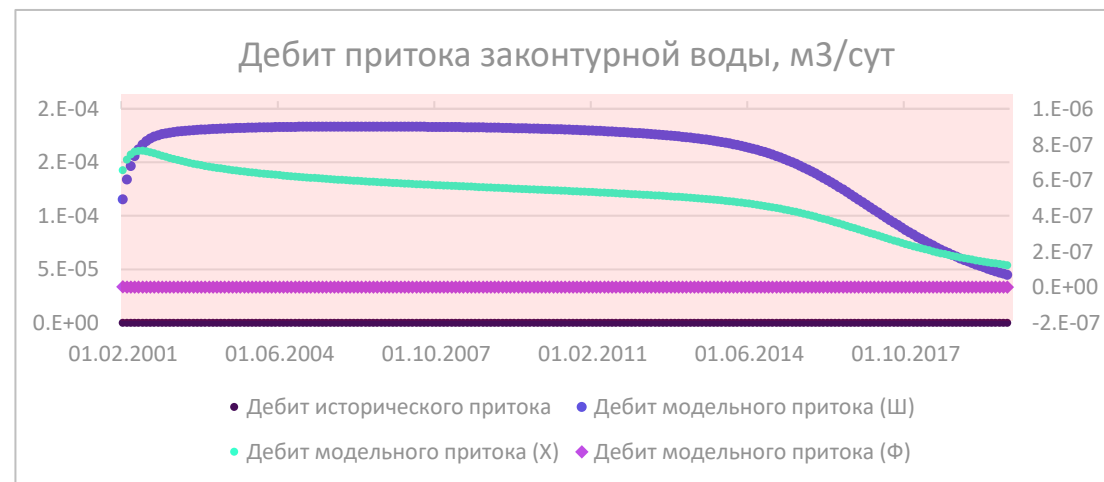
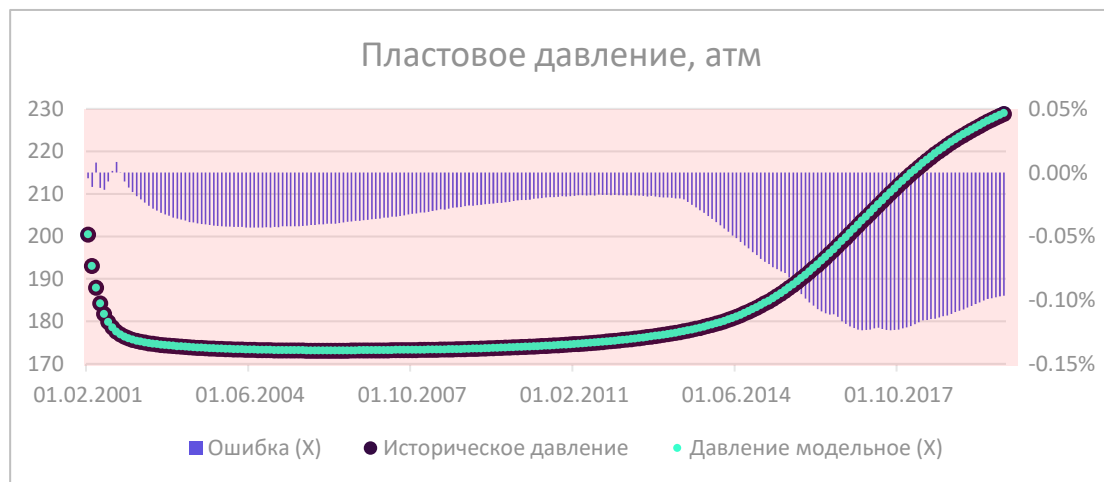
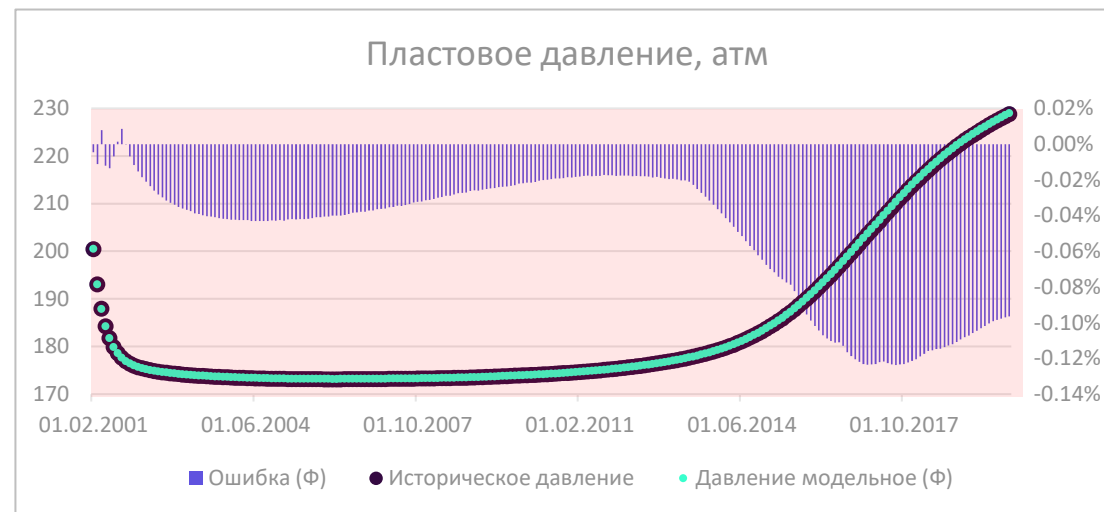
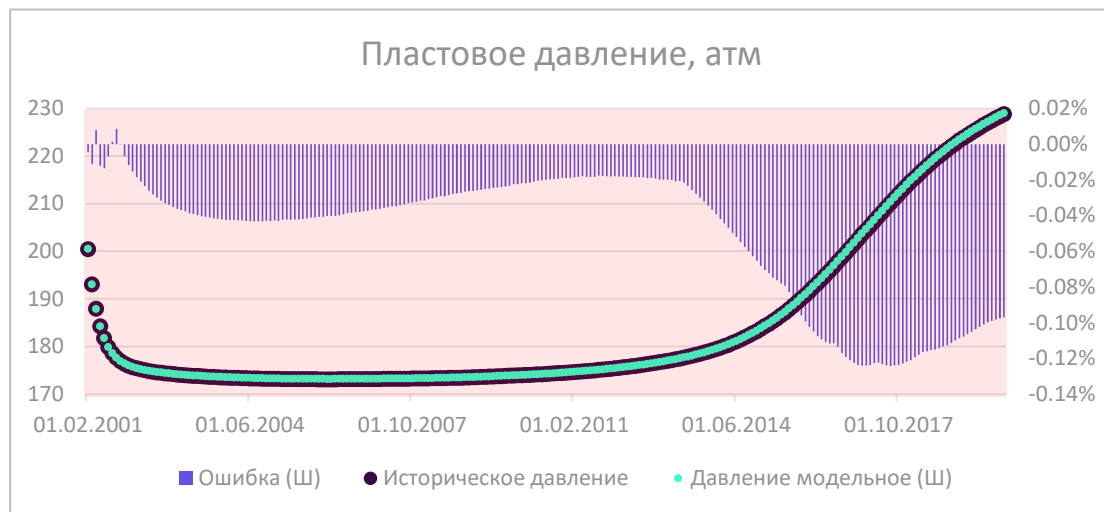
- нефть;
- вода;
- растворенный в нефти газ.

## Начальные свойства:

- сжимаемость породы, 1/атм -  $4.05e-05$ ;
- сжимаемость воды, 1/атм -  $4.05e-05$ ;
- плотность нефти, т /м<sup>3</sup> – 0.85;
- плотность воды, т /м<sup>3</sup> - 1;
- газосодержание при рнас, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> – 70;
- начальные запасы нефти, т – 7526550;
- начальные запасы свободного газа, м<sup>3</sup> – 0.

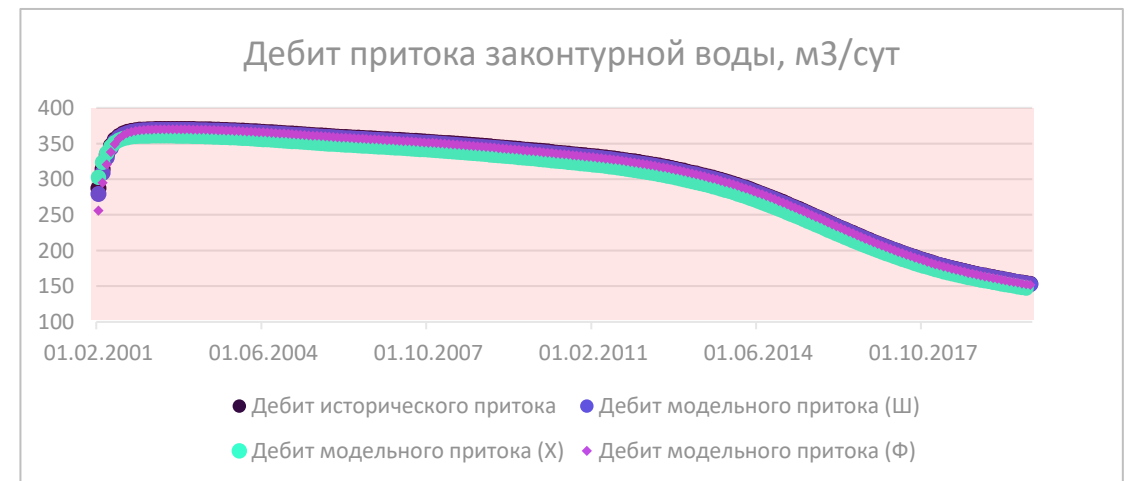
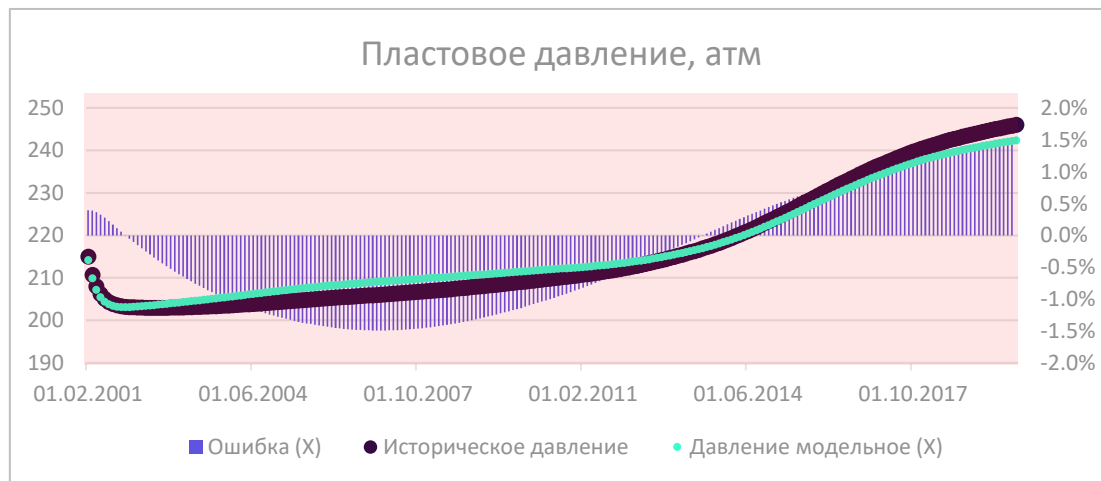
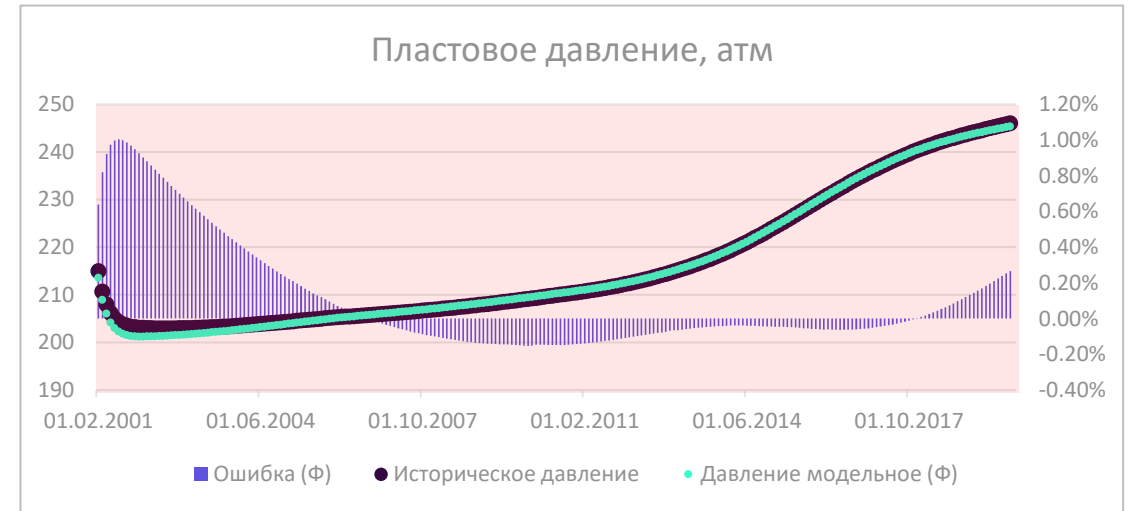
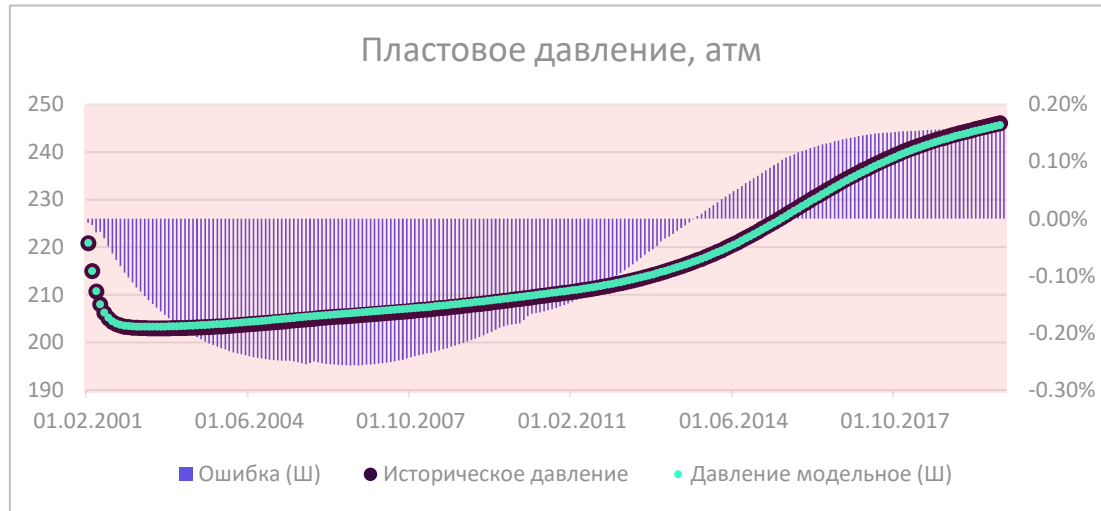


# СИНТЕТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ (БЕЗ ПРИТОКА)





# СИНТЕТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ (С ПРИТОКОМ)



## СИНТЕТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ. ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ

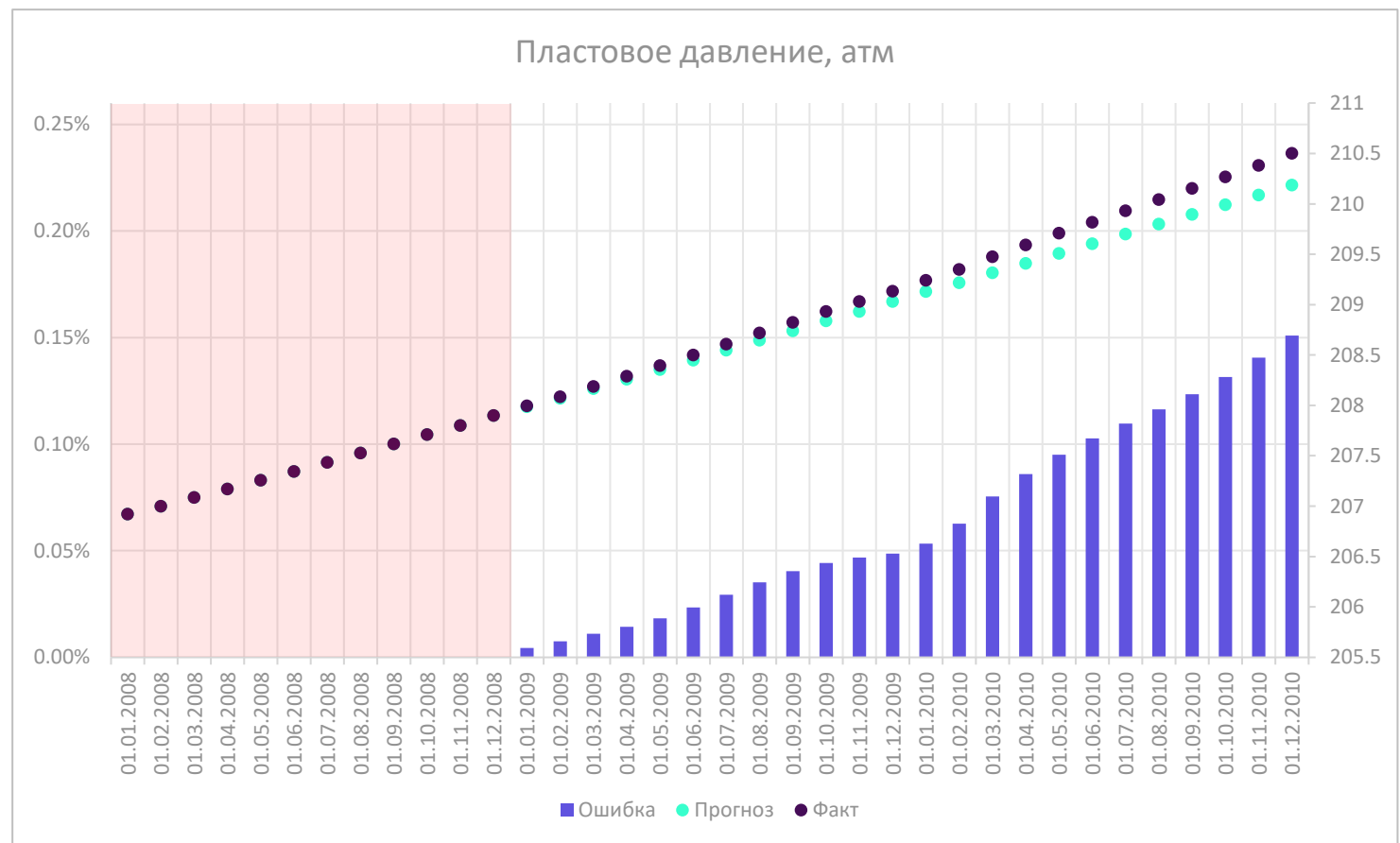
пластовое давление (без притока)	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Максимальная относительная ошибка:	0.2572%	0.1237%	1.0050%
Средняя относительная ошибка:	0.1566%	0.0505%	0.2040%

аквифер (без притока)	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Фактический объём воды аквифера:	-	-	0 м3
Модельный объём воды аквифера:	-	-	1.33e-05 м3

пластовое давление (с притоком)	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Максимальная относительная ошибка:	0.2572%	1.4936%	1.0050%
Средняя относительная ошибка:	0.1566%	0.8977%	0.2043%

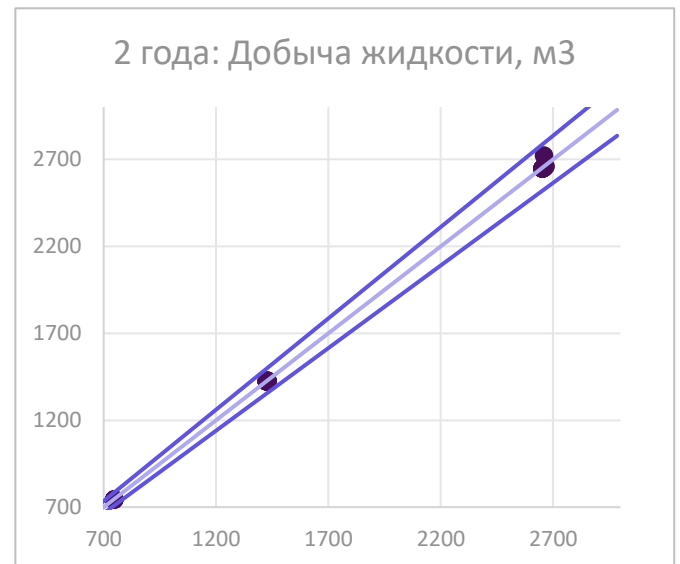
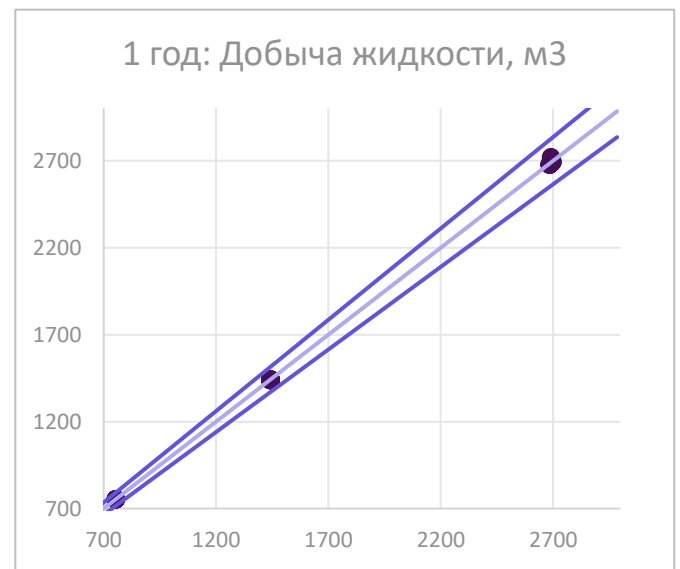
аквифер (с притоком)	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Максимальная относительная ошибка:	2.7971%	3.0847%	6.2320%
Средняя относительная ошибка:	0.3997%	3.0196%	0.4452%
Фактический объём воды аквифера:	-	-	60.0e9 м3
Модельный объём воды аквифера:	-	-	61.14e9 м3

# СИНТЕТИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ (С ПРИТОКОМ). ПРОГНОЗ

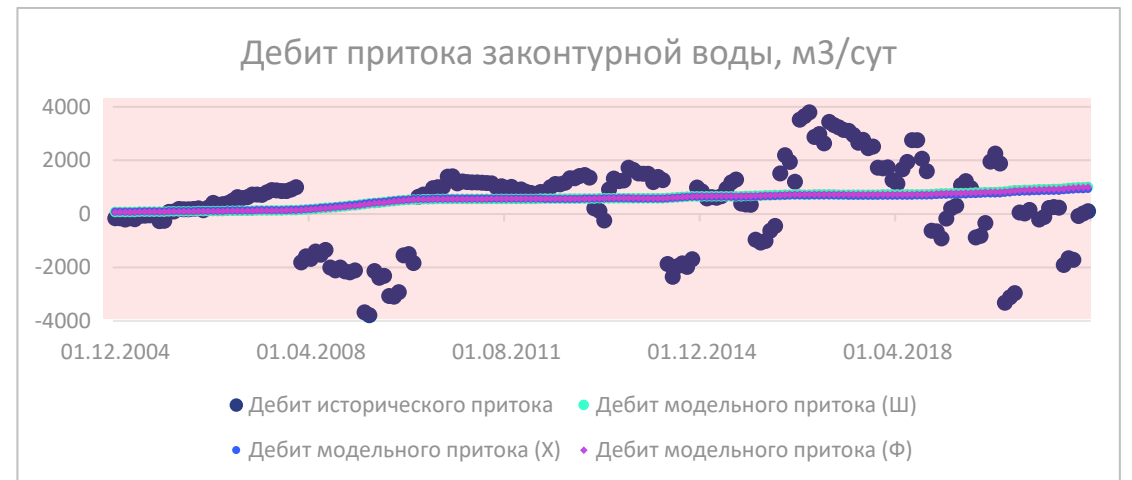
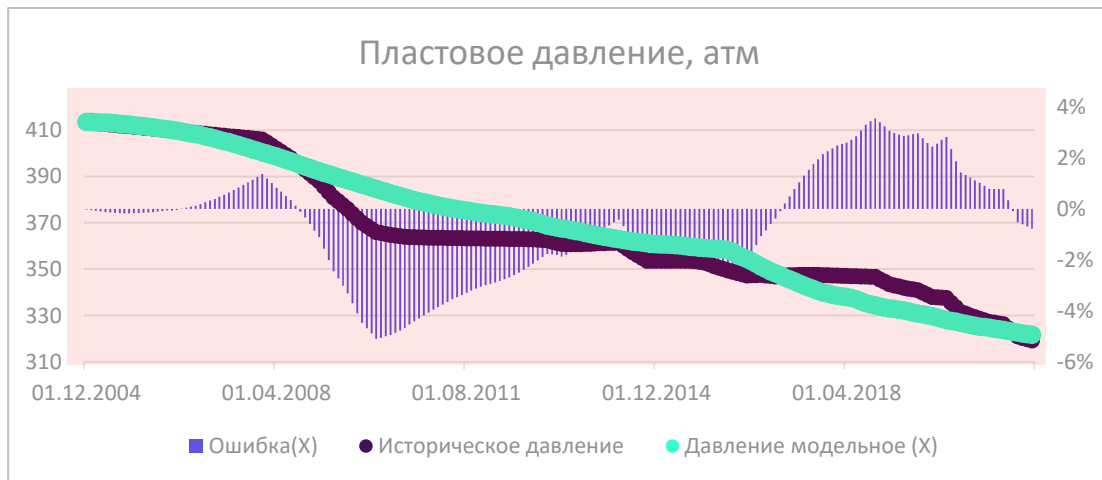
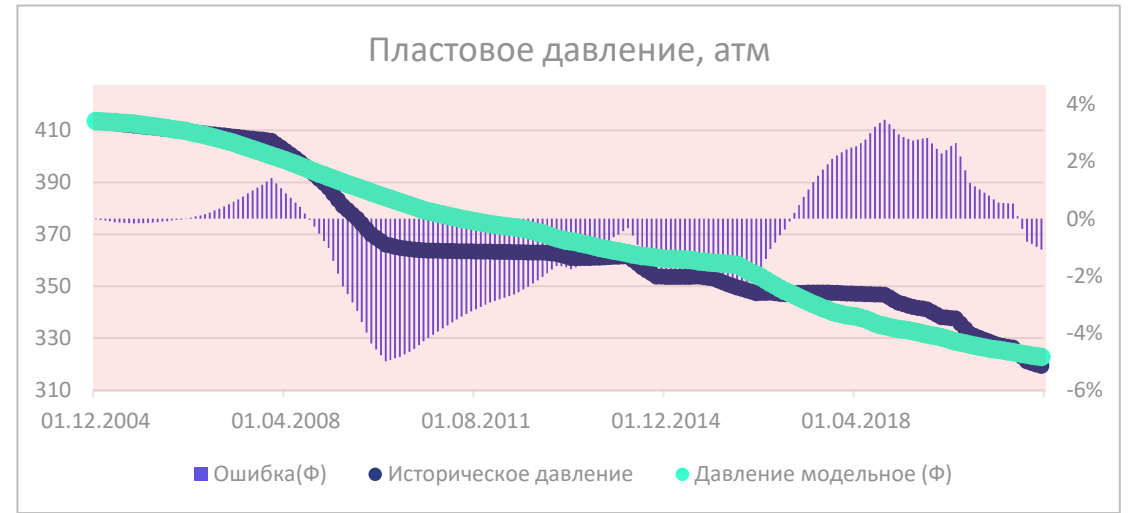
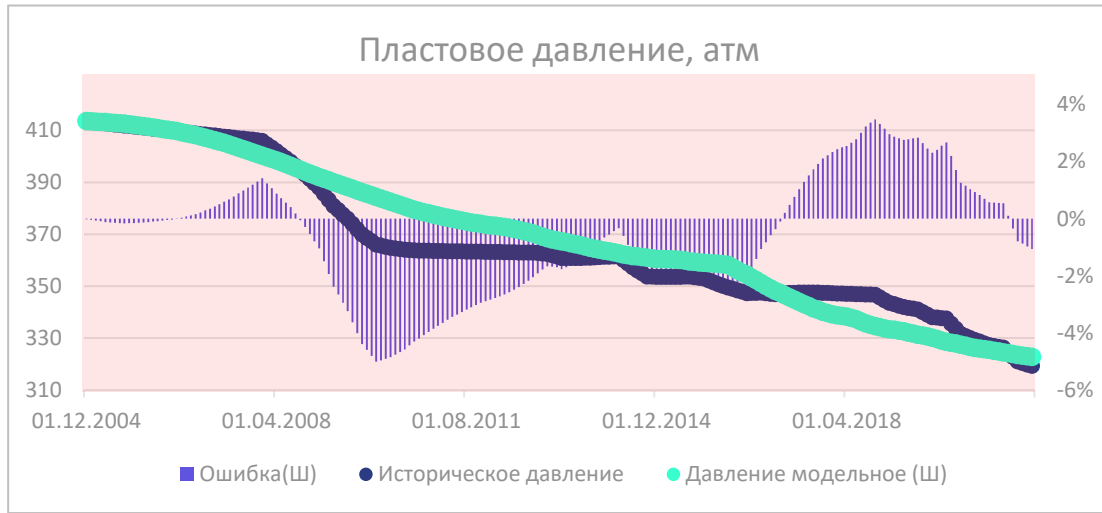


1 год: максимальная ошибка по добыче жидкости, мЗ: 1.07%.

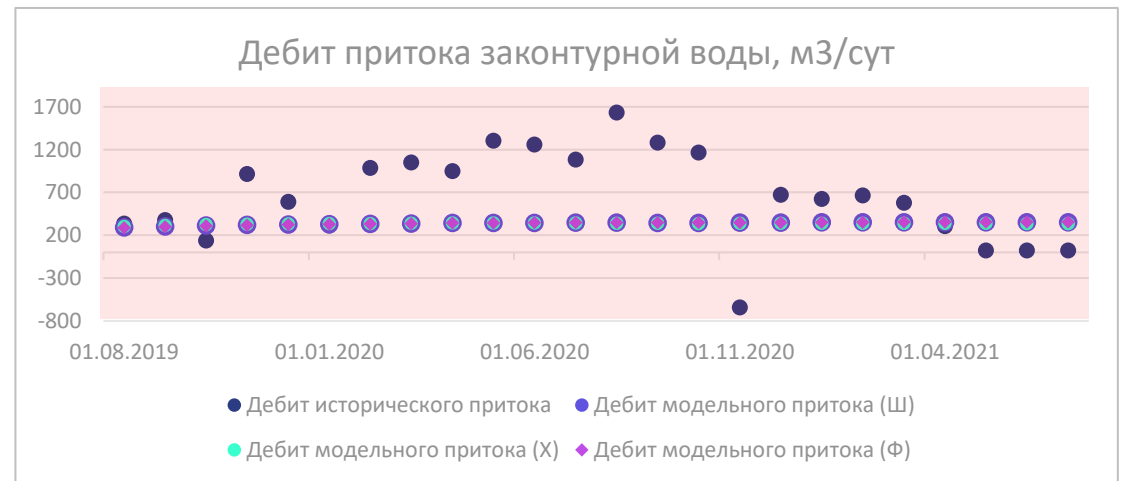
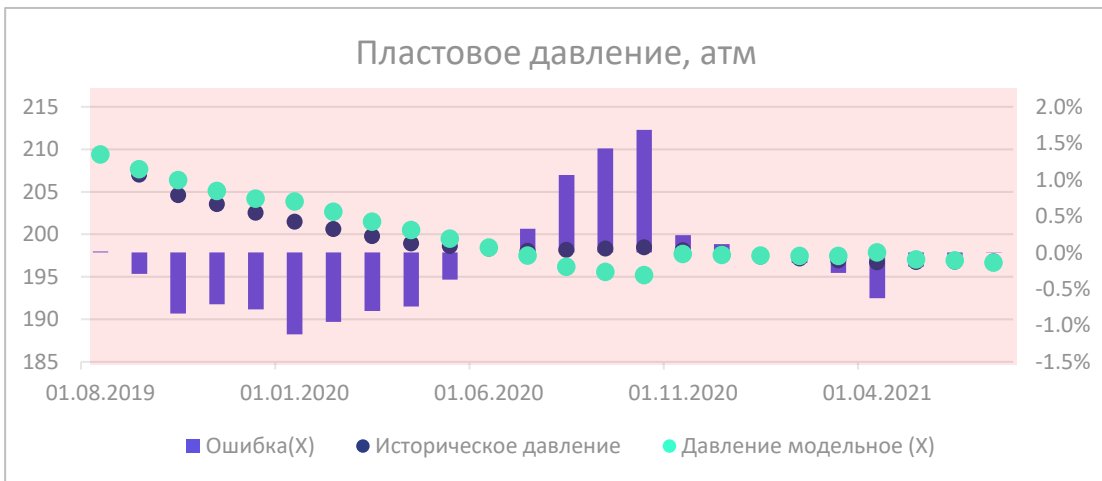
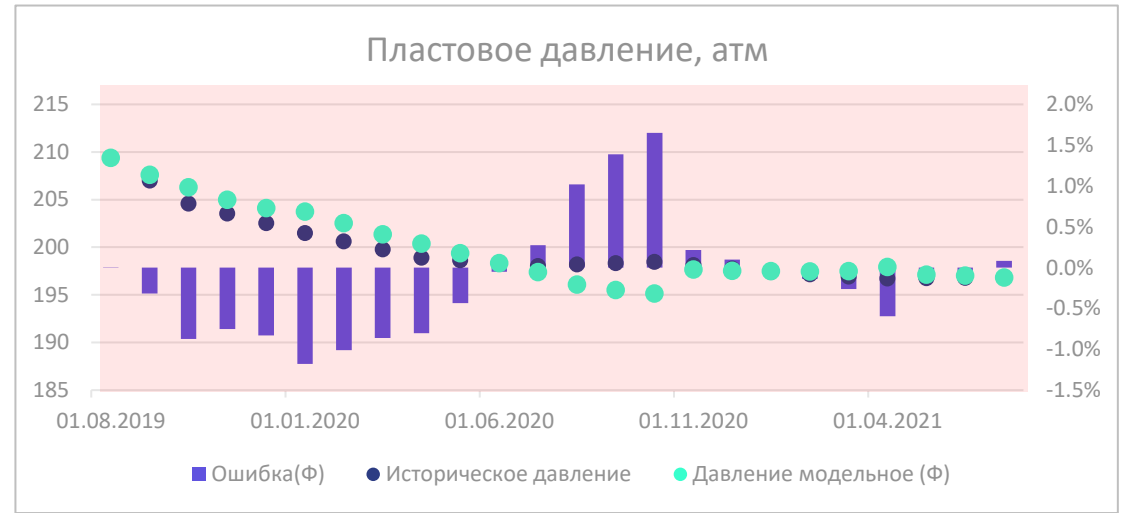
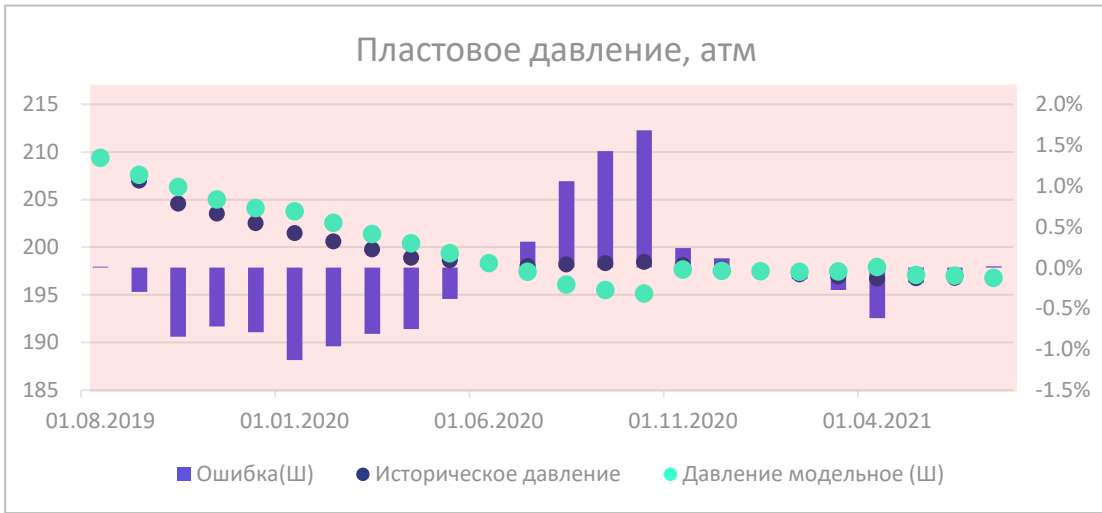
2 года: максимальная ошибка по добыче жидкости, мЗ: 2.36%.



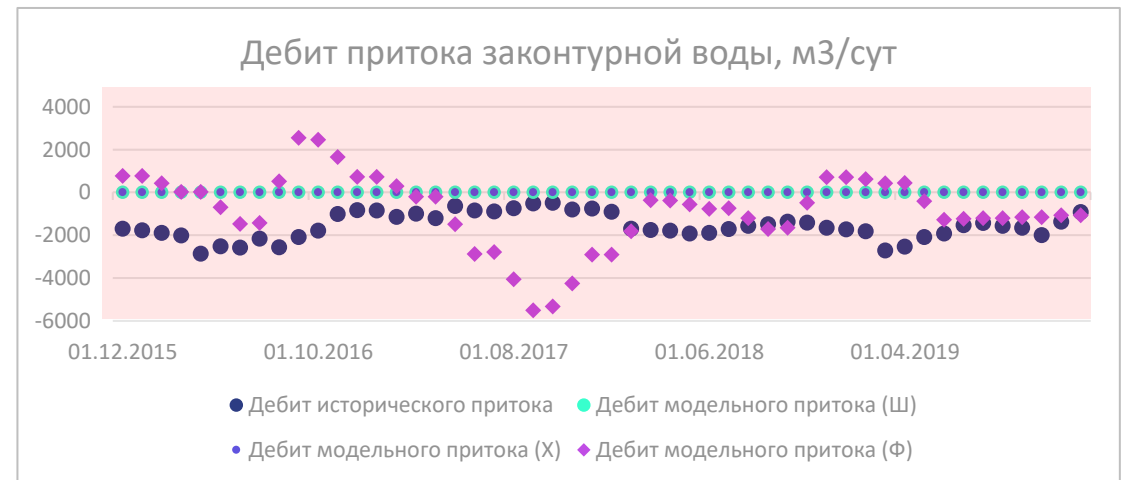
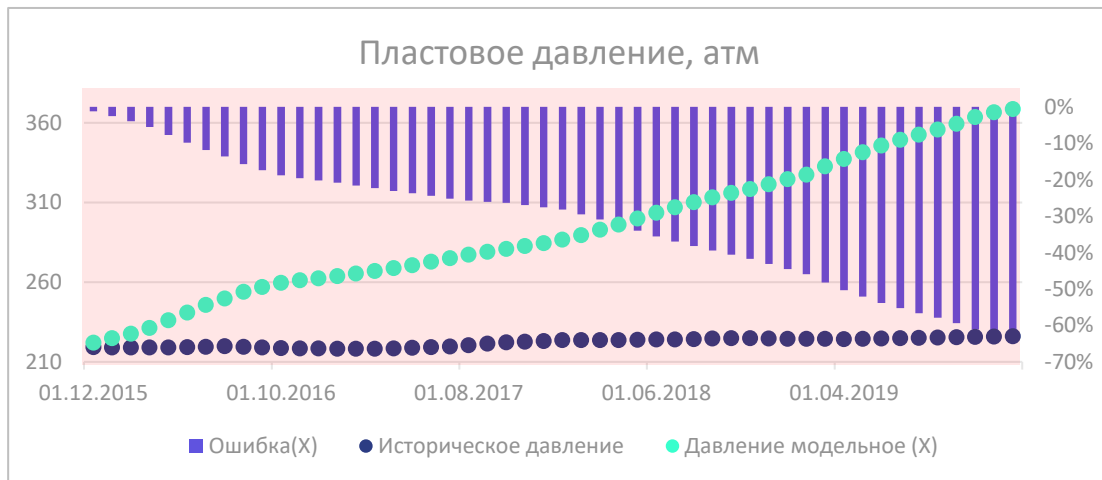
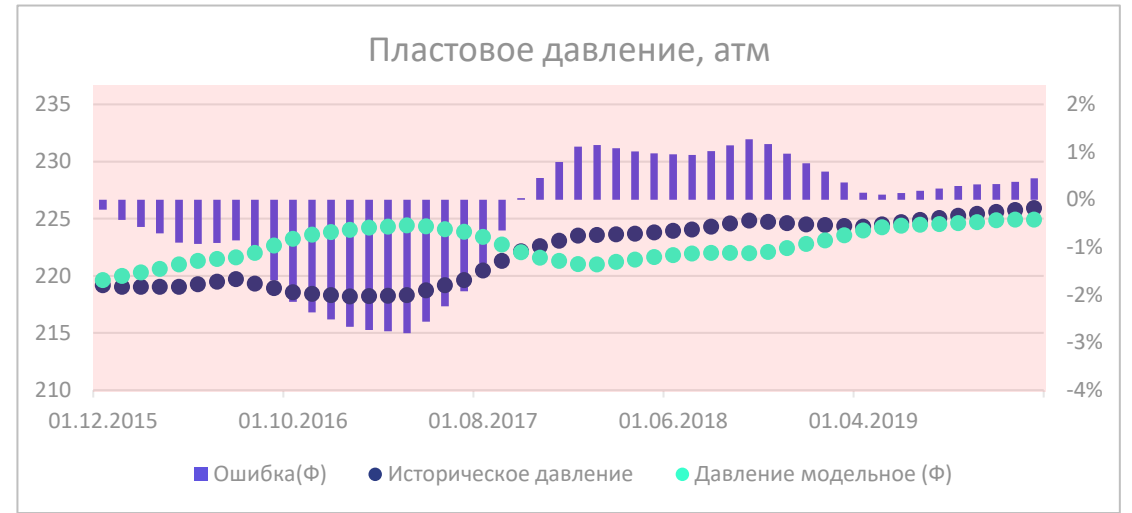
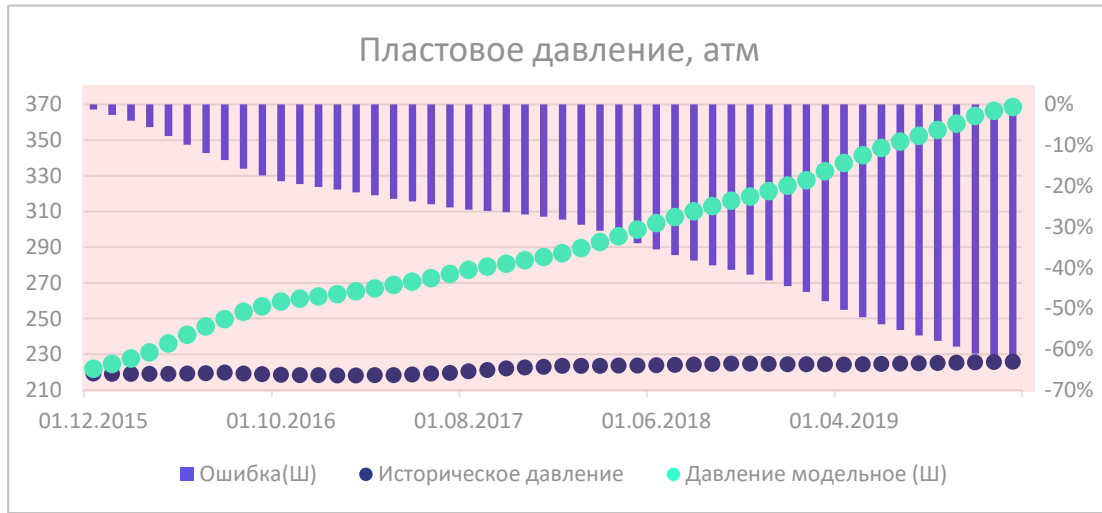
# РЕАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ 1



# РЕАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ 2



# РЕАЛЬНЫЕ ДАННЫЕ 3



## ТАБЛИЦА РЕЗУЛЬТАТОВ НА РЕАЛЬНЫХ ДАННЫХ

реальные данные 1	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Максимальная относительная ошибка:	5.0103%	5.0955%	4.9921%
Средняя относительная ошибка:	1.7712%	1.8258%	1.7651%

реальные данные 2	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Максимальная относительная ошибка:	1.6825%	1.6838%	1.6517%
Средняя относительная ошибка:	0.5399%	0.5378%	0.5460%

реальные данные 3	Модель Шилтиуса	Модель Хёрста	Модель Фетковича
Максимальная относительная ошибка:	63.1354%	63.1353%	2.8067%
Средняя относительная ошибка:	31.6751%	31.6751%	1.0703%

# РЕЗУЛЬТАТЫ

---

- ✓ Изучены несколько моделей естественного притока воды в пласт и сформированы следующие критерии:
  - отсутствие данных свойств пласта и флюидов аквифера (пористость, толщины, сжимаемость и тп);
  - независимость общего вида уравнения притока от типа прилегания водоносной зоны к разрабатываемой залежи;
  - отсутствие в необходимости интерполяций больших таблиц;
  - предполагается установившийся режим работы аквифера
  
- Написан код с реализацией трёх моделей аквифера (стационарная модель Шилтиуса, модель модифицированного стационарного состояния Хёрста, модель Фетковича) с использованием нахождения параметра (-ов) по Нелдер-Миду:
  - на синтетических данных с притоком максимальная ошибка составила 0.26% (Ш), 1.49% (Х) и 1% (Ф).
  
- Реализован автоматический выбор наиболее подходящей модели (наименьшая невязка с фактом).



# РЕЗУЛЬТАТЫ

---

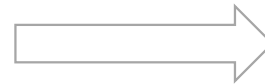
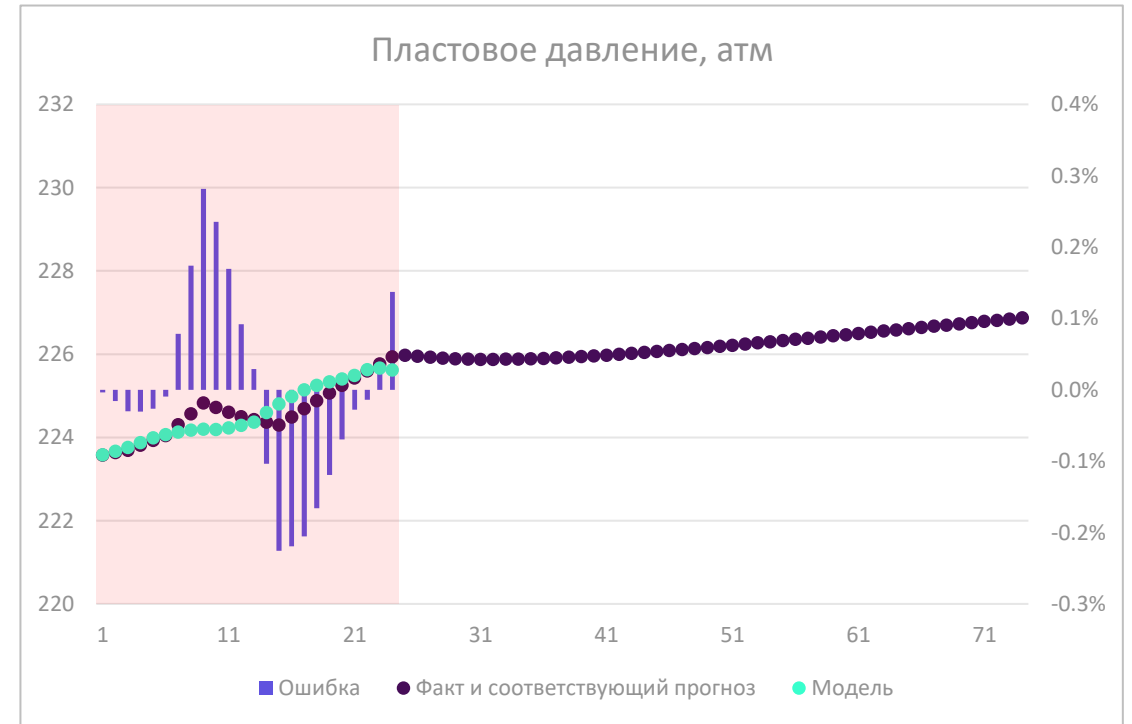
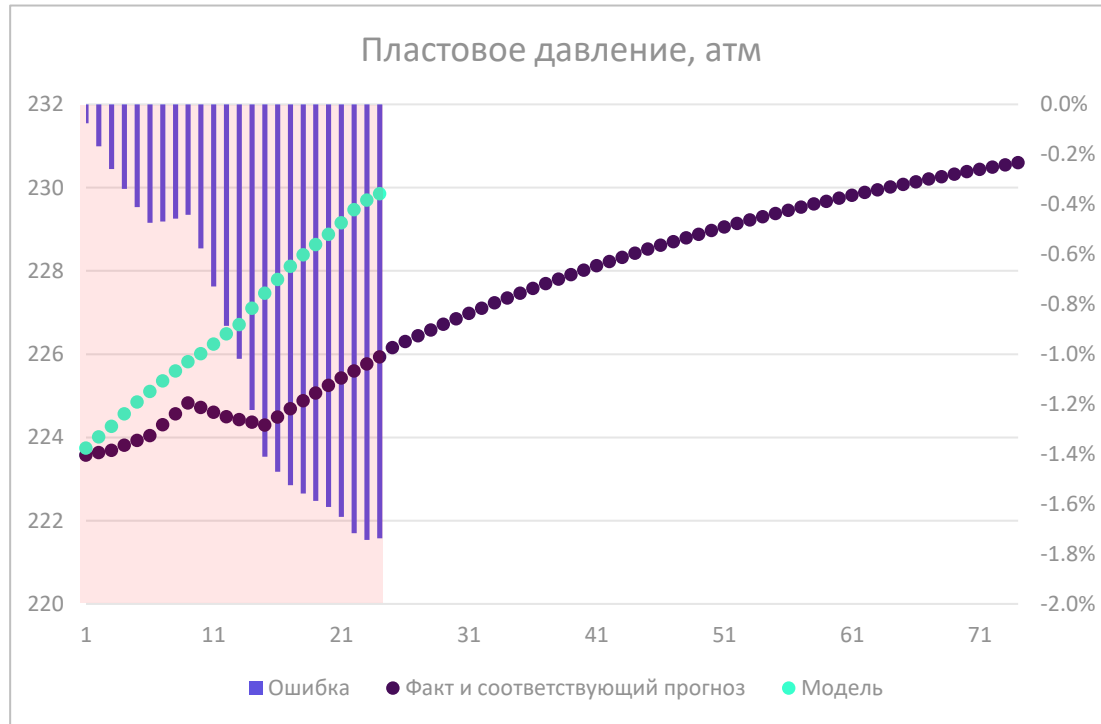
- ✓ Изучены несколько моделей естественного притока воды в пласт и сформированы следующие критерии:
  - отсутствие данных свойств пласта и флюидов аквифера (пористость, толщины, сжимаемость и тп);
  - независимость общего вида уравнения притока от типа прилегания водоносной зоны к разрабатываемой залежи;
  - отсутствие в необходимости интерполяций больших таблиц;
  - предполагается установившийся режим работы аквифера
  
- ✓ Написан код с реализацией трёх моделей аквифера (стационарная модель Шилтиуса, модель модифицированного стационарного состояния Хёрста, модель Фетковича) с использованием нахождения параметра (-ов) по Нелдер-Миду:
  - на синтетических данных с притоком максимальная ошибка составила 0.26% (Ш), 1.49% (Х) и 1% (Ф).
  
- Реализован автоматический выбор наиболее подходящей модели (наименьшая невязка с фактом).

# РЕЗУЛЬТАТЫ

---

- ✓ Изучены несколько моделей естественного притока воды в пласт и сформированы следующие критерии:
  - отсутствие данных свойств пласта и флюидов аквифера (пористость, толщины, сжимаемость и тп);
  - независимость общего вида уравнения притока от типа прилегания водоносной зоны к разрабатываемой залежи;
  - отсутствие в необходимости интерполяций больших таблиц;
  - предполагается установившийся режим работы аквифера
  
- ✓ Написан код с реализацией трёх моделей аквифера (стационарная модель Шилтиуса, модель модифицированного стационарного состояния Хёрста, модель Фетковича) с использованием нахождения параметра (-ов) по Нелдер-Миду:
  - на синтетических данных с притоком максимальная ошибка составила 0.26% (Ш), 1.49% (Х) и 1% (Ф).
  
- ✓ Реализован автоматический выбор наиболее подходящей модели (наименьшая невязка с фактом).

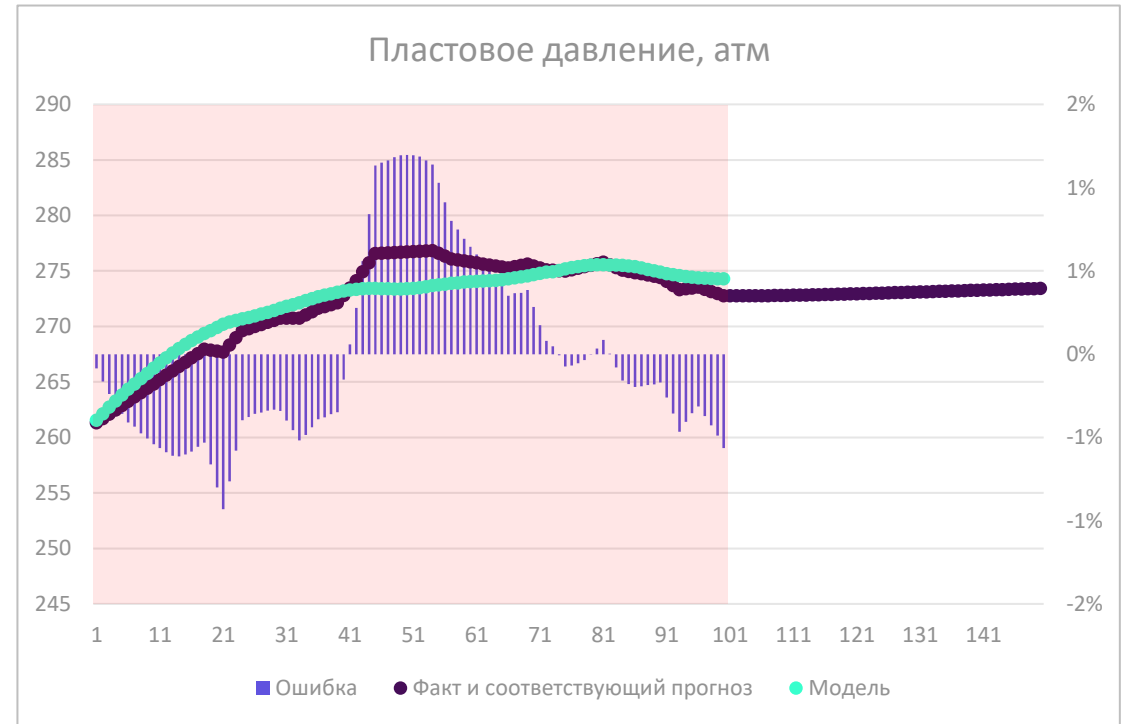
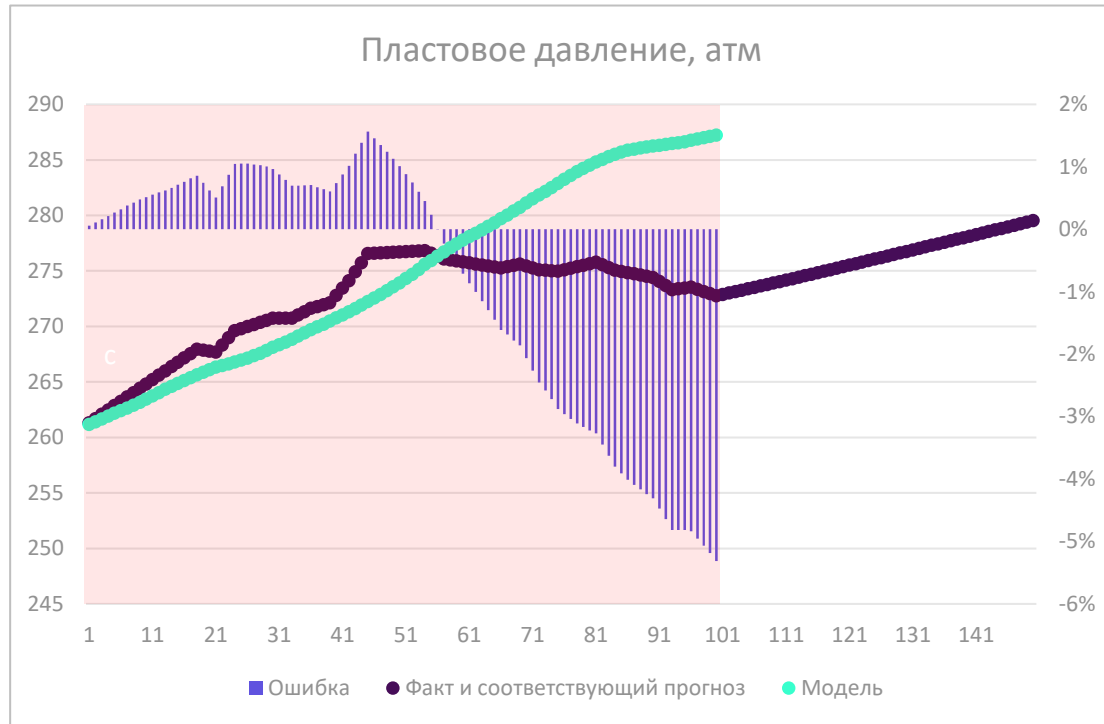
# РЕЗУЛЬТАТЫ



Сжимаемость горной породы:	1 e-03, 1/атм
Модель аквифера:	-

Сжимаемость горной породы:	4.98 e-04, 1/атм
Модель аквифера:	Феткович

# РЕЗУЛЬТАТЫ



Сжимаемость горной породы:	1 e-03, 1/атм
Модель аквифера:	-

Сжимаемость горной породы:	7.63 e-04, 1/атм
Модель аквифера:	Феткович

СПАСИБО ЗА ВНИМАНИЕ!

---