

**МИНОБРНАУКИ РОССИИ**

**Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого**

Институт прикладной математики и механики

Кафедра «Теоретическая механика»

Работа допущена к защите

Зав. Кафедрой, член-корр.

РАН д.ф.м.н., проф.

\_\_\_\_\_ А.М. Кривцов

« \_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2017 г.

**ДИССЕРТАЦИЯ**

**на соискание академической степени**

**МАГИСТРА**

**Тема:**

**ПРОБЛЕМАТИКА ЗАВОДНЕНИЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ**

Направление: 01.04.03 – Механика и математическое моделирование

Выполнил студент гр. 63604/2

\_\_\_\_\_ Д.С. Перец

Руководитель

\_\_\_\_\_ Е.В. Белоногов

\_\_\_\_\_ В.А. Кузькин

Санкт-Петербург

2017

## Реферат

40 с., 20 рис., 5 табл., 0 приложений, 20 источников.

Заводнение, низкопроницаемый коллектор, материальный баланс.

Настоящая работа посвящена вопросам заводнения низкопроницаемых коллекторов (нефтеносных пластов). При помощи уравнения материального баланса решена задача прогнозирования добычи нефти и закачки жидкости в пласт.

## Оглавление

<b>ВВЕДЕНИЕ</b> .....	4
1.1. Обзор литературы .....	6
1.2. Постановка задачи.....	13
<b>ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ</b> .....	15
2.1. Предварительная обработка данных .....	15
3.1. Уровни анализа показателей заводнения.....	19
4.1. Блочно-факторный анализ.....	20
4.1.1. Последовательность решения задачи мониторинга и прогнозирования хода заводнения .....	21
4.1.2. Подбор PVT-параметров .....	21
4.1.2. Определение величины задержки реакции добычи жидкости на закачку.....	22
4.1.3. Настройка модели материального баланса.....	23
4.1.4. Подбор параметров характеристики вытеснения.....	24
4.1.5. Описание функции «Ретропрогноз».....	26
4.1.6. Прогноз эксплуатационных показателей.....	27
4.1.7. Расчет целевой компенсации и закачки .....	28
4.1.8. Расчет дополнительных показателей разработки .....	28
5.1. Применения созданного инструмента.....	30
5.1.1. Выявление и ранжирование проблемных зон.....	30
5.1.2. Расчёт базовых профилей добычи жидкости и нефти, закачки .....	32
5.1.3. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при переводе скважин в режим ППД.....	33
5.1.4. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при управлении устьевым давлением.....	34
5.1.5. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при выводе скважин из бездействия.....	35
5.1.6. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при управлении забойным давлением .....	36
<b>ЗАКЛЮЧЕНИЕ</b> .....	37
<b>СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ</b> .....	38
<b>СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ</b> .....	40

## ВВЕДЕНИЕ

Заводнение (waterflooding) — один из способов воздействия на пласт при разработке нефтяных месторождений, при котором поддержание и восстановление пластового давления и баланса энергии осуществляются закачкой воды.

Первое искусственное заводнение стало результатом случайности. В 1865 году операторы штата Пенсильвания обнаружили, что через заброшенные, но не законсервированные скважины в продуктивные пласты сквозь нарушенную обсадку колонны поступала поверхностная вода. Спустя несколько месяцев в соседних, все еще действующих скважинах увеличилась добыча, причем в некоторых из них значительно. Наряду с нефтью возрос отбор воды. Стало очевидным, что просочившаяся вода до определенной степени восстановила упавшее пластовое давление, заставив тем самым нефть двигаться в направлении смежной добывающей скважины. Форест Дорн и его отец Клейтон Дорн, несколько лет изучавшие этот феномен, пришли к выводу, что, закачивая воду в продуктивный горизонт намеренно, они получили бы такие же результаты. В 1915 году Форест Дорн задумал и осуществил первое заводнение. Примененная им система в дальнейшем стала известна как шахматная трехрядная сетка. Поскольку в то время законы Пенсильвании запрещали нагнетание воды в пласт, процесс заводнения был проведен в тайне. Однако к 1921 году заводнение было законодательно разрешено. В 1936 году его применили и в Техасе. На текущий момент около половины месторождений нефти в США разрабатывают при помощи заводнения [16].

С увеличением количества месторождений с низкими проницаемостями нефтеносных пропластков, существенно увеличилась необходимость повышения темпов добычи нефти. Для объектов с невысокими фильтрационно-емкостными свойствами (далее - ФЕС) это происходит при помощи применения увеличения уровня технико-технологических решений. В настоящее время широкое распространение получили наклонно-направленные скважины (далее - ННС) с технологией гидравлического разрыва пласта (далее - ГРП), горизонтальные скважины с многостадийными ГРП, газовое и водогазовое воздействие. При разработке низкопроницаемых коллекторов могут наблюдаться деформационные процессы при увеличении эффективного давления, такие как кольматация (загрязнение призабойной зоны механическими частицами), и облитерация (закупоривание коллоидными частицами или продуктами окисления фильтрующегося флюида в местах узкого сужения фильтрационных каналов).

Как правило, внедрение новых и современных технологий строительства скважин применяется к добывающим скважинам. На нагнетательных скважинах подобные практи-

ки менее распространены, что негативно отражается на эффективности поддержания пластового давления и вытеснения нефти. Неоднородность коллекторских свойств является одной из главных причин неравномерной выработки пласта в зонах с низкими показателями ФЕС, поэтому для вовлечения в выработку запасов с ухудшенными ФЕС необходимо обоснование и внедрение новых технологических решений.

## 1.1. Обзор литературы

### *Особенности при разработке коллекторов с низкими проницаемостями*

Таблица 1. Особенности разработки различных коллекторов

Проектирование разработки низкопроницаемых коллекторов	Проектирование терригенных коллекторов (классическое)
Низкие ФЕС	Высокие и средние коллекторские свойства
Эффекты нелинейной фильтрации	Фильтрация по закону Дарси
Массовое применение интенсивных технологий (ГРП, горизонтальные скважины с множественным ГРП [далее – ГС с МГРП])	Традиционные технологии

#### *Физические процессы, происходящие при разработке коллекторов*

Проницаемость – способность пород пласта пропускать жидкость и газ при перепаде давления. Для оценки влияния на проницаемость системы изменения эффективного давления при протекании упругих деформаций предложено несколько аналитических представлений закона изменения проницаемости от изменения пластового давления:

*Степенная зависимость:*

$$k = k_0[1 - \alpha_k(P_0 - P)]^{n-1} \quad (1)$$

где  $k$  – проницаемость на текущий момент, мД;  $k_0$  – начальная проницаемость, мД;  $P$  – текущее пластовое давление, атм.;  $P_0$  – начальное пластовое давление, атм.;  $n$  – показатель степени (2, 3, 4, ...).

*Полиномиальная зависимость (при больших изменениях пластового и забойного давлений):*

$$k = k_0\{[1 - \alpha_{k1}(P_0 - P)] + [1 - \alpha_{k2}(P_0 - P)]^2 + [1 - \alpha_{k3}(P_0 - P)]^3 + \dots\} \quad (2)$$

где  $\alpha_{k1}$ ,  $\alpha_{k2}$ ,  $\alpha_{k3}$  – экспериментально определяемые коэффициенты.

В.Н. Николаевским предложена экспоненциальная зависимость [13]. Однако данной зависимостью описывается лишь небольшая часть проведённых лабораторных экспериментов.

$$k = k_0 \exp[-\alpha_k(P_0 - P)], \quad m = m_0 \exp[-\beta_m(P_0 - P)] \quad (3)$$

где  $k_0$ ,  $m_0$  проницаемость и пористость при начальном пластовом давлении;  $\alpha_k$ ,  $\beta_m$  коэффициенты изменения проницаемости и пористости (сжимаемости пор),

1/МПа.

Группы исследователей [10; 11; 15] для оценки зависимости проницаемости от эффективного давления при наличии необратимых деформаций пород пласта оперируют понятием переменного коэффициента снижения проницаемости в экспоненциальной зависимости проницаемости от эффективного давления:

$$k(P) = k_0 \exp[-a(P_0 - P)], \quad \alpha_k(P) = \alpha_0 \exp[n(P_0 - P)] \quad (4)$$

где  $\alpha_0$  – коэффициент изменения проницаемости в возмущенном пласте при начальном пластовом давлении, 1/МПа;  $n$  – коэффициент учитывающий изменение коэффициента  $\alpha_k(P)$ , 1/МПа.

В данной зависимости не учитывается продолжительность действия нагрузки и, соответственно, нет учёта накопленной пластической деформации. В работе [12] предложена зависимость в виде двойной экспоненты и сделан вывод, что у коллекторов с большим содержанием глинистой составляющей будет происходить наибольшее изменение проницаемости от давления. С увеличением эффективного давления может наблюдаться необратимое изменение пористости. Необратимое изменение пористости происходит у песчаников со значительным содержанием обломочного и цементирующего материала.

В работе [14] в процессе изучения деформаций на керновом материале был сделан вывод, что наибольшие относительные изменения коэффициента проницаемости с увеличением давлений будут наблюдаться у глинистых низкокопроницаемых коллекторов, а наименьшие – у высокопроницаемых коллекторов. При небольших эффективных давлениях наблюдаются обратимые деформации, а при превышении некоторой критической величины – появляются частично необратимые и полностью необратимые деформации (область пластического режима фильтрации). Наличие необратимых деформаций присуще песчаникам с плохо отсортированными зёрнами со значительным содержанием обломочного и цементирующего материала, а также у известняков и доломитов.

### *Закон Дарси*

Закон Дарси успешно применялся во многих формах, из которых примечательными являются радиальная и линейная. Вместе с законом сохранения масс он применим для многофазных потоков с учетом их трехмерного движения и для нефти, характеризующейся высокими как плотностью, так и газонефтяным фактором. Основная форма закона Дарси очень близка к форме других законов переноса материи.

$$q = \frac{kA \Delta p}{\mu L}, \quad (5)$$

где  $q$  – расход, т/сут;  $k$  – коэффициент проницаемости, мД;  $A$  – площадь поперечного сечения, м<sup>2</sup>;  $\mu$  – динамическая вязкость, сП,  $\Delta p$  – перепад давления, атм;  $L$  – длина, мм.

При промышленной эксплуатации нефтяного месторождения различают три режима притока, интересующие разработчиков на протяжении всего периода работы скважины:

- Неустановившийся
- Псевдоустановившийся
- Установившийся

Индикатором режима потока является характер изменения давления. На рисунке показан пример изменения давления при каждом из режимов.

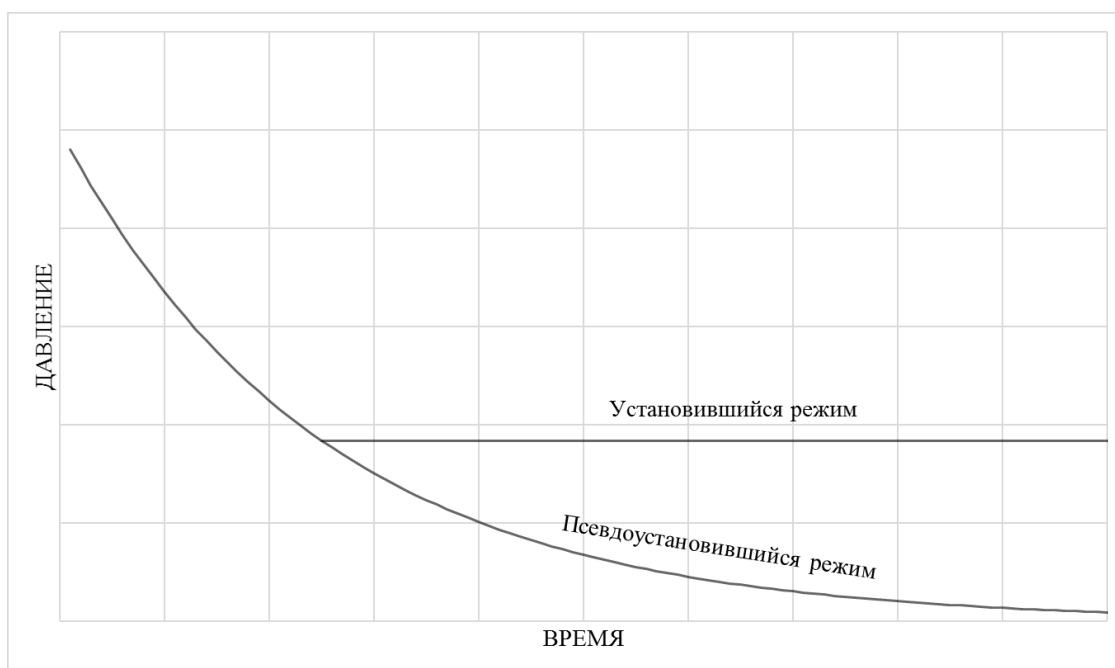


Рисунок 1. Изменение давления фонтанирующей скважины во времени для трех режимов притока

Различные состояния притока описываются следующими уравнениями (Таблица 1)

Таблица 2. Типы притоков при добычи нефти

Тип притока	Уравнение	Граничные условия
Неустановившийся	$\frac{\partial p}{\partial t} = f(r, t)$	Отсутствия влияния внешних границ
Псевдоустановившийся	$\frac{\partial p}{\partial t} = C (const)$	Отсутствие влияние границ потока, но давление на контуре снижается
Установившийся	$\frac{\partial p}{\partial t} = 0, \quad \frac{\partial q}{\partial t} = 0$	давление на границах неизменно во времени



Зачастую псевдоустановившийся и установившийся режимы могут и не быть достигнуты при разработке. Например, уравнения, описывающие псевдоустановившееся состояние, часто применяют, когда дебиты, а, следовательно, границы между подвижным и неподвижным флюидами изменяются во времени. Изменения объемов закачки и добычи, связанные с ремонтом скважин, а также увеличение дебитов с целью повышения добычи или выравнивания объемов отбора по элементам системы разработки создают условия неустановившегося состояния. Такой режим, однако, будет существовать лишь непродолжительное время (часы, дни), после чего последует стабилизация притока для нового распределения дебитов скважин. В целом вышеобозначенные условия применимы для практических целей.

Уравнения для расходов жидкости при различных режимах притока так же различаются

Таблица 3. Уравнения дебитов для различных типов притока

Тип притока	Уравнение
Неустановившийся	$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C\mu B \ln\left(\frac{kt}{\phi\mu c_t(r_w)^2}\right)}$
Псевдоустановившийся	$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C\mu B (\ln(r_e/r_w) - 3/4)}$
Установившийся	$q = \frac{kh(\bar{p} - p_{wf})}{C\mu B (\ln(r_e/r_w) - 1/2)}$

где  $q$  – дебит нефти, т/сут;  $k$  – проницаемость пласта, мД;  $h$  – эффективная толщина нефтеносных пропластков, м;  $\bar{p}$  – среднее пластовое давление в зоне дренирования, атм;  $p_{wf}$  – забойное давление, атм;  $C$  – сжимаемость нефти;  $\mu$  – вязкость нефти, сПз;  $B$  – объемный коэффициент нефти, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $r_e$  – радиус контура питания, м;  $r_w$  – радиус скважины, м;  $\phi$  – пористость пласта.

Большую часть разрабатываемых на данный момент и вводимых в добычу запасов нефти составляют запасы низкопроницаемых неоднородных коллекторов. Повышение эффективности разработки данных коллекторов возможно с использованием современных технологий нефтеизвлечения, таких, как газовое и водогазовое воздействие (далее - ВГВ), гидравлический разрыв пласта, а также при совершенствовании технологии заводнения на основе систем горизонтальных скважин (далее - ГС). При этом разработка низкопроницаемых неоднородных коллекторов с повышенным содержанием глинистой составляющей может сопровождаться протеканием деформационных процессов при увеличении эффек-

тивного давления, а также процессами кольматации и облитерации. Это необходимо учитывать при обосновании режимов работы добывающих и нагнетательных скважин.

Во всей области градиентов давления для низкопроницаемых коллекторов закон Дарси не работает. Эффекты нелинейной фильтрации необходимо детально изучать и учитывать при проектировании разработки низкопроницаемых коллекторов.

В трещиноватых пластах фильтрация происходит в основном по системе трещин, тогда как большая часть флюида содержится в низкопроницаемой матрице (трещинная пористость составляет 0.1 - 1 % от общего объема). Вытеснение жидкостей из блоков матриц в трещине происходит под действием капиллярных сил [3].

#### *Предварительная обработка данных*

В числе основных проблем развития современной нефтяной индустрии является высокий уровень неопределённости исходных данных, собираемых в автоматическом режиме системами онлайн-мониторинга геолого-промысловых объектов. Чаще всего эти данные представляют собой таблицы, где с определённым (фиксированным) интервалом времени представлены параметры разработки месторождения, такие как, дебиты скважин, время работы скважины и т.д. Проблема неопределённости заключается в том, что по разным причинам (технического характера или из-за человеческого фактора) некоторые ячейки этой таблицы могут хранить данные, существенно отклоняющиеся от основной массы данных или вовсе отсутствовать. Для того, чтобы корректно оценивать текущее состояние разработки месторождения, необходимо оперативно реагировать на подобные ошибки и в случае аномальных значений – исправлять их, в случае пробелов – заполнять пустые ячейки таблицы.

Как правило, критерии обнаружения выбросов формулируются в терминах проверки статистических гипотез. Поэтому требуется сформулировать основную гипотезу  $H_0$  и альтернативную гипотезу  $H_1$ . Следующим шагом необходимо выбрать статистику критерия  $T(X_1, \dots, X_n)$ , рассчитываемую по исходной выборке  $X_1, \dots, X_n$ . После этого требуется обозначить критическую область статистики  $T(X_1, \dots, X_n)$  и на основании этого принять решение в пользу одной из гипотез  $H_0$  или  $H_1$  [1, 20].

Многие критерии обнаружения аномальных значений разработаны для величины, распределённой нормально, т.е. предполагается, что гипотеза  $H_0$  для наблюдаемой величины  $X_1, \dots, X_n$  записывается в виде [2]:

$$H_0 : L(X_i) = N(\mu, \sigma^2), \text{ для всех } i = 1, \dots, n. \quad (6)$$

Гипотеза  $H_1$  говорит о том, что для одного или нескольких наблюдений математическое ожидание отличается от математического ожидания выборки:

$$H_1 : L(X_j) = N(\mu + \Delta, \sigma^2), \text{ для некоторых } j = \{1, \dots, n\}. \quad (7)$$

$\Delta$	Тип альтернативной гипотезы
$\neq 0$	Двусторонняя
$> 0$ ( $< 0$ )	Односторонняя $H_1^+$ ( $H_1^-$ )

Рассмотрим основные используемые статистические критерии выявления аномальных значений.

*Критерий Граббса:*

Для проверки гипотезы  $H_0$  против односторонней альтернативной гипотезы  $H_1^+$  или  $H_1^-$ , статистика критерия записывается в следующем виде:

$$A_1^+ = (X_{(n)} - \mu)/\sigma \text{ или } A_1^- = (X_{(1)} - \mu)/\sigma \quad (8)$$

Гипотеза  $H_0$  против двусторонней гипотезы альтернативы  $H_1$  основывается на статистике:

$$A_2 = \max_{1 \leq i \leq n} \{|X_i - \mu|/\sigma\} \quad (9)$$

Таблицы критических значений этих статистик можно найти в [44, 52].

*Критерии Томпсона:*

Значениями параметров  $\mu$  и  $\sigma^2$  являются среднее выборочное среднее  $\bar{X}$  и выборочная дисперсия  $S^2$  соответственно, вычисляемые по исходной выборке. Пусть размах выборки  $R_n = X_{(n)} - X_{(1)}$ . Для проверки нулевой гипотезы против альтернативы сдвига  $H_1^+ : \Delta > 0$ , статистика в виде:

$$D_1 = (X_{(n)} - \bar{X})/S \quad (10)$$

По аналогии, для проверки нулевой гипотезы против односторонней альтернативы  $H_1^- : \Delta < 0$  статистика в виде:

$$D_2 = (X_{(1)} - \bar{X})/S \quad (11)$$

Проверка нулевой гипотезы против двусторонней гипотезы  $H_1: \Delta \neq 0$  основана на статистике:

$$D_3 = \max_{1 \leq i \leq n} \{|X_i - \bar{X}|/S\} \quad (12)$$

*Критерий Диксона:*

Рассмотренные выше критерии предназначены для проверки гипотезы о том, что среди рассматриваемых значений есть только один выброс. Критерий Диксона позволяет проверять выборку на наличие одного выброса, но при возможном наличии ещё одного (или двух) выбросов. Критерий Диксона применяется для упорядоченной выборки, т.е. значения множества  $X$  необходимо предварительно отсортировать по возрастанию.

$$X = \{x_1; x_2 \dots; x_{n-1}; x_n\} \Rightarrow \tilde{X} = \{\tilde{x}_1; \tilde{x}_2 \dots; \tilde{x}_{n-1}; \tilde{x}_n\}, \text{ где } \tilde{x}_1 \leq \tilde{x}_2 \leq \dots \leq \tilde{x}_{n-1} \leq \tilde{x}_n.$$

Так же, применимость данного критерия ограничена размером выборки не более 30 значений. Статистики критериев Диксона основаны на отношениях разностей между порядковыми статистиками и записываются в различных вариантах.

Далее обозначим упорядоченную выборку за  $X = \{x_1; x_2 \dots; x_{n-1}; x_n\}$ .

1. Проверка лишь *одного* сомнительного наблюдения  $x_1$  основана на статистике вида

$$R_{10} = \frac{x_2 - x_1}{x_n - x_1} \quad (13)$$

или проверка лишь *одного* сомнительного наблюдения  $x_n$  основана на статистике вида

$$\tilde{R}_{10} = \frac{x_n - x_{n-1}}{x_n - x_1} \quad (14)$$

2. Проверка *одного* сомнительного наблюдения  $x_1$ , не зависящая от крайнего наблюдения  $x_n$ , основана на статистике вида

$$R_{11} = \frac{x_2 - x_1}{x_{n-1} - x_1} \quad (15)$$

или проверка для наблюдения  $x_n$ , не зависящая от крайнего наблюдения  $x_1$ , основана на статистике вида

$$\tilde{R}_{11} = \frac{x_n - x_{n-1}}{x_n - x_2} \quad (16)$$

3. Проверка сомнительного наблюдения  $x_1$ , не зависящая от наблюдений  $x_2$ ,  $x_n$  и  $x_{n-1}$  основана на статистике вида

$$R_{22} = \frac{x_3 - x_1}{x_{n-2} - x_1} \quad (17)$$

или проверка сомнительного наблюдения  $x_n$ , не зависящая от наблюдений  $x_2, x_1$  и

$x_{n-1}$  основана на статистике вида

$$\tilde{R}_{22} = \frac{x_n - x_{n-2}}{x_n - x_3} \quad (18)$$

## 1.2. Постановка задачи

Принимая во внимание результаты исследований, рассмотренные выше, проблема наиболее полного нефтеизвлечения из низкопроницаемых коллекторов на настоящее время остается одной из актуальнейших и нерешённых задач для отраслевой науки и практики. Растущие потребности углеводородов как источника энергии и сырья для промышленности возможно удовлетворить не только путем поиска, геолого-разведочных работ и бурения новых месторождений, но и путем планомерного повышения эффективности разработки уже введённых в эксплуатацию месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Повышением эффективности разработки низкопроницаемых неоднородных коллекторов занимались многие ученые. Вместе с тем, несмотря на достигнутые результаты в повышении эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов, до настоящего времени недостаточно полно изучены закономерности влияния параметров указанных технологий на эффективность нефтеизвлечения в различных геолого-промысловых условиях с учетом протекающих в пласте физических процессов. Разработка низкопроницаемых неоднородных коллекторов может сопровождаться протеканием деформационных процессов вследствие увеличения эффективного давления, а также процессами кольматации и облитерации. Это приводит к необратимым потерям фильтрационно-емкостных свойств затуханию фильтрации.

В настоящее время недостаточно изучены влияния технологий увеличения нефтеотдачи пласта на эффективность нефтеизвлечения из низкопроницаемых коллекторов, с учетом протекающих в пласте физических процессов. В связи с этим, повышение эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов возможно лишь при более полном учёте геологопромысловых особенностей строения пласта и описании физических процессов. Т.к. подобная работа очень трудоёмкая, необходимо создание инструмента, позволяющего при помощи уравнений математического баланса и основываясь на историю разработки месторождения, способного прогнозировать основные параметры разработки, такие как: добыча жидкости, добыча нефти, закачка воды, пластовое давление.

Успех или неуспех проведения заводнения напрямую зависит от составленной программы детального мониторинга. Корректно продуманная и качественно осуществленная программа должна обращать особое внимание на три основных аспекта:

1. Процессы, происходящие в пласте (положение фронта, материальный баланс...).
2. Состояние нагнетательных и добывающих скважин.
3. Состояние наземного оборудования.

Материальный баланс – простая концепция, подчиняющаяся закону сохранения масс, согласно которому привнесенная масса равна извлеченной плюс то, что накопилось или осталось (в пласте, например). Для заводнения данная концепция имеет большое значение, поскольку для любого контроля объемов, таких, как объем элемента системы разработки, применим закон сохранения масс. Мы можем применять этот закон в различных приложениях для оценки характеристик процессов заводнения. Зачастую инженеры пренебрегают возможностями применения концепции материального баланса, поскольку считают области применения слишком сложными, а имеющиеся данные ненадежными. Однако на практике систематическое применение метода, основанное на принципе материального баланса, является надежным и оперативным способом оценки процессов заводнения. Поэтому предлагаемый метод является основной составляющей любой программы по контролю за ходом заводнения. Материальный баланс – это один из первых инструментов, используемых для характеристики процессов заводнения в отдельно взятом элементе системы заводнения, и предшествует применению более сложных методов, включая моделирование. Моделирование, к примеру, есть не что иное, как контроль потока в каждой ячейке с помощью материального баланса и закона Дарси. Поэтому проблемы, связанные с расчетами материального баланса, должны быть рассмотрены до начала реального моделирования.

В ходе данной работы необходимо решать две задачи:

1. Выявление аномальных значений и восстановление пропущенных промежутков в исторических данных
2. Решение задачи прогнозирования профилей добычи и закачки посредством уравнений материального баланса (баланса масс).

## ОСНОВНАЯ ЧАСТЬ

### 2.1. Предварительная обработка данных

Для выявления аномальных значений принято решение использовать статистический критерий Диксона, т.к. это один из немногих методов, менее чувствительных к типу распределения исходной величины, но чувствительный к объему анализируемой выборки. Докажем независимость от типа распределения.

Пусть имеется выборка из  $N$  значений, расположим её в вариационный ряд  $Y_1, \dots, Y_N$ . В данном случае плотность распределения непараметрической статистика Диксона будет выглядеть следующим образом:

$$f(Y) = \frac{N!}{(N-3)!} \int_{-\infty}^{\infty} \int_{-\infty}^{\infty} \left[ \int_{y-v}^{y-rv} f(t) dt \right]^{N-3} f(Y-tv) f(Y) v dv dY \quad (19)$$

Если крайние значения  $Y_1$ , или  $Y_N$  являются одиночными сбоями, то статистика  $r$  представляет собой отнесённую к размаху  $Y_N - Y_1$  исходящую первую разность, когда проверяется следующее значение:

$$r_{1,N} = \frac{Y_N - Y_{N-1}}{Y_N - Y_1} \quad (20)$$

или восходящую первую разность в случае проверки

$$r_{1,N} = \frac{Y_1 - Y_2}{Y_N - Y_1} \quad (21)$$

Из выражения (19) можно сделать вывод, что распределение переменной Диксона не зависит от среднего значения и дисперсии исходного распределения  $f(Y)$ , а зависит только от объёма выборки. Непараметрические свойства распределения (\*\*\*) позволяют использовать критерий Диксона при произвольном характере распределения исходных данных.

Достоверность анализируемых значений определяется в соответствии с пороговым критерием:

$$r_{1,N} > r_{\alpha}, \text{ где } \alpha - \text{критерий значимости}$$

В данной работе предварительному анализу подвергались длинные временные ряды, поэтому напрямую нельзя использовать критерий Диксона, т.к. он ограничен объемом исходной выборки 25 значениями. Поэтому данный критерий применялся в совокупности с оконным типом фильтрации.

Пример исходных данных с аномальными значениями приведён на рисунке 2.

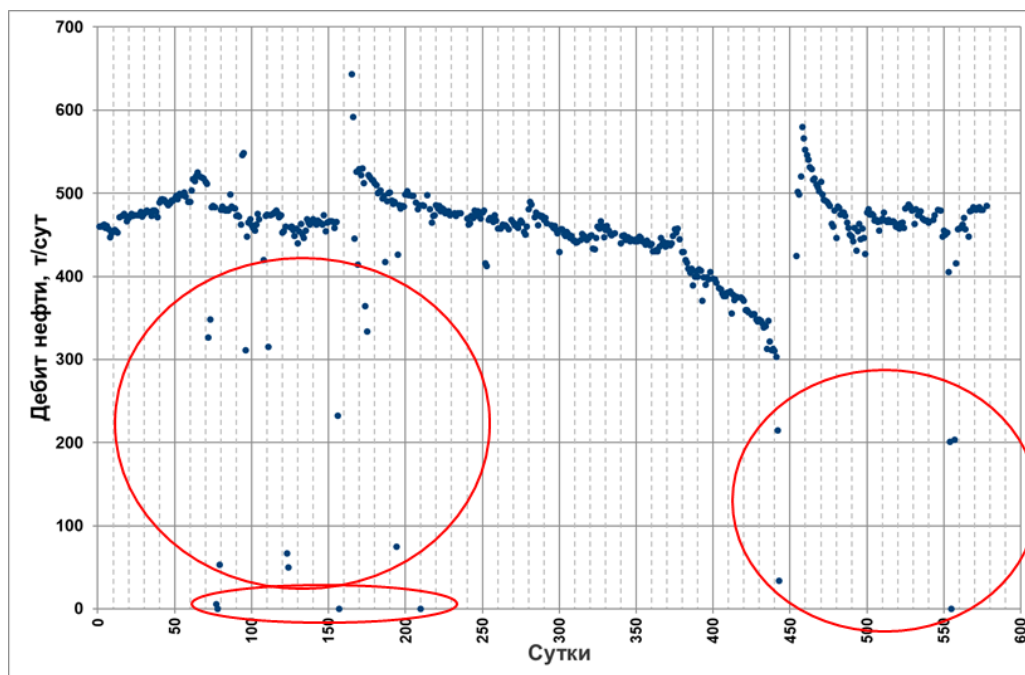


Рисунок 2. Пример исходных данных – динамика добычи жидкости. Красным выделены потенциальные выбросы.

Как было сказано выше, объем анализируемой выборки ограничен сверху 30 значениями, но по причине того, что генеральная совокупность имеет больший размер, выявление выбросов происходит в режиме плавающего окна с возможной шириной окна от 8 до 30 значений (обозначим за  $m$ ). Т.е. на первом шаге рассматривается подвыборка  $\{x_1, x_2, \dots, x_m\}$ , на втором  $\{x_2, x_3, \dots, x_{m+1}\}$ , на последнем  $\{x_{n-m+1}, x_{n-m+2}, \dots, x_n\}$ . Если в одном из окон было обнаружено значение, статистика которого превышает пороговое значение, то эта точка помечается как выброс и в анализе более не принимает участие. Из Таблицы 1 берутся значения, соответствующие степени значимости  $\alpha = 0.05$ . Т.к. анализируется не вся выборка, а лишь небольшая по объему подвыборка, то достаточно проверить на выброс только крайние значения (максимальное и минимальное).

*Алгоритм оконного поиска аномальных значений:*

1. На первом шаге ни одна из точек не помечена как выброс, поэтому анализируемый массив заполняется первыми  $m$  значениями генеральной совокупности значений.

$$Z = \{x_1; x_2; \dots; x_{m-1}; x_m\}$$

2. Сортировка подвыборки.



$$\tilde{Z} = \{x_1; x_2; \dots; x_{m-1}; x_m\} \Rightarrow Z = \{z_1; z_2; \dots; z_{m-1}; z_m\},$$

где  $Z$  – есть упорядоченное по возрастанию множество  $\tilde{Z}$

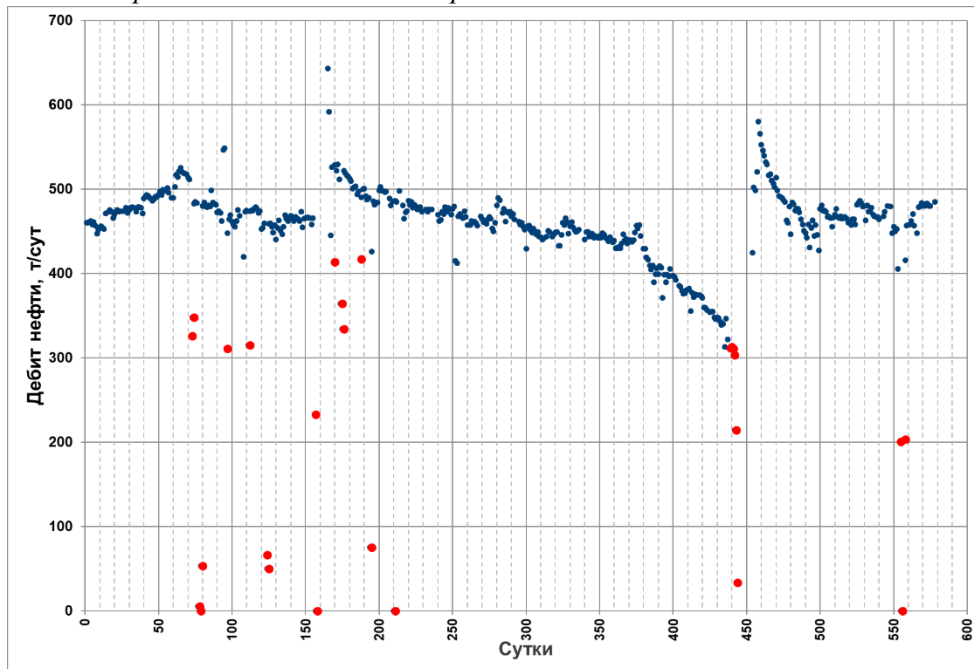
### 3. Расчет статистик

$$R_{22} = \frac{z_3 - z_1}{z_{m-2} - z_1} \text{ (анализ минимального значения)}$$

$$\tilde{R}_{22} = \frac{z_n - z_{n-2}}{z_n - z_3} \text{ (анализ минимального значения)}$$

4. Сравнение полученных статистик с табличными значениями. Если превышение – точка помечается как выброс и далее не анализируется.
5. Сдвиг окна на одно значение вправо и формирование новой подвыборки значениями, которые не помечены как выброс. Переход к шагу 2.

*Пример работы алгоритма по выявлению выбросов:*



*Рисунок 3. Пример работы алгоритма с шириной окна 12 значений и уровнем значимости 0.01. Красным выделены детектированные алгоритмом точки*

После детектирования выбросов, необходимо восстановить значения точки на графике. Для этого предлагается использовать метод средневзвешенного скользящего среднего. Идея алгоритма состоит в том, что для восстановления пропущенного (аномального значения) в ряде данных наибольший вклад приносят точки, ближе всего находящиеся к пропущенному интервалу.

Пусть  $Y_n$  – пропущенное значение исторических данных. Тогда:

$$Y_n = \frac{\sum_{i=1}^n (c_i Y_{n-i}) + \sum_{i=1}^n (c_i Y_{n+i})}{2 * \sum_{i=1}^n (c_i)} \quad (22)$$

где  $c_i$  – весовые коэффициенты, зависящие от удаленности от местоположения восстанавливаемого значения

$n$  – полудлина вспомогательного окна.

Пример работы алгоритма по восстановлению пропущенных значений:

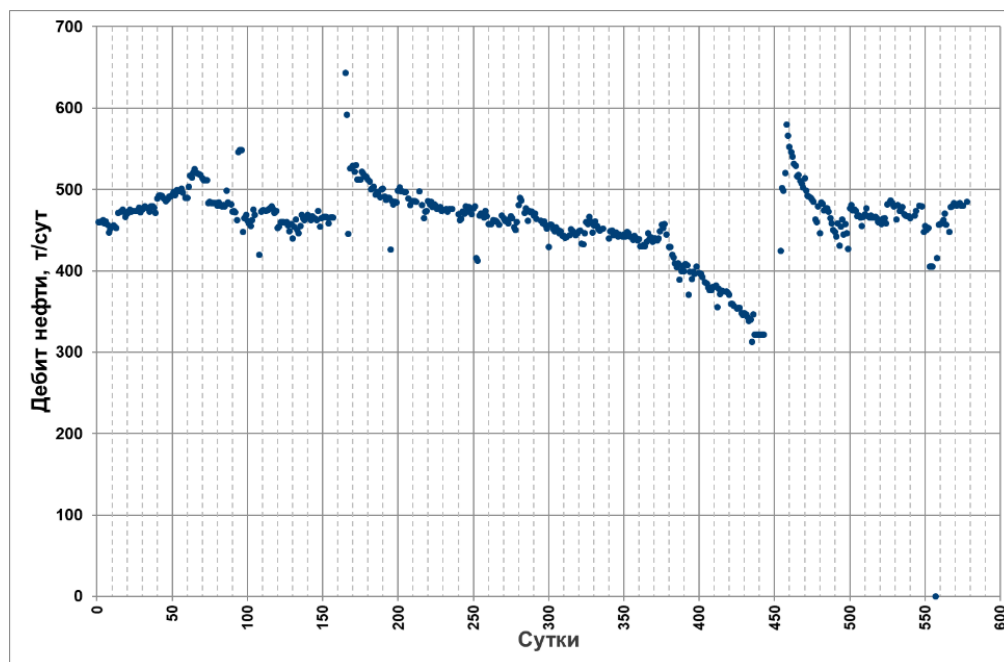


Рисунок 4. Результат работы восстановления данных методом взвешенных средних

### 3.1. Уровни анализа показателей заводнения

При мониторинге хода заводнения одну из ключевых ролей играет масштаб, на уровне которого происходит анализ. Примерами таких уровней могут быть: месторождение, блок (ячейка заводнения), скважина. При выборе любого из масштабов разработчик столкнется как с плюсами, так и с недостатками. Плюсами анализа на уровне месторождения является тот факт, что анализируются все объекты вместе и это позволяет выявлять глобальные проблемы, но в то же время это не позволяет корректно составлять план для программ геолого-технологических мероприятий (далее – ГТМ). Анализируя блоки (ячейки заводнения) несомненным достоинством является скорость анализа, но, как и в первом случае, возникает проблема осреднения показателей по всему блоку. Самым информативным и детализированным является поскважинный анализ. Недостатками является очень низкая скорость работы, (т.к. на месторождении количество скважин может достигать нескольких сотен) и сложность учёта окружения скважины. Сопоставляя плюсы и минусы каждого из масштабов, было принято решение оперировать блоками, получая при этом высокую скорость анализа и возможность корректного учёта окружения.



Рисунок 5. Достоинства и недостатки различных уровней мониторинга заводнения.

#### 4.1. Блочно-факторный анализ

Принципы выделения блоков (ячеек заводнения).

Ячейка заводнения – зона месторождения, включающая в себя нагнетательные и добывающие скважины и ограниченная замкнутым контуром. При выделении блоков рекомендуется следовать следующему правилу: необходимо минимизировать перетоки через границы между блоками, создавая при этом гидродинамически замкнутую систему. Этого можно добиться при проведении контура через нагнетательные скважины, и выделяя залежи, дифференцируемые по геологическим или фильтрационным характеристикам.

По причине того, что при проведении границы, некоторые скважины могут оказаться на границе двух и более блоков, возникает необходимость в присвоении каждой скважине коэффициента участия в каждом из блоков.

Методы вычисления коэффициентов участия скважин (далее - КУС)

Таблица 4. Методы определения КУС

Метод	Тип	Описание
<i>Геометрический</i>	Статический	Вклад граничной скважины в каждый из блоков пропорционален углу, открытому для потока из этого блока
<i>Аналитический</i>	Динамический	Учитывается режим работы (добывающая/нагнетательная) граничной скважины, вклад пропорционален добыче/закачке каждого блока
<i>Моделирование</i>	Динамический	Расчёт коэффициентов участия скважин выполняется с учётом геометрии блока и взаимовлияний скважин, основанных на линиях тока (линии, вдоль которых в каждый момент времени движется частица [направление касательных к которым, в каждой точке совпадает с направлением скорости частицы жидкости в этой точке])

На рисунке 6 графически изображены методы определения коэффициентов участия скважин.

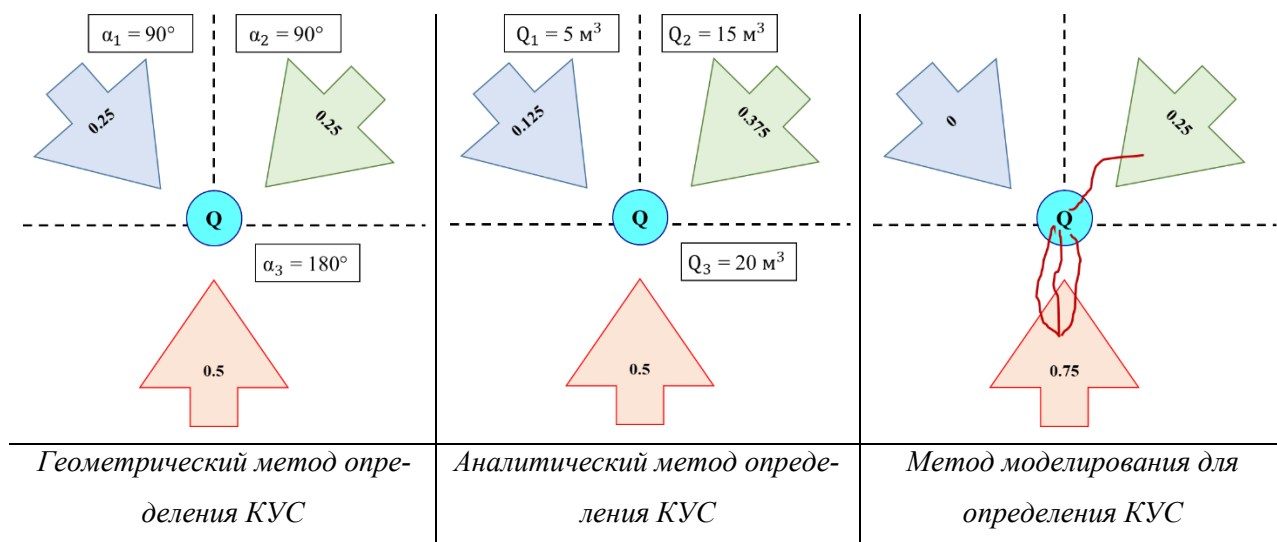


Рисунок 6. Графическое изображение методов определения КУС.

С увеличением отношения между закачкой соседних блоков растёт и отличие динамических коэффициентов участия скважин от геометрических. В данной работе принято решение использовать коэффициенты скважин, рассчитываемые аналитическим методом.

#### 4.1.1. Последовательность решения задачи мониторинга и прогнозирования хода заводнения

- Подбор PVT-параметров (Pressure, Volume, Temperature): сжимаемость, объемный коэффициент;
- Подбор величины задержки реакции добычи жидкости на изменение закачки;
- Подбор коэффициентов модели материального баланса: коэффициент эффективной закачки, эффективная насыщенность, текущее фактическое пластовое давление по блоку;
- Подбор модифицированной модели Эль-Хатиба по фактической характеристике вытеснения: коэффициент Дикстры-Парсонса, остаточная нефтенасыщенность, относительная проницаемость по воде, начальная обводненность (при невозможности адаптации или обводненности продукции более 85% прогноз выполняется по характерной зависимости  $\ln(\text{водо-нефтяной фактор } \{ \text{далее - ВНФ} \})$  коэффициент извлечения нефти  $\{ \text{далее - КИН} \}$ );
- Анализ характеристики вытеснения;
- Прогноз эксплуатационных показателей;
- Расчет целевой компенсации и закачки;
- Факторный анализ (расчета потерь по жидкости, обводненности и пластовому давлению).

#### 4.1.2. Подбор PVT-параметров

Подбор выполняется путем автоматического подбора значения относительной плотности газа, обеспечивающей выполнение условий:

- объемный коэффициент нефти по PVT-корреляции равен заданному значению;
- сжимаемость нефти по PVT-корреляции равна введенному пользователем значению.

Объемный коэффициент рассчитывается по корреляции Стэндинга [8] при газосодержании  $R_s > 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$  и по корреляции Маккейна [4; 5] при  $R_s \leq 400 \text{ м}^3/\text{м}^3$ .

Объемный коэффициент нефти является функцией:

$$B_o = \frac{\rho_{STO} + 0.01357R_s\gamma_g}{\rho_{oR}}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (23)$$

$$\rho_{oR} = \rho_{bs} - (0.00302 + 1.505\rho_{bs}^{-0.951})(T - 60)^{0.938} + [0.0216 - 0.0233(10^{-0.0161\rho_{bs}})](T - 60)^{0.475} \quad (24)$$

где

объемный коэффициент воды:

$$B_w = z \frac{T_{пл} P_{н.у.}}{P_{пл} T_{н.у.}}, \text{ м}^3/\text{м}^3 \quad (25)$$

Сжимаемость нефти является функцией:

$$c_o = f(R_s, \rho_g, \rho_o, T, P), \text{ атм}^{-1} \quad (26)$$

сжимаемость воды:

$$c_w = f(sal, T, P), \text{ атм}^{-1} \quad (27)$$

где  $\rho_{STO}$  - плотность нефти в стандартных условиях,  $\text{кг}/\text{м}^3$ ;  $P$  - давление, атм;  $T$  - температура, °C;  $R_s$  - газосодержание нефти,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ;  $\rho_g$  - относительная плотность газа (по воздуху), д.ед.;  $\rho_o$  - плотность нефти,  $\text{т}/\text{м}^3$ ;  $P_{bp}$  - давление насыщения нефти, атм;  $sal$  - соленость воды, мг/л;  $\gamma_g$  - удельный вес попутного газа;  $\rho_{oR}$  - плотность нефти в пластовых условиях.

#### 4.1.2 Определение величины задержки реакции добычи жидкости на закачку

При прогнозе дебита жидкости учитывается хронологическая задержка реакции на изменение закачки, определяемая пьезопроводностью пласта и средним расстоянием по блоку между добывающими и нагнетательными скважинами, согласно формуле []:

$$\Delta t = \frac{(L/0.038)^2 \cdot \varphi \cdot \mu_{ef} \cdot c_t}{k}, \text{ час} \quad (28)$$

где  $L$  - среднее расстояние между добывающими и нагнетательными скважинами в ячейке заводнения, м;  $\varphi$  - средняя по блоку пористость коллектора, д.ед.;  $\mu_{ef}$  - эффективная вязкость флюида (зависит от обводненности флюида в пластовых условиях, относительной

проницаемости по воде, вязкости нефти и воды), сПз;  $c_t$  – общая сжимаемость (зависит от средней по блоку насыщенности коллектора, сжимаемости нефти, воды и горной породы, уточняемых на каждом временном шаге по пластовому давлению), атм<sup>1</sup>;  $k$  – средняя по блоку абсолютная проницаемость коллектора, мД.

$$c_t = s_o^i \cdot c_o^i + s_w^i \cdot c_w^i + c_f, \text{ атм}^{-1} \quad (29)$$

где  $s_w^i, s_o^i$  – водонасыщенность и нефтенасыщенность на  $i$ м шаге, д.ед;  $c_o^i, c_w^i$  – сжимаемость нефти и воды на  $i$ м шаге, д.ед.

Расчет согласно приведенной формуле является аналитическим приближением при текущем пластовом давлении и насыщенности. Далее выполняется уточнение величины задержки посредством анализа временных рядов (средний дебит жидкости, средняя приемистость) ранговой корреляцией Спирмена в интервале  $[0.66\Delta t; 1.5\Delta t]$ :

$$\rho = 1 - \frac{6}{(n-1)(n+1)} \sum_{i=1}^n (R_i - S_i)^2 \quad (30)$$

#### 4.1.3 Настройка модели материального баланса

Пластовое давление рассчитывается на каждый шаг путем приближенного итеративного решения уравнения материального баланса:

$$P^i = P^{i-1} - \Delta P^i, \text{ атм} \quad (31)$$

$$\Delta P^i = \frac{\frac{\Delta Q_o^i}{\rho_o} B_o(\bar{P}^i) - \Delta Q_{inj}^i + \frac{\Delta Q_w^i}{\rho_w} B_w(\bar{P}^i)}{V_p \cdot c_e}, \text{ атм} \quad (32)$$

где  $\Delta P^i$  – изменение пластового давления относительно предыдущего шага, атм;  $\Delta Q_o^i$  – добыча нефти за шаг, т;  $\Delta Q_w^i$  – добыча воды за шаг, т;  $\Delta Q_{inj}^i$  – закачка воды за шаг, м<sup>3</sup>;  $V_p$  – поровый объем, м<sup>3</sup>;  $c_e$  – эффективная сжимаемость, атм<sup>1</sup>;  $\rho_o$  – плотность нефти, т/м<sup>3</sup>;  $\rho_w$  – плотность воды, т/м<sup>3</sup>;  $B_o(\bar{P})$  – объемный коэффициент нефти (функция от среднего пластового давления на  $i$ м шаге), м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup>;  $B_w(\bar{P})$  – объемный коэффициент воды, м<sup>3</sup>/м<sup>3</sup> (функция от среднего пластового давления на  $i$ м шаге);  $P_r$  – пластовое давление, атм;  $P_{bh}$  – пластовое давление, атм.

При этом на каждом шаге по пластовому давлению уточняются PVT-параметры (согласно PVT-корреляциям), насыщенность пласта, объем порового пространства и остаточные запасы нефти в пластовых условиях.

$$V_p^i = V_p^{i-1} \cdot (1 - c_f \cdot \Delta P^i), \text{ м}^3 \quad (33)$$

где  $V_p^i$  – поровый объем на текущем шаге, м<sup>3</sup>;  $c_f$  – сжимаемость породы, атм<sup>1</sup>.

$$s_w^i = \frac{s_w^{i-1} \cdot V_p^{i-1} \cdot (1 + c_w(\bar{P}^i) \cdot \Delta P^i) + \Delta Q_{inj}^i - \frac{\Delta Q_w^i}{\rho_w} B_w(\bar{P}^i)}{V_p^i}, \text{ д.ед.} \quad (34)$$

при этом на нулевом шаге водонасыщенность рассчитывается по формуле:

$$S_w^0 = \frac{(1-s_{ef}) \cdot V_p^0 - \sum Q_{inj} + \frac{\Delta \Sigma Q_w}{\rho_w} \cdot B_w(\bar{P}^0)}{V_p^0 \cdot (1+c_w(\bar{P}^0) \cdot \Delta P)}, \text{ д.ед.} \quad (35)$$

$$S_o^i = 1 - S_w^i, \text{ д.ед.} \quad (36)$$

$$N_o^i = N_o^{i-1} - \frac{\Delta Q_o^i}{\rho_o} \cdot B_o(\bar{P}^i), \text{ м}^3 \quad (37)$$

где  $N_o^i$  – остаточные запасы нефти в пластовых условиях на  $i$ м шаге,  $\text{м}^3$ .

$$c_e = \frac{(s_o^i \cdot c_o^i + s_w^i \cdot c_w^i + c_f)}{s_o^i}, \text{ атм}^{-1} \quad (38)$$

Подбор модельного пластового давления выполняется с учетом значения фактического пластового давления, посредством изменения коэффициента эффективной закачки (коэффициент, показывающий какая часть нагнетаемого флюида уходит на поддержание пластового давления и не утекает в неизвестном направлении) и эффективной нефтенасыщенности (дренируемой зоны нефтеносного пласта) и сопоставления результатов ретроспективного расчета уровней добычи жидкости за предыдущие 12 месяцев (при фиксированной закачке и обводненности) с фактическими значениями (рисунок 7).

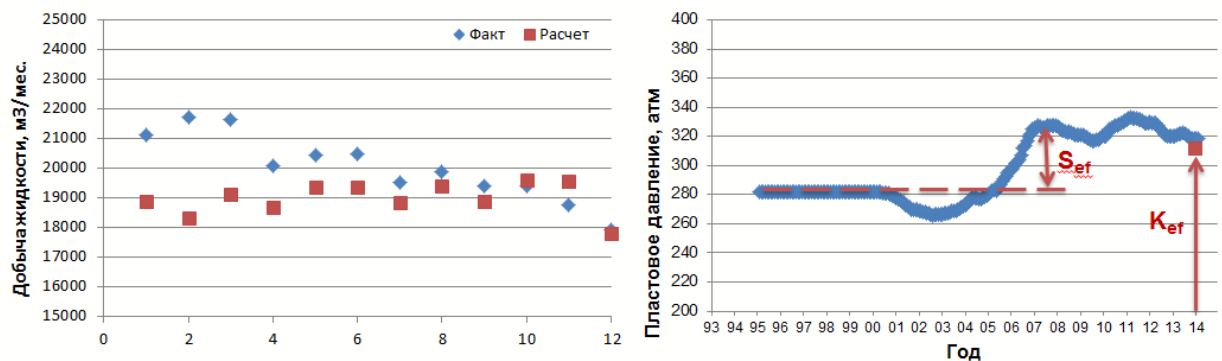


Рисунок 7. Пример результатов автоадаптации модели материального баланса

#### 4.1.4 Подбор параметров характеристики вытеснения

Обводненность флюида по умолчанию прогнозируется на основе модифицированной модельной характеристики вытеснения Эль-Хатиба [6] (рис.2), построенной по параметрам, полученным в результате автоадаптации на исторические данные: коэффициент Дикстры-Парсона [19] ( $V_{dp}$ ), остаточная нефтенасыщенность ( $S_{wor}$ ), относительная проницаемость по воде ( $k_{wor}$ ) при остаточной нефтенасыщенности и стартовая обводненность ( $wc_0$ ).

Алгоритм расчета характеристики вытеснения согласно модели Эль-Хатиба:

$$K_{orf}^m = K_V \cdot \left[ 0.5 - 0.5 \cdot \operatorname{erf} \left( \frac{\sigma}{\sqrt{2}} + \operatorname{erf}^{-1} \left( \frac{\left(1 - \frac{F_{wo}}{m}\right)}{\left(1 + \frac{F_{wo}}{m}\right)} + \frac{\tau}{(1+F_{wo})} \right) \right) \right], \quad (39)$$



д.ед.

$$K_V = \frac{s_w^{max} - s_w^{min}}{1 - s_w^{min}}, \text{ д.ед.} \quad (40)$$

$$m = \frac{k_{rw}/\mu_w}{k_{ro}/\mu_o}, \text{ д.ед.} \quad (41)$$

$$\sigma = -\ln(1 - V_{dp}), \text{ д.ед.} \quad (42)$$

$$\tau = \frac{(1 + F_{wo})^2}{(m \cdot (1 + F_{wo}/m)^2)} \cdot e^{-0.5 \cdot \sigma^2 - \sqrt{2} \cdot \sigma \cdot \text{erf}^{-1}\left(\left(1 - \frac{F_{wo}}{m}\right) / \left(1 + \frac{F_{wo}}{m}\right)\right)}, \text{ д.ед.} \quad (43)$$

где  $F_{wo}$  – водонефтяной фактор, д.ед.;  $K_V$  – коэффициент вытеснения, д.ед;

В процессе адаптации минимизируется функционал невязки:

$$\delta = (K_{orf}^f - K_{orf}^m) / K_{orf}^f, \text{ д.ед.} \quad (44)$$

где  $K_{orf}^f$  – коэффициент нефтеизвлечения фактический, д.ед.;  $K_{orf}^m$  – коэффициент нефтеизвлечения модельный, д.ед.;  $s_w^{max}, s_w^{min}$  – максимальная и минимальная водонасыщенность, д.ед.

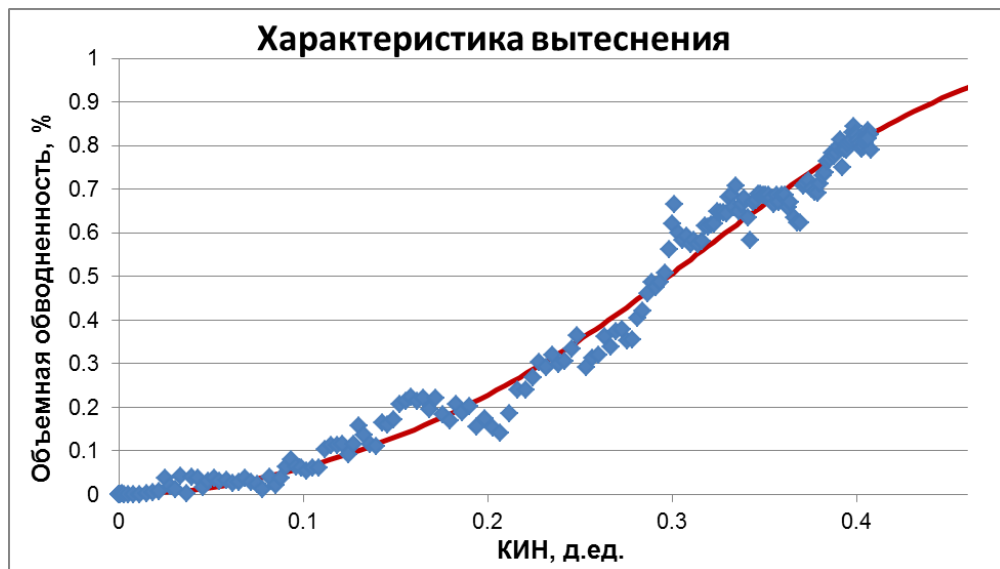


Рисунок 8 – Пример адаптированной автоматически характеристики вытеснения

При невозможности получения корректного прогноза обводненности по модели Эль-Хатиба расчет выполняется (автоматически или принудительно) по экспоненциальной зависимости ВНФ от КИНа:

$$\ln(F_{wo}) = a \cdot K_{orf}^m + b, \quad (45)$$

где  $a, b$  – эмпирические показатели функции.

При прогнозе и ретропрогнозе КИН и обводненность рассчитываются путем решения уравнения ((45) методом Рунге-Кутты 4-го порядка [9]. Приближённое значение целевой функции на следующий шаг может быть найдено по формуле:

$$y_{n+1} = y_n + \frac{h}{6} (k_1 + k_2 + k_3 + k_4), \quad (46)$$

$$\text{где } k_1 = f(x_n, y_n); k_2 = f(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{h}{2} k_1); k_3 = f(x_n + \frac{h}{2}, y_n + \frac{h}{2} k_2); k_4 = f(x_n + h, y_n + h k_3). \quad (47)$$

Для успешного использования этого метода необходимо провести анализ чувствительности модели при изменении шага  $h$  для выявления минимальной дискретизации, при которой сохраняется устойчивость метода.

#### 4.1.5 Описание функции «Ретропрогноз»

«Ретропрогноз» необходим для анализа темпов роста обводненности (диагностика прорывов закачиваемой воды по техногенным трещинам, формирования конусов воды, роста обводненности в результате технических проблем в скважинах).

При ретропрогнозе прогнозируется добыча нефти на задаваемый вручную период при фиксированных уровнях добычи жидкости и закачки.

Отклонение фактических значений на характеристике вытеснения от модельных позволяет своевременно диагностировать аномальный рост обводненности, причинами которого могут быть: перетоки, негерметичность ЭК, прорывы по техногенным трещинам (автоГРП) и др. (рис.3).

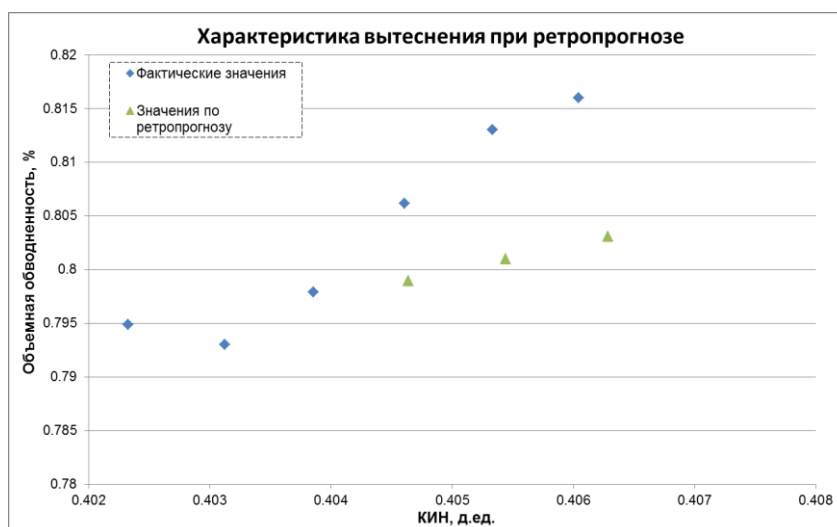


Рисунок 9 – Пример диагностированного отклонения прорывов по трещинам автоГРП

#### 4.1.6 Прогноз эксплуатационных показателей

Прогноз показателей выполняется при фиксированном (на последний загруженный месяц) уровне закачки. Период прогноза задается вручную. Прогноз добычи жидкости и пластового давления выполняется путем совместного решения уравнений материального баланса, одномерного уравнения фильтрации и PVT-корреляций.

Прогноз добычи жидкости выполняется по формуле:

$$Q_l^i = \frac{R \cdot (P_r^i - P_{bh}^{i-\Delta t})}{B_l^i(\bar{P}) \cdot \mu_{ef}^i} \cdot t_m^i, \text{ М}^3/\text{сут} \quad (48)$$

$$R = \frac{\sum_f^{f-2} \frac{Q_l^f \cdot B_l^f(\bar{P}) \cdot \mu_{ef}^f}{(P_r^{f-\Delta t} - P_{bh}^f) \cdot t_m^f}}{3} \quad (49)$$

где  $Q_l$  – прогнозный дебит жидкости,  $\text{М}^3/\text{сут}$ ;  $P_r$  – пластовое давление, атм;  $P_{bh}$  – пластовое давление, атм;  $t_m$  – количество дней в месяце;  $i, f$  – значение параметра на порядковый шаг прогноза и последний загруженный месяц.

$$\mu_{ef}^i = \frac{\mu_o \cdot \mu_w}{(1 - wc_{rc}^i) \cdot k_o^r \cdot \mu_w + wc_{rc}^i \cdot k_w^r \cdot \mu_o}, \text{ сПз} \quad (50)$$

где  $\mu_o$  – вязкость нефти, сПз;  $\mu_w$  – вязкость воды, сПз;  $k_o^r$  – относительная проницаемость по нефти, д.ед.;  $k_w^r$  – относительная проницаемость по воде, д.ед.;  $wc_{rc}^i$  – обводненность продукции в пластовых условиях, д.ед.

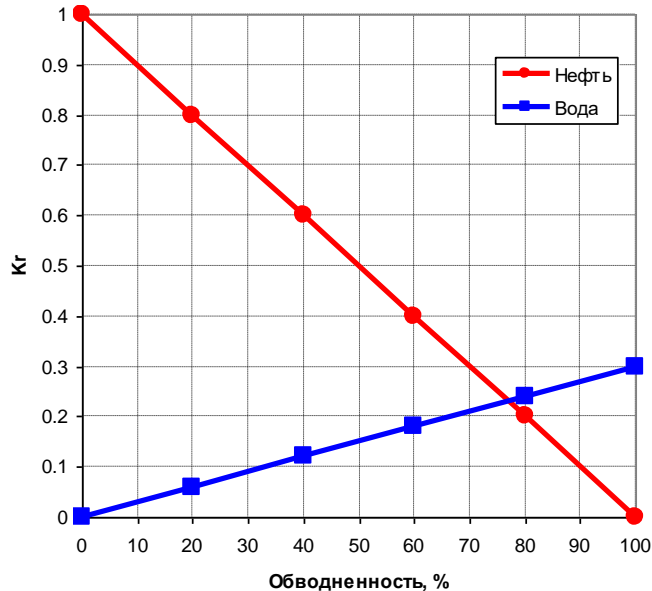


Рисунок 10 – Характерный вид относительных фазовых проницаемостей по уравнению

(24)

$$B_l^i(\bar{P}) = 1 / \left( \frac{(1 - wc_{rc}^i)}{B_o^i(\bar{P})} + \frac{wc_{rc}^i}{B_w^i(\bar{P})} \right), \text{ М}^3/\text{М}^3 \quad (51)$$

$$wc_{rc}^i = \frac{wc_{sc}^i \cdot B_w^i(\bar{P})}{(1 - wc_{sc}^i) \cdot B_o^i(\bar{P}) + wc_{sc}^i \cdot B_w^i(\bar{P})}, \text{ д.ед.} \quad (52)$$

где  $wc_{sc}^i$  – обводненность продукции в поверхностных условиях, д.ед.

#### 4.1.7 Расчет целевой компенсации и закачки

Если пластовое давление на последний прогнозный шаг меньше пластового давления на последний загруженный месяц, то автоматически выполняется расчет значения суточной приемистости, на которое необходимо увеличить закачку для сохранения энергетического состояния анализируемого района залежи на текущем уровне, и соответствующей ей целевой текущей компенсации по формуле:

$$K_c = \frac{Q_{inj}}{Q_l^{rc}}, \text{ д.ед.} \quad (53)$$

где  $Q_{inj}$  – суммарная приемистость по скважинам блока, м<sup>3</sup>/сут;  $Q_l^{rc}$  – суммарный дебит жидкости по скважинам блока в пластовых условиях, м<sup>3</sup>/сут.

#### 4.1.8 Расчет дополнительных показателей разработки

Также выполняется расчет следующих показателей разработки:

- извлекаемые запасы нефти по проектному КИН

$$K_c = R_{pr} \cdot STOIP, \text{ т} \quad (54)$$

где  $R_{pr}$  – проектный КИН, д.ед.;  $STOIP$  – балансовые геологические запасы в поверхностных условиях, т;

- ОИЗ (остаточные извлекаемые запасы)

$$K_c = R_{pr} \cdot STOIP - N_o^f \cdot \rho_o, \text{ т} \quad (55)$$

- прогнозный КИН, полученный в результате экстраполяции восстановленной характеристике вытеснения (при 98 и 100 процентах обводненности);
- извлекаемые запасы нефти по модельной характеристике вытеснения (при 98 и 100 процентах обводненности)

$$K_c = R_{fc} \cdot STOIP, \text{ т} \quad (56)$$

где  $R_{fc}$  – прогнозный КИН согласно модели характеристики вытеснения, д.ед.;

- текущая фактическая компенсация;
- текущая накопленная компенсация

$$K_c = \frac{\sum Q_{inj}}{\sum Q_l^{rc}}, \text{ д.ед.} \quad (57)$$

где  $\sum Q_{inj}$  – накопленная закачка по скважинам блока, м<sup>3</sup>;

$\sum Q_i^{rc}$  – накопленная добыча жидкости по скважинам блока в пластовых условиях, м<sup>3</sup>;

- ТКИН (текущий коэффициент извлечения нефти).

#### 4.2 Алгоритм расчета потерь по жидкости, обводненности и пластовому давлению (факторный анализ)

Рассчитываются потери нефти по следующим факторам: пластовое давление, обводненность, коэффициент эксплуатации и СДФ (средний действующий фонд).

Потери нефти по жидкости согласно расчетным значениям пластового давления (по материальному балансу) разделены на потери по пластовому давлению и другим факторам.

Потери нефти по обводненности согласно результатам ретропрогноза по модельной характеристике вытеснения разделены на потери по естественному обводнению и на потери по причине обводнения опережающими темпами.

Потери нефти по жидкости определяются:

$$\Delta Q_{н ждк} = (Q_{ж2} - Q_{ж1}) \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2 \cdot 100}\right), \text{ Т} \quad (58)$$

в т.ч. по пластовому давлению:

$$\Delta Q_{н P_{пл}} = \frac{K_{пр2} + K_{пр1}}{2} (P_{пл2} - P_{пл1}) \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2 \cdot 100}\right), \text{ Т} \quad (59)$$

Потери нефти по обводненности определяются:

$$\Delta Q_{н ждк} = (Q_{ж2} - Q_{ж1}) \left(1 - \frac{W_1 + W_2}{2 \cdot 100}\right), \text{ Т} \quad (60)$$

в т.ч. потери вследствие роста обводненности опережающими темпами:

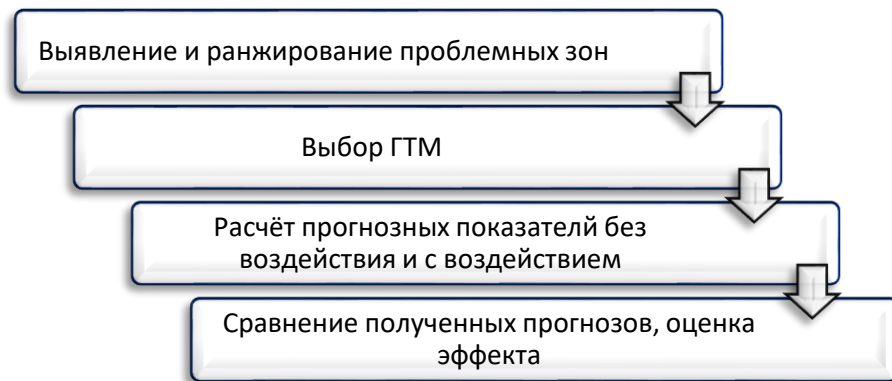
$$\Delta Q_{н оп.т.} = Q_{н}^{XB} - Q_{н}^{факт}, \text{ Т} \quad (61)$$

## 5.1. Применения созданного инструмента.

На основе созданной и описанной в предыдущих пунктах модели, был создан инструмент, позволяющий оценить эффективность и необходимость проведения геолого-технологических мероприятий на месторождениях Компании.

Идея состоит в том, чтобы выявить текущие проблемы на кустах месторождения и оценить эффект от проведения различных типов ГТМ (геолого-технологические мероприятия) на КНС (кустовой насосной станции).

Принципиальная схема процесса выполнения программного модуля



### 5.1.1. Выявление и ранжирование проблемных зон

Для того, чтобы наглядно визуализировать текущие проблемы при разработке месторождения, было принято решение разместить кусты на светофорную карту в соответствии с текущими значениями пластового, устьевого и гидростатического давления на каждом из кустов.

1.  $P_{пл}$  – есть среднее пластовое для нагнетательных и добывающих скважин на кусту (ненулевые значения):

$$P_{пл} = \frac{\sum P_{пл\ нагн\ i} + \sum P_{пл\ доб\ j}}{N_{скв\ нагн} + M_{скв\ доб}}, i = 1..N, j = 1..M \quad (62)$$

2.  $P_{гдс}$  – среднее значение гидростатического давления по кусту для нагнетательных скважин:

$$P_{гдс} = \frac{\sum (H_{вд\ i} - H_{удл\ i})}{N_{скв\ нагн}} * \frac{\sum \rho_{воды\ i}}{N_{скв\ нагн}} * \frac{g}{100}, i = 1..N, g - \text{ускорение свободного падения} \quad (63)$$

3.  $P_{уст}$  – среднее значение устьевого давления по кусту для нагнетательных скважин:

$$P_{уст} = \frac{\sum P_{уст\ i}}{N_{скв\ нагн}}, i = 1..N \quad (64)$$

После вычисления давлений, кусты были нанесены на карту в осях:  $X - P_{пл}/P_{гдс}$  и  $Y - P_{уст}$ . Для выделения проблемных зон, график поделён на 5 зон:

Зона	$P_{уст}$	$P_{пл}/P_{гдс}$
1	$P_{уст}^{куст} \in [0.9\bar{P}_{уст}; 1.1\bar{P}_{уст}]$	$P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} \in [0.9; 1.1]$
2	2.1. $\bar{P}_{уст} < P_{уст}^{куст} < 1.1\bar{P}_{уст}$ 2.2. $1.1\bar{P}_{уст} < P_{уст}^{куст}$	2.1. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} < 0.9$ 2.2. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} < 1$
3	3.1. $0.9\bar{P}_{уст} < P_{уст}^{куст} < \bar{P}_{уст}$ 3.2. $P_{уст}^{куст} < 0.9\bar{P}_{уст}$	3.1. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} < 0.9$ 3.2. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} < 1$
4	4.1. $0.9\bar{P}_{уст} < P_{уст}^{куст} < \bar{P}_{уст}$ 4.2. $P_{уст}^{куст} \leq 0.9\bar{P}_{уст}$	4.1. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} < 1$ 4.2. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} < 0.9$
5	5.1. $\bar{P}_{уст} < P_{уст}^{куст} < 1.1\bar{P}_{уст}$ 5.2. $P_{уст}^{куст} > 1.1\bar{P}_{уст}$	5.1. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} > 1$ 5.2. $P_{пл}^{куст}/P_{гдс}^{куст} > 1.1$

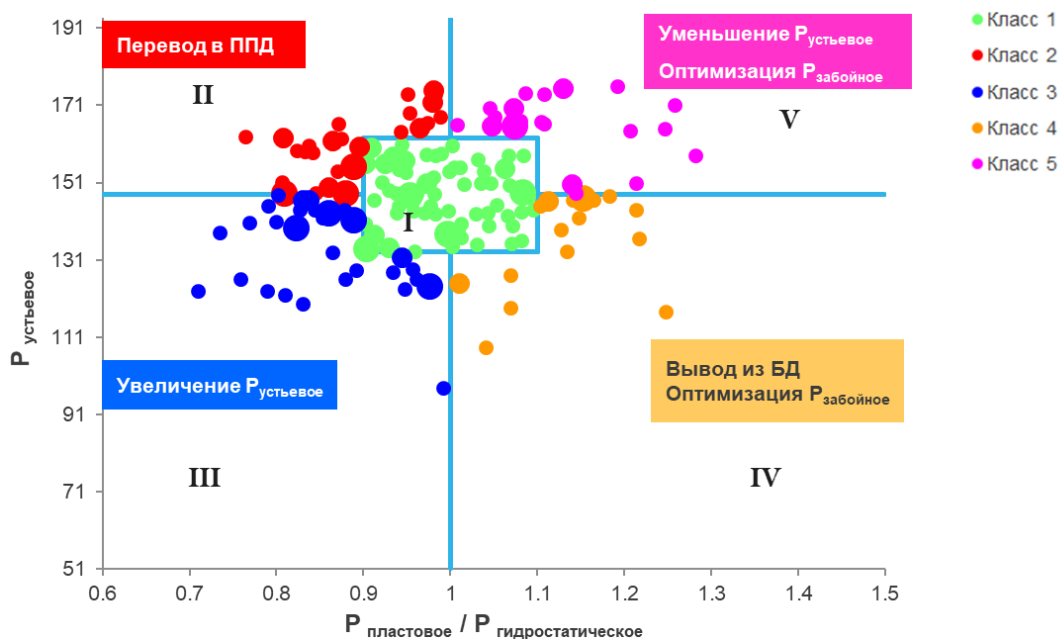


Рисунок 11. Классификация кустов по текущему состоянию

Классификация позволяет наглядно представить текущие проблемы на кустах определённого месторождения. Для каждого из квадрантов появляется возможность предложить определённые программы ГТМ для увеличения нефтеотдачи и снижения нагрузки на инфраструктуру. Рассмотрим детально возможные методы воздействия на куст и оценим эффект от проведения геолого-технологических мероприятий.

К зоне 1 (зелёные точки) отнесены кусты, разработка на которых, по текущему предположению, ведется в нормальном режиме и никакие воздействия не требуются.

### 5.1.2. Расчёт базовых профилей добычи жидкости и нефти, закачки

Данные, полученные в ходе данного расчёта позволяют оценить профили добычи и закачки при условии, что на месторождении не будут происходить изменения в инфраструктуре. В данной постановке при расчёте прогнозных показателей устьевое давление на весь период прогноза фиксировалось на значении за последний месяц истории. Управление ходом заводнения происходит по закачке.

$$I = K_{\text{приём}} \cdot \lambda \cdot (P_{\text{уст}} + P_{\text{ГДС}} - P_{\text{пл}}) \quad (65)$$

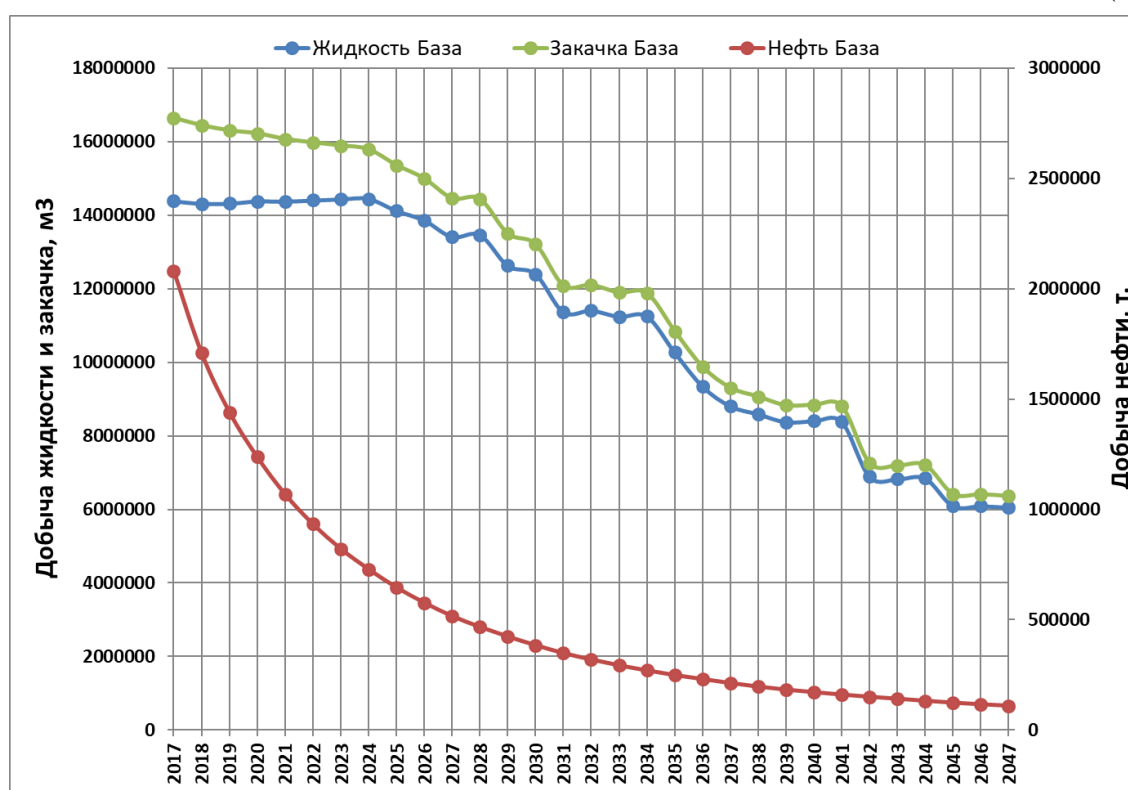


Рисунок 12. Суммарные профили добычи жидкости, нефти и закачки при базовом сценарии

Скачки на графике для профилей жидкости и закачки объясняются выключением определённых блоков при достижении проектных КИНов или при достижении критической обводнённости.



### 5.1.3. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при переводе скважин в режим ППД

В квадранте II наблюдается высокое устьевое давление при пластовом давлении ниже гидростатического. Данный расчёт необходимо проводить отдельно для каждого из блоков месторождения, т.к. для перевода скважины в режим ППД (поддержание пластового давления) необходимо указать показатели конкретной скважины, которую переводят из режима добычи в режим нагнетания воды в пласт.

Рассмотрим пример расчёта прогнозных показателей разработки на примере одной ячейки месторождения.

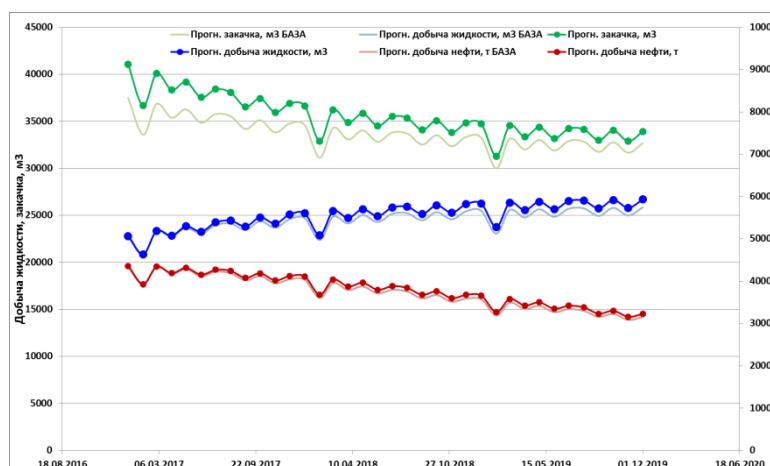


Рисунок 13. Результаты расчёта профилей добычи и закачки при переводе одной скважины в режим ППД

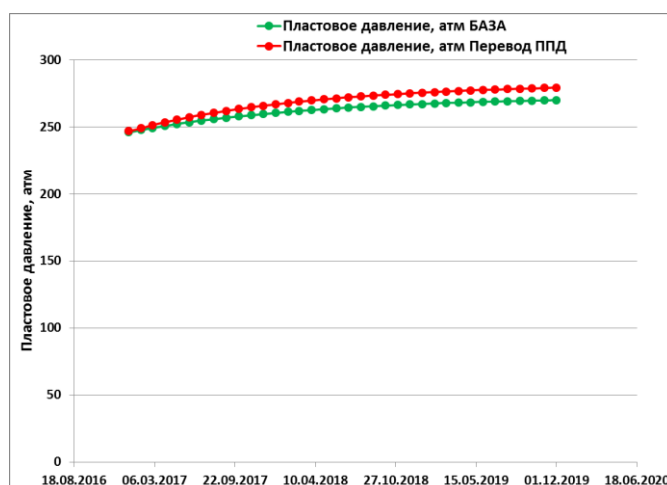


Рисунок 14. Прогнозное пластовое давление.

В результате моделирования перевода в режим ППД одной скважины в одной ячейке заводнения пластовое давление увеличилось, закачка и добыча нефти показали положительный прирост.

#### 5.1.4. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при управлении устьевым давлением

В квадранте III при относительно невысоком устьевом давлении пластовое давление ниже гидростатического, что говорит о том, что на данных кустах непроизводительная закачка. При данных расчётах устьевое давление на кустах, у которых отношение пластового давления к гидростатическому  $< 1$  и устьевое давление ниже среднего, поднималось до значения, соответствующего максимальному устьевому давлению ( $P_{уст}^{new}$ ) на кустах группы II. На рисунках 13, 14 изображены результаты расчётов при повышении устьевое давления на кустах до 175 атмосфер.

$$I = \lambda * K_{\text{приём}} * (P_{уст}^{new} + P_{ГДС} - P_{пл}) \quad (66)$$

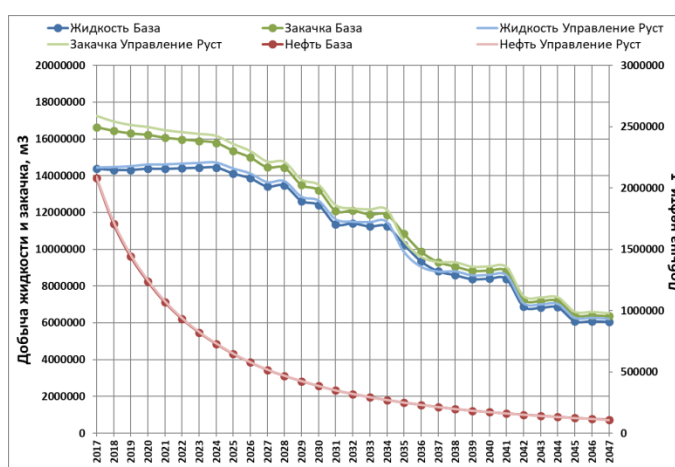


Рисунок 15. Сравнения суммарных профилей добычи и закачки при базовом сценарии и при управлении устьевым давлением

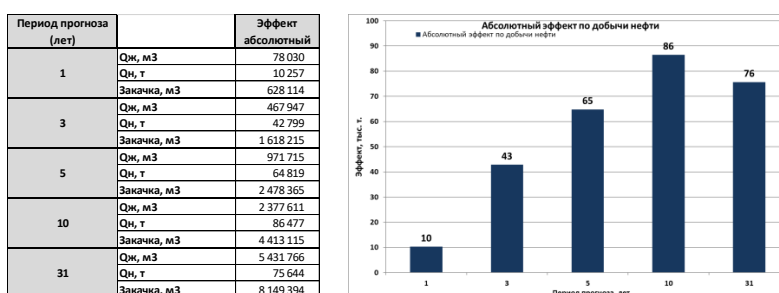


Рисунок 16. Динамика эффекта по годам от изменения устьевое давления

Отсутствие резкого изменения добычи жидкости и нефти при резком изменении объемов закачки объясняется тем, что в уравнении материального баланса заложено время реакции добычи на закачку. Анализируя результаты, полученные в ходе прогнозирования профилей добычи и закачки, можно сделать вывод, что эффект стоит оценивать в среднесрочной перспективе (5-10 лет), т.к. в долгосрочной перспективе некоторые ячейки заводнения (блоки) вырабатывают свои запасы, тем самым, не давая никакого эффекта. Так же,

исходя из результатов, можно заключить, что на данном месторождении с точки зрения устьевого давления (производительной закачки), разработка ведётся в правильном направлении, т.к. эффект от увеличения устьевого давления невелик.

#### 5.1.5. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при выводе скважин из бездействия

В квадранте IV на кустах при высоком пластовом давлении (выше гидростатического) относительно небольшое устьевое, а это значит, что для оптимизации разработки необходимо вывести из бездействующего фонда добывающие скважины для снижения пластового давления. (за счёт ускорения отборов флюида из коллектора).

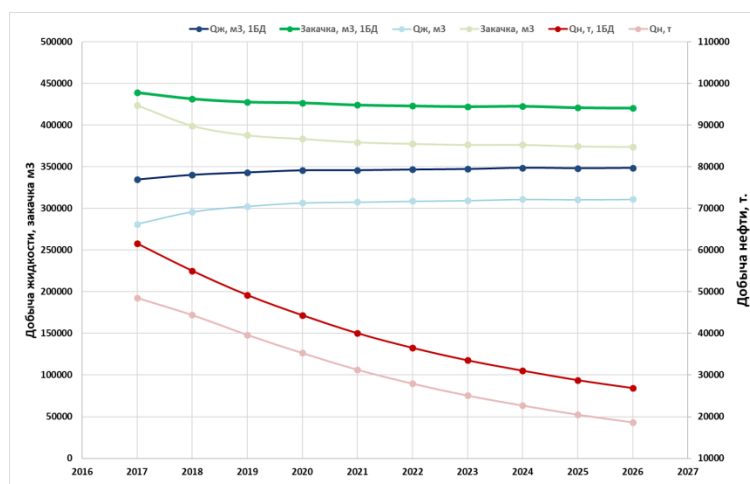


Рисунок 17. Прогнозные профили добычи и закачки при выводе из бездействия одной добывающей скважины.

Период прогноза (лет)		Эффект абсолютный
1	Qж, м3	53 616
	Qн, т	12 997
	Закачка, м3	15 442
3	Qж, м3	138 595
	Qн, т	33 096
	Закачка, м3	87 529
5	Qж, м3	215 706
	Qн, т	50 894
	Закачка, м3	175 174
10	Qж, м3	404 140
	Qн, т	92 801
	Закачка, м3	404 776

Рисунок 18. Эффект от вывода из бездействия одной скважины.

### 5.1.6. Расчёт профилей добычи жидкости и нефти, закачки при управлении забойным давлением

В квадранте V пластовое давление выше гидростатического и при этом устьевое давление выше среднего по месторождению. Предположительно, это говорит о том, что велика непроизводительная закачка. Для того, чтобы минимизировать затраты на закачку воды в пласт, не имея при этом потерь по добычи нефти, необходимо на кустах этого класса снизить устьевое давление.

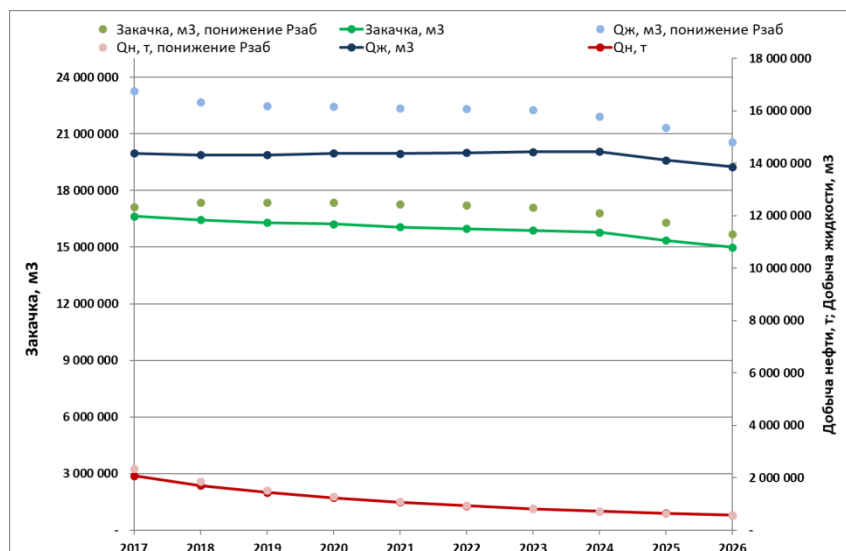


Рисунок 19. Сравнения суммарных профилей добычи и закачки при базовом сценарии и при управлении забойным давлением

Период прогноза (лет)		Эффект абсолютный
1	Qж, м3	2 365 447
	Qн, т	272 949
	Закачка, м3	492 942
3	Qж, м3	6 237 406
	Qн, т	504 430
	Закачка, м3	2 463 529
5	Qж, м3	9 747 638
	Qн, т	583 391
	Закачка, м3	4 807 267
10	Qж, м3	16 548 804
	Qн, т	570 314
	Закачка, м3	9 911 043

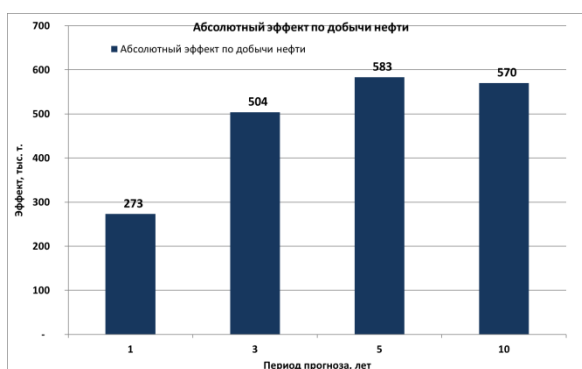


Рисунок 20. Динамика эффекта по годам от изменения забойного давления

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В ходе данной работы был проведён анализ существующих методов анализа текущего состояния разработки месторождения и подходы к прогнозированию основных элементов разработки таких как закачка, добыча жидкости и нефти, пластовое давление.

Была предложена и реализована на языке VBA модель материального баланса для прогнозирования и мониторинга хода заводнения. Данная модель реализует автоматических подбор параметров пласта, величины задержки реакции задержки добычи жидкости на изменения закачки, коэффициентов эффективной закачки, эффективной насыщенности. Осуществлен подбор модели Эль-Хатиба и возможно проведение факторного анализа (расчёт потерь по жидкости и пластовому давлению). На базе созданного математического аппарата разработан инструмент, позволяющий детектировать текущие отклонения параметров разработки месторождений и расчёта возможного эффекта от достижения целевых показателей, таких как устьевое давление, забойное давление, количество добывающих и нагнетательных скважин.

Созданный инструмент был опробован на одном из месторождений компании Газпромнефть, что позволило выявить некоторые отклонения текущих показателей от целевых.

## СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Andrews D.F., Bickel P.J., Hampel F.R., et al. Robust estimation of location: survey and advances. – Princeton. N.Y.: Princeton Univ. Press, 1972. – 375 с.
2. Hajek J. Asymptotic normality of simple linear rank statistics under alternatives // Ann. Math. Statist. – 1968. – V. 39. – С. 325–346.
3. Mattax C.C., Dalton R.L. Reservoir simulation. - SPE Monograph vol. 13. - Richardson, Texas. - 1990. - 174 pp.
4. McCain W.D.: «Calculation of solution gas-oil-ratio from black oil PVT reports – Revisited» paper SPE 36017 available from SPE, Richardson, TX (1996)
5. McCain W.D., Jr. and Hill N.: «Correlations for liquid densities and evolved gas specific gravities for black oil during pressure depletion», paper SPE 30733 presented at the 1995 SPE annual technical conference and exhibition, Dallas, TX, October 22-25
6. Noaman El-Khatib, Waterflooding performance of communicating stratified reservoirs with log-normal permeability distribution, SPE, Dec. 1999.
7. Sitnikov, A. N., Pustovskikh, A. A., Margarit, A. S., Akhmetov, A. V., Naugolnov, M. V., Kozhevnikov, E. A., & Savelev, O. Y. (2015, October 26). Proactive Block-Factor Analysis of Oil Field Development. Society of Petroleum Engineers.  
doi:10.2118/176572-MS
8. Standing, M.B.: «A pressure-volume-temperature correlation for mixtures of California oil and Gases» Drill & Prod. Prac., API (1947) С. 275-87
9. Горелов Ю.Н.:» Численные методы решения обыкновенных дифференциальных уравнений (метод Рунге – Кутты): учеб. пособие» /; Федеральное агентство по образованию. – Самара: Изд-во «Самарский университет», 2006. – 48 с
10. Викторин В.Д., Катошин А.Ф., Назаров А.Ю. Геолого-промысловая модель объемной сетки трещин (МОСТ) карбонатных и терригенных коллекторов трещинно-порового типа. Сб.трудов ООО «ПермНИПИнефть». – Пермь, 2003.– С. 60-117.
11. Дияшев Р.Н., Костерин А.В., Скворцов Э.В. Фильтрация жидкости в деформируемых нефтяных пластах. Изд-во Казанского математического общества, 1999. – 238 с.
12. Добрынин В. М. Деформации и изменения физических свойств коллекторов нефти и газа. – М., Недра, 1970. – 239 с.
13. Николаевский В.Н.: Механика насыщенных пористых сред. –Москва: Недра, 1970
14. Питкевич В.Т., Морева Е.В., Семёнов В.В. Использование данных о механических свойствах пород-коллекторов месторождений ХМАО с целью эффективной разра-

- ботки и эксплуатации // Сборник трудов V-ой научно-практической конференции "Пути реализации нефтегазового потенциала Ханты-Мансийского автономного округа". Ханты-Мансийск, 2000. – С. 342-345.
15. Распопов А.В. Влияние динамической деформации трещинно-порового коллектора на добычу нефти // Нефтяное хозяйство. – 2002. – № 3. – С. 97-99.
  16. Силин М.А., Рыжков В.И., Белоусов А.В. [и др.] «Публичный аналитический доклад по направлению научно-технического развития «Новые технологии добычи и использования углеводородного сырья», Москва, 2014, 452 с.
  17. Уиллхайд Г.Пол. Заводнение пластов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, НИЦ «Регулярная и хаотическая динамика», 2009. – 788 с.
  18. Уолкотт Дон. Разработка и управление месторождениями при заводнении. – М.: 2001. – 144 с.
  19. Хасанов М.М., Суртаев В.Н., Тарасов П.А. [и др.] Системно-структурированный подход к проектированию // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 11. – С. 71-75.
  20. Шуленин В. П. Математическая статистика. Ч. 2. Непараметрическая статистика: учебник. – Томск: Изд-во НТЛ, 2012. – 388 с.

## СПИСОК СОКРАЩЕНИЙ

**ВГВ** – водо-газовое воздействие

**ВНФ** – водо-нефтяной фактор

**ГРП** – гидроразрыв пласта

**ГС** – горизонтальный ствол

**ГТМ** - геолого-технологические мероприятия

**КИН** – коэффициент извлечения нефти

**КУС** – коэффициент участия скважин

**НС** – наклонно-направленная скважина

**НС с МГРП** – наклонно-направленная скважина с множественным гидроразрывом пласта

**ФЕС** – фильтрационно-ёмкостные свойства

**ПД** – поддержание пластового давления