

Министерство образования и науки Российской Федерации  
Санкт-Петербургский политехнический университет Петра Великого  
Институт прикладной математики и механики  
Кафедра теоретической механики

Работа допущена к защите  
Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., чл-корр.РАН  
\_\_\_\_\_ А.М.Кривцов  
«\_\_» \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ВЫПУСКНАЯ КВАЛИФИКАЦИОННАЯ РАБОТА МАГИСТРА**  
**«МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ФИЛЬТРАЦИИ**  
**ДЛЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН»**

по направлению 01.04.03 «Механика и математическое моделирование»  
по образовательной программе»  
01.04.03\_01 «Механика деформированного твердого тела»

Выполнил  
студент гр.23642/1

Л.А. Давлетбакова

Руководитель  
Профессор, д.ф.-м.н.

Е.А. Иванова

Консультанты  
Эксперт

В.С. Котежеков

Начальник отдела, к.т.н

С.И. Мельников

Санкт-Петербург

2018

**САНКТ-ПЕТЕРБУРГСКИЙ ПОЛИТЕХНИЧЕСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ ПЕТРА ВЕЛИКОГО**  
**Институт прикладной математики и механики**  
**Кафедра теоретической механики**

УТВЕРЖДАЮ

Зав. кафедрой, д.ф.-м.н., чл.-корр. РАН

А.М.Кривцов

« \_\_\_\_\_ » \_\_\_\_\_ 2018 г.

**ЗАДАНИЕ**

**по выполнению выпускной квалификационной работы**

студентке Давлетбаковой Лие Асхатовне, группы 01.04.03\_01

1. Тема работы: Моделирование динамических процессов фильтрации для горизонтальных скважин.
2. Срок сдачи студентом законченной работы:
3. Исходные данные по работе: соответствующая литература (книги, статьи, публикации, методички и т.д.), пример кода для численного симулятора tNavigator, для опробования работы были выданы данные об истории работы скважины, физико-химических свойствах, геологическом строении пласта, результаты бурения.
4. Содержание работы (перечень подлежащих разработке вопросов):  
Анализ выданной литературы, решение задачи методом точечных источников с применением языка программирования Python, реализация неравномерного профиля притока по горизонтальному стволу с помощью дискретной и непрерывной функций, трехмерное численное моделирование горизонтальной скважины в неоднородном коллекторе, анализ полученных результатов и выявление зависимости.
5. Консультанты по работе: эксперт по гидродинамическим исследованиям скважин «Газпромнефть НТЦ» - Котежеков В.С., начальник отдела сопровождения международных проектов «Газпромнефть НТЦ», к.т.н. - Мельников С.И., ведущий специалист «Газпромнефть НТЦ», аспирант кафедры «Теоретической механика» - Симонов М.В.
6. Дата выдачи задания: 01.03.2017

Руководитель ВКР \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению \_\_\_\_\_  
(дата)

Студент \_\_\_\_\_  
(подпись) \_\_\_\_\_ инициалы, фамилия

## **РЕФЕРАТ**

На 48 с., 29 рисунков, 7 таблиц.

Ключевые слова: ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СКВАЖИН, ГОРИЗОНТАЛЬНАЯ СКВАЖИНА, НЕОДНОРОДНЫЙ КОЛЛЕКТОР, МЕТОД ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ.

В данной работе проведен поиск зависимости эффективной длины горизонтальной скважины, полученной по динамике изменения давления (гидродинамические исследования скважин), в условиях различных распределений дебитов (профилей притока) по горизонтальному стволу. Решение задачи было получено двумя способами: моделирование методом точечных источников, которое было реализовано с помощью языка программирования Python, и трехмерное численное моделирование в коммерческом симуляторе tNavigator.

## **THE ABSTRACT**

Key words: PRESSURE TRANSIENT ANALYSIS, HORIZONTAL WELL, HETEROGENEOUS RESERVOIR, SOURCE AND SINK METHOD.

This work includes the search of dependency of the effective length of a horizontal well, which was obtained from the pressure transient analysis, in conditions of different distributions of flow rates along a horizontal wellbore. The solution of this problem was made in two ways: modeling by source and sink method, which was implemented using the Python programming language, and three-dimensional numerical modeling using the tNavigator commercial simulator.

## СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ .....	5
ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ .....	7
1.1. Основные понятия гидродинамических исследований горизонтальных скважин .....	7
1.2. Исследования поведения производной давления для горизонтальных скважин.....	11
ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	17
2.1. Постановка задачи. Основные уравнения и краевые условия.....	17
2.2. Входные параметры и настройка модели.....	20
2.3. Моделирование неравномерного профиля притока .....	22
2.3.1. Центральная часть горизонтального ствола.....	22
2.3.2. Смещение максимального притока к границе горизонтального ствола ...	26
ГЛАВА 3. ТРЕХМЕРНОЕ ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В НЕОДНОРОДНОМ КОЛЛЕКТОРЕ....	32
3.1. Постановка задачи. Основные уравнения и краевые условия.....	32
3.2. Входные параметры и настройка модели.....	37
3.3. Моделирование горизонтальной скважины в неоднородном коллекторе	40
ЗАКЛЮЧЕНИЕ .....	45
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ .....	47

## **ВВЕДЕНИЕ**

Метод горизонтального бурения в нефтегазодобывающей промышленности с каждым днем становится все популярнее. Этот метод используют для достижения наилучшей продуктивности скважин в коллекторах, имеющие небольшую высоту нефтенасыщенного коллектора. Впервые современный метод горизонтального бурения, ставшим революционным в данном направлении, был изобретен в 1963 году Мартином Черрингтоном. В 1971 году в Соединенных Штатах впервые была проложена горизонтальная скважина под рекой Педжеро, протекающей в Калифорнии.

На сегодняшний момент доля горизонтальных скважин в общем объеме ежегодного бурения у «Газпром нефти» составляет более 50%. Основная неопределенность гидродинамических исследований (ГДИС) заключается в том, что работающая длина горизонтального участка, полученная по оценке ГДИС, отличается от фактической пробуренной, а также от работающей по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ). В связи с этим появляется потребность совершенствования методов гидродинамических исследований (ГДИС) горизонтальных скважин.

Интерпретация ПГИ горизонтальных скважин зачастую показывают, что профиль притока по горизонтальному участку неравномерен. Стандартная общепринятая модель интерпретации ГДИС горизонтальных скважин предполагает равномерный приток к горизонтальному стволу и однородность пласта. Поэтому если приток горизонтальной скважины неравномерен по стволу (разные участки работают с разной интенсивностью), то ГДИС не всегда покажет истинную работающую длину горизонтального участка.

Цели данной работы:

- исследование поведения распределения давления в пласте при условии его вскрытия горизонтальной скважиной и неравномерного профиля притока по стволу.
- поиск зависимостей эффективной длины горизонтальной скважины, полученной по динамике изменения давления (гидродинамические исследова-

ния ГДИС), в условиях различных распределений дебитов (профиля притока) по горизонтальному стволу.

Задачи данной работы следующие:

1. Литературный обзор
2. Анализ промысловых исследований и выбор входных параметров
3. Физическая и математическая постановка задачи
4. Аналитическое решение задачи
5. Численное решение задачи
6. Анализ полученных результатов.

Результаты исследования по работе были опубликованы в следующих сборниках тезисов:

- Давлетбакова Л.А., Мельников С.И., Повышение информативности ГДИС горизонтальных скважин как фактор, влияющий на систему разработки месторождения // VI Научно-техническая конференция молодых ученых ООО «ГазпромНефть НТЦ», - Санкт-Петербург, 2017, Сборник тезисов – стр.29.

- Давлетбакова Л.А., Котежеков В.С, Симонов М.В. Повышение информативности ГДИС горизонтальных скважин методом моделирование точечных источников // VII Научно-техническая конференция молодых ученых ООО «ГазпромНефть НТЦ», - Санкт-Петербург, 2018, Сборник тезисов – стр.27.

## ГЛАВА 1. ОБЗОР ЛИТЕРАТУРЫ

### 1.1. Основные понятия гидродинамических исследований горизонтальных скважин

Гидродинамические исследования скважин (ГДИС) являются одним из методов контроля и мониторинга разработки месторождения углеводородов.

Основные цели этих исследований следующие:

- Определение фильтрационных свойств коллектора
- Определение пластового давления
- Определение состояния призабойной зоны пласта
- Уточнение геологического строения пласта
- Контроль взаимовлияния скважин и определение фильтрационных свойств в межскважинном пространстве

Основная технология проведения исследования ГДИС для добывающих скважин заключается в регистрации изменения забойного давления и дебита во времени при изменении режима работы скважины (рис.1.1.). Дебит скважины – это количество объёма жидкости, поступающее из скважины в единицу времени. Единица измерения – м<sup>3</sup>/сут.

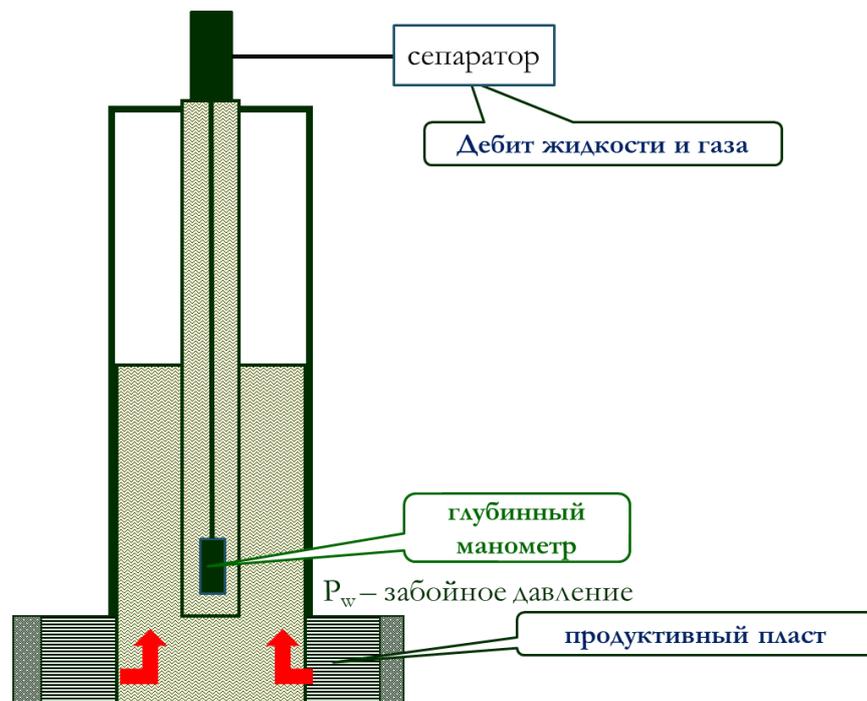


Рис.1.1. Гидродинамические исследования скважин

На рис.1.2. представлено один из видов гидродинамических исследований скважин – кривая стабилизации давления, сокращенно КСД: после бурения скважины (или длительной остановки), ее запускают в работу с постоянным расходом (дебитом) и наблюдают за изменением забойного давления. Для добывающих скважин датчик давления обычно располагается в максимальной близости к исследуемому пласту.

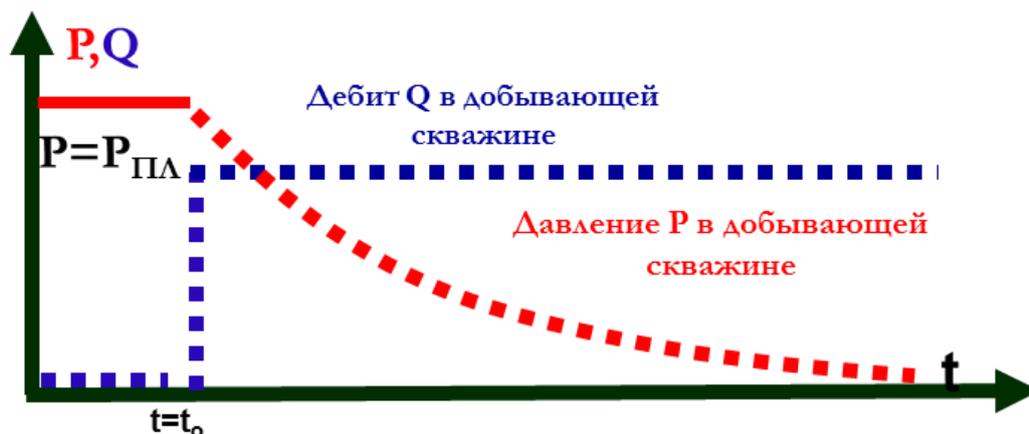


Рис.1.2 ГДИС – Кривая стабилизации давления – забойное давление и дебит скважины от времени (синяя кривая – дебит скважины, красная – забойное давление).

Для оценки фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), таких как проводимости и проницаемости коллектора, а также работающей длины горизонтальной скважины (сделаем акцент на гидродинамические исследования горизонтальных скважин) необходимо использовать давление и производную давления в двойных логарифмических координатах (рис.1.3).

Этот график также называют диагностическим, поскольку он служит для диагностики режимов течения, необходимые для определения параметров.

Для горизонтальной скважины характерны следующие режимы течения[4]: в начальный момент времени наблюдается - *ранний радиальный режим*, который со временем переходит в *линейный*, который также перерастает в следующий режим - это *псевдо радиальный режим* течения. Понятие о радиальном режиме течения в пласте является основополагающим для теории гидродинамических исследований. Этот режим предполагает, что поле давлений и скоростей фильтрации в пласт имеет радиальную симметрию. При этом линии тока в

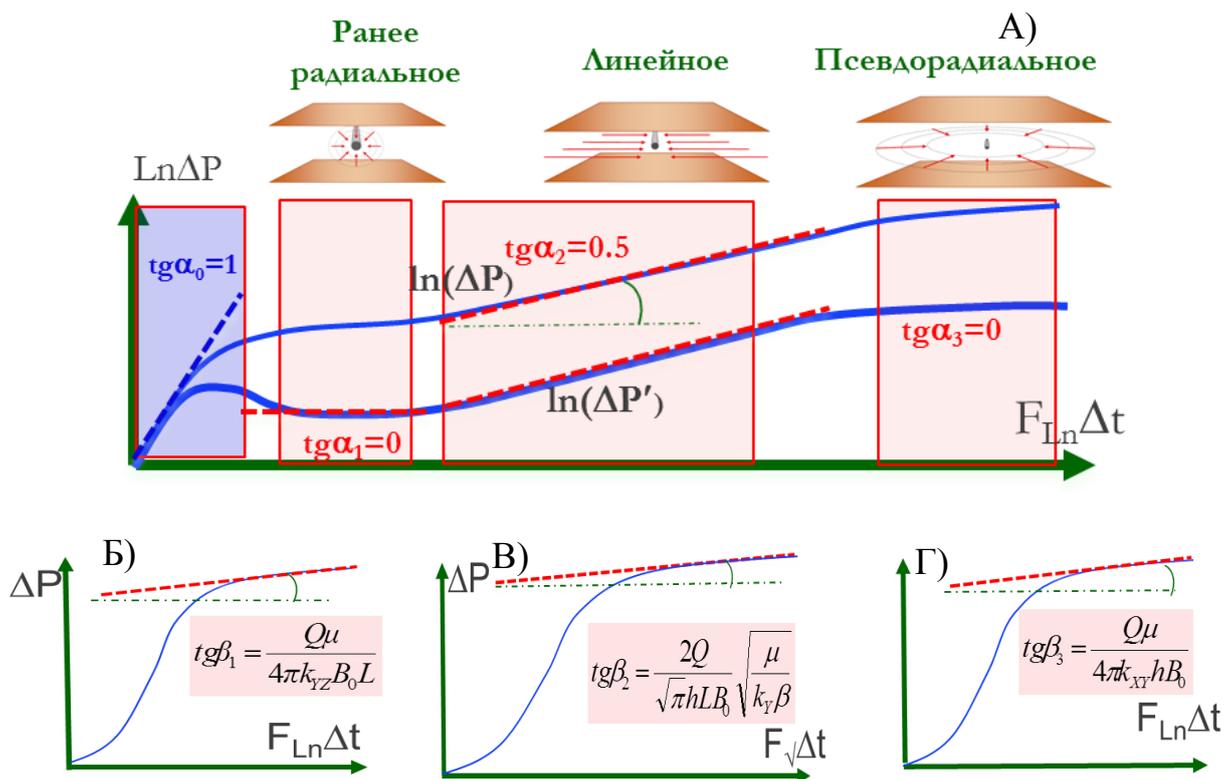


Рис.1.3 Диагностический график режимов течения горизонтальных скважин (А – график в двойных логарифмических координатах, Б, В, Г – полулогарифмический график для оценки проницаемости в вертикальной плоскости, работающей длина горизонтального ствола и проницаемости в горизонтальной плоскости соответственно).

пласте направлены по радиусу [15]. Радиальный режим определяется следующим образом:

$$p(t) \approx p_i - \frac{162q\mu}{kh} \left[ \log(t) + \log\left(\frac{k}{\Phi\mu c_t r_w^2}\right) - 3.228 \right], \quad (1.1)$$

где  $p(t)$  – давление в определенный момент времени  $t$ , атм,  $p_i$  – начальное пластовое давление, атм,  $q$  – дебит скважины, м<sup>3</sup>/сут,  $\mu$  – вязкость нефти, сПз,  $k$  – проницаемость, мД,  $h$  – высота продуктивного коллектора, м,  $t$  – время, с,  $\Phi$  – пористость, д.е.,  $c_t$  – общая сжимаемость системы, атм<sup>-1</sup>,  $r_w$  – радиус скважины, м.

Линейный режим течения скважин наблюдается для определенных временных периодов разработки пласта скважинами с трещиной гидроразрыва или горизонтальных, также и в других случаях. Для данного режима поле давлений и скорости фильтрации в пласте имеет линейную симметрию. При этом линии тока в пласте с плоскопараллельными границами раздела представляют собой

прямые линии, параллельные границам, а уравнение для линейного режима течения представляет собой [15]:

$$p = p_i - \frac{4.064qB}{h} \sqrt{\frac{4\mu\Delta t}{k\Phi c_t L^2}}, \quad (1.2)$$

где  $B$  – объемный коэффициент,  $\text{м}^3/\text{м}^3$ ,  $L$  – длина горизонтального ствола скважины, м.

Каждый режим течения позволяет определить параметры исходя из тангенса угла наклона [4] к касательной в двойных логарифмических координатах (рис.1.3). Для раннего радиального режима течения характерен нулевой наклон. Этот режим позволяет определить проницаемость по вертикали  $k_z$ :

$$(kh)_{early} = h_w \sqrt{k_z k_r}, \quad (1.3)$$

где  $(kh)_{early}$  – проводимость пласта при ранне радиальном режиме течения,  $\text{мД}^*\text{м}$ ,  $h_w$  – длина работающей части горизонтального ствола, м,  $k_r$  – проницаемость по горизонтали,  $\text{мД}$ .

По линейному режиму течения скважины определяем длину горизонтального ствола. Тангенс угла наклона в этом случае равен 0.5.

Псевдорadiальный режим определяет проницаемость коллектора по горизонтали и для него так же, как и для ранне радиального, характер тангенс угла наклона 0.

$$(kh)_{late} = k_r h, \quad (1.4)$$

где  $(kh)_{late}$  – проводимость пласта при псевдорadiальном режиме течения,  $\text{мД}^*\text{м}$ .

В настоящий момент существует интерпретатор гидродинамических исследований скважин – коммерческий программный продукт компании КАРРА «Saphir», который при известных входных параметрах (давление, дебит, высота продуктивного пласта, PVT-свойства пластового флюида и др.) проводит интерпретацию кривых забойного давления и рассчитывает параметры системы.

Стандартная модель интерпретации горизонтальной скважины, которая в настоящий момент используется многими инженерами, предполагает следующие допущения (рис.1.4):

- Однородный коллектор
- Горизонтальный ствол строго горизонтален
- Равномерный приток по горизонтальному стволу
- Проницаемость по направлению  $k_x$  и  $k_y$  одинакова.

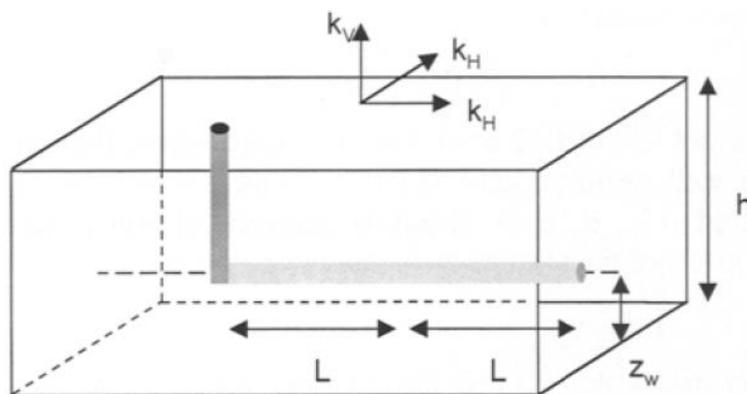


Рис.1.4 Стандартная интерпретационная модель горизонтальной скважины.

Такие допущения при интерпретации горизонтальных скважин оставляет след на определяемых параметрах, например на длине горизонтального участка, проницаемости пласта и других немаловажных параметров. Поскольку главным инструментом ГДИС является диагностический график, ниже будут рассмотрены существующие исследования при влиянии различных факторов на производную давления для скважин, имеющих горизонтальное окончание.

## 1.2. Исследования поведения производной давления для горизонтальных скважин

Зачастую по промыслово-геофизическим исследованиям горизонтальных скважин отмечается, что некоторые участки горизонтального ствола не работают [2, 3, 6,12]. Причем работающие участки могут располагаться, как и в одном локальном месте, так и на различных расстояниях между собой[13]. Это в свою

очередь находит отклик на поведении давления, а также на производную давления в Log-Log масштабе (на вид диагностического графика). В работах [7,10, 11, 19, 20] показано, что разное распределение работающих участков по горизонтальному стволу влияет на вид диагностического графика давления и производной давления. На рис.1.5 представлено сравнение при различных вариантах расположения работающих сегментов.

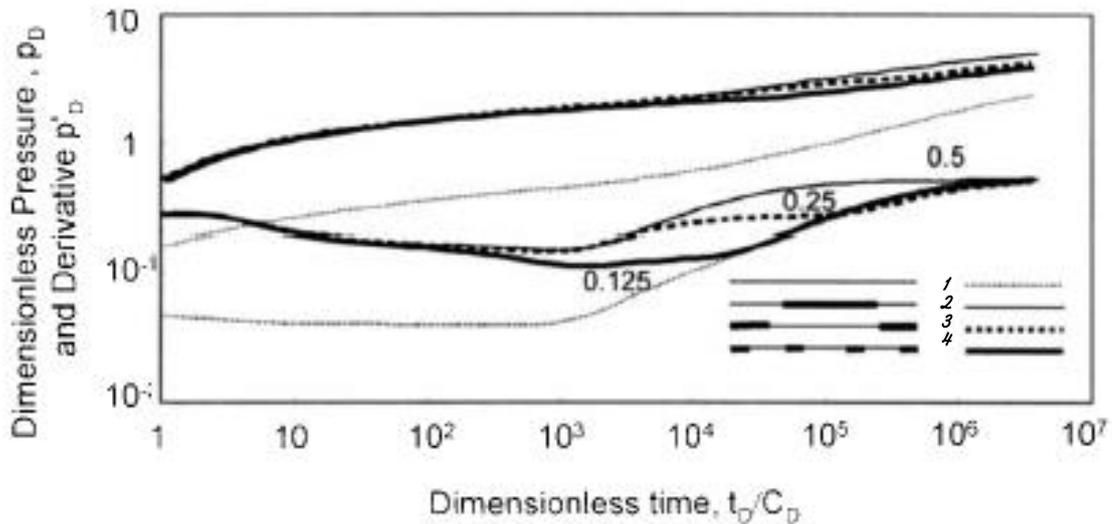


Рис.1.5 Log- Log график для горизонтальной скважины при различных вариантах расположения работающих участков горизонтального ствола (1 – весь горизонтальный ствол в работе, 2 – работающая длина располагается локально по центру, 2 - работающая длина разделена на два сегмента, которые располагаются по краям, 4 – работающая длина разделена на четыре сегмента, которые располагаются равномерно по стволу).

Анализируя данный график можно наблюдать, что на ранних временах производная давления для разных случаев совпадает (кроме случая, когда в работе находится вся длина горизонтального участка – первый случай), далее происходит расхождение, которое связано с геометрией расположения работающих сегментов. Когда расстояние между работающими интервалами соизмеримо (или/и больше) с длиной работающего сегмента, то каждый сегмент начинает действовать как отдельная горизонтальная скважина. То есть для такой «горизонтальной скважины» начинают действовать характерные режимы течения: сначала ранее радиальный, линейный и псевдорadiaльный. Автор работы [20] показал, что продолжительность линейного течения каждого гори-

горизонтального сегмента зависит от его длины (тем больше длина сегмента, тем более продолжительный линейный режим). После описанных выше режимов наступает общий линейный режим для всей длины горизонтальной скважины, а далее псевдорadiaльный. Проводимость пласта по интерпретации по самому последнему радиальному режиму при каждом случае оценивается достоверно.

Подобное поведение производной давления описать по стандартной интерпретационной аналитической модели горизонтальной скважины невозможно. Однако есть вариант проигнорировать раннее переходные режимы течения и провести интерпретацию по позднему линейному и радиальному режиму. Однако в этом случае длина горизонтального участка будет оценена некорректно, и она покажет общую длину горизонтальной скважины (то есть зависит истинную работающую), а не длину только работающих сегментов.

Для описания кривых забойного давления в таких случаях возможно использование «внешней модели» - External Model – Много сегментарная модель притока в скважину [2]. Данная модель, представленная как один из дополнительных модулей в программе «Saphir» компании Карра, позволяет разбить скважину на сегменты, разделяющие работающие и неработающие интервалы. В работе [2] показано применение данной модели, с помощью которой была получена достоверная проницаемость пласта при наличии промыслово-геофизических исследований.

В работах [7,19] показано влияние отношения работающих сегментов горизонтальной скважины к общей длине горизонтальной скважины на производную давления в Log-Log масштабе. На рис.1.6 представлено сравнение при различных соотношениях для четырех работающих сегментов по горизонтальному стволу. Например, вариант 1 - 100 % означает, что работает весь ствол без деления на сегменты, а последний вариант 4 - 12.5% означает, что работает 12.5% от всей длины горизонтального ствола, причем это работающая длина разделена на четыре сегмента, которые в свою очередь равномерно расположены по горизонтальному стволу.

Сравнивая данные варианты, можем наблюдать, что на поздних временах расхождения нет, поскольку, как упоминалось ранее, проницаемость оценивается достоверно, а поздний линейный режим характеризует длину всего горизонтального ствола в целом. Отличие наблюдается на ранних временах, где влияет длины работающих сегментов и расстояние между ними.

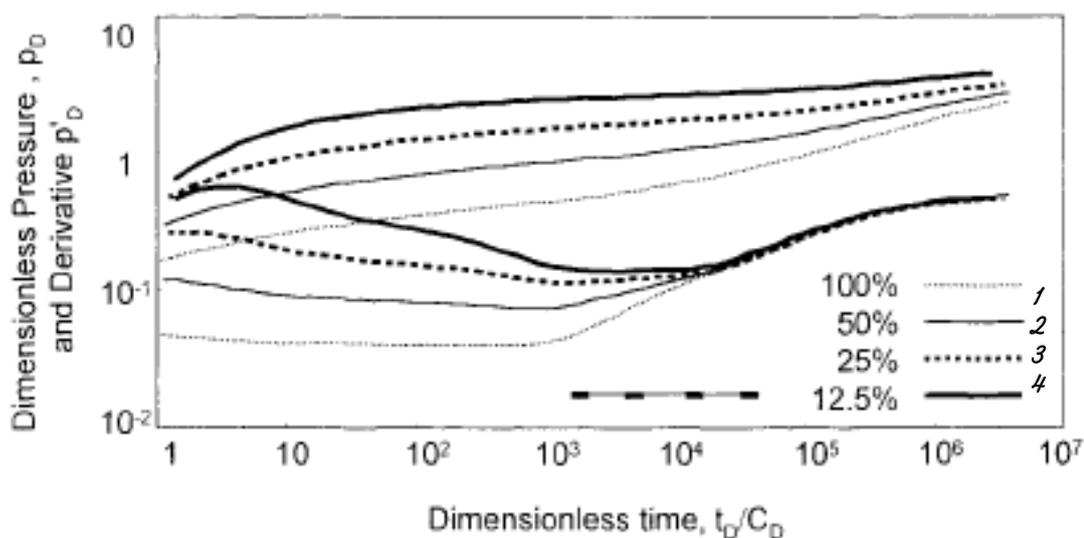


Рис.1.6 Log- Log график для горизонтальной скважины при различных вариантах отношения работающих сегментов к общей длине горизонтального ствола (1 – 100%, 2 – 50%, 3 – 25%, 4 -12.5%).

Анизотропия пласта в горизонтальном и вертикальном направлении также влияет на определяемые параметры пласта и работающую длину горизонтального участка [8]. В случае анизотропии по горизонтальным составляющим (по оси X и Y) псевдорadiaльный режим определяет среднюю проводимость пласта как (рисунок 1.7):

$$\bar{k}_r = \sqrt{k_x k_y}. \quad (1.5)$$

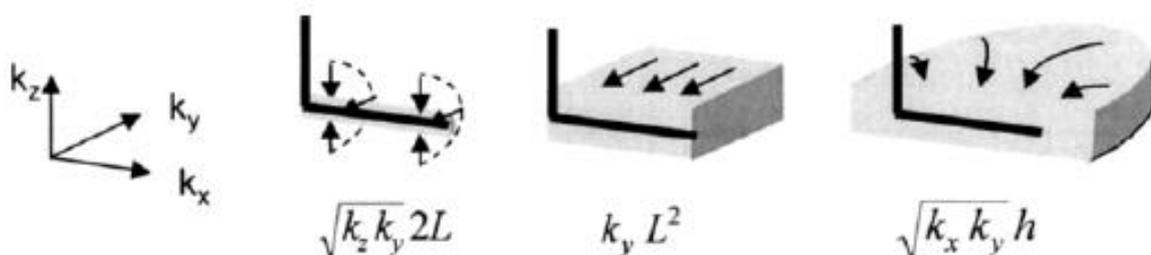


Рис.1.7 Анизотропия горизонтальных проницаемостей

В случае использования стандартной аналитической модели горизонтальной скважины, которая предполагает изотропию пласта по горизонтали, эффективная длина горизонтального участка будет зависеть от фактической длины следующим образом:

$$L_a = \sqrt[4]{k_y k_x} L. \quad (1.6)$$

Нередко встречаются случаи, при которых горизонтальный ствол вскрывает два и более пропластка, отличающиеся по фильтрационным свойствам. В этом случае проводимость пласта будет определена следующим образом:

$$kh_{sum} = \sum_i^n k_i h_i. \quad (1.7)$$

то есть сумме проводимости каждого пропластка [4].

В настоящее время также приобретают популярность горизонтальные скважины с многостадийным гидравлическим разрывом пласта и многозабойные горизонтально-разветвленные скважины (так называемые «fishbone»).

В работе [18] была разработана математическая модель притока к многозабойным скважинам, которая представлена в виде точечных и линейных источников. Верификация корректности работы модели проверялась на скважинах более простой геометрии, такие как вертикальная скважина, горизонтальная скважина, вертикальная скважина с трещиной ГРП. Проверка модели получила хорошую сходимость с коммерческим численным симулятором. Разработанная авторами модель позволяет провести прогноз дебита скважины, задавая значение забойного давления и граничные условия пласта (непроницаемые границы, границы постоянного давления и др.)

В работе [16] также исследуются горизонтальные скважины со сложной геометрией – горизонтальные скважины с многостадийным гидроразрывом пласта. Авторы данной работы исследуют различные случаи, такие как, количество работающих трещин ГРП, расстояние между ними и угол между горизонтальным стволом и трещинами ГРП, влияют на поведение производной давления на разных временах.

Обзор прошлых, а также современных исследований показали, что многие из них направлены на исследование поведения давления при различных вариантах отношения работающих и неработающих сегментов. К ним также можно отнести и исследования горизонтальных скважин с МГРП. Другие исследования больше направлены на достоверные прогнозы дебита высокотехнологичных скважин. Однако такие исследования не дают нам новых подходов к интерпретации ГДИС или оценки неизвестных нам параметров пласта.

Наиболее распространенные случаи, когда приток по горизонтальному стволу неравномерен. Таких скважин огромное количество в разных месторождениях, однако, до сих пор, остается вопрос: какую именно эффективную длину горизонтальной скважины проводится по оценке ГДИС в таком случае? Будет ли она отличаться от фактической? И от каких параметров и факторов это будет зависеть?

В данной исследовательской работе решение данной задачи будет представлено с помощью аналитического и численного решения. Аналитическое решение будет представлено методом точечных источников, а численное с помощью коммерческого симулятора tNavigator.

## ГЛАВА 2. МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ТОЧЕЧНЫХ ИСТОЧНИКОВ

### 2.1. Постановка задачи. Основные уравнения и краевые условия.

Метод точечных источников применяется для решения двух- и трёхмерных задач неустановившейся фильтрации, которые могут быть получены для скважин со сложной геометрией. В данном случае источник – это точка, из которой жидкость отбирается из пласта (или закачивается в пласт). Термин источник может применяться как к добыче, так и к закачке при условии, что отрицательное значение отбора означает расход закачиваемого флюида [12].

Рассматривается горизонтальная скважина в бесконечном горизонтальном пласте постоянной толщины, ограниченном сверху и снизу непроницаемой границей (рис.2.1). Принимается, что жидкость, текущая в пласте является слабосжимаемой и имеет постоянную вязкость.

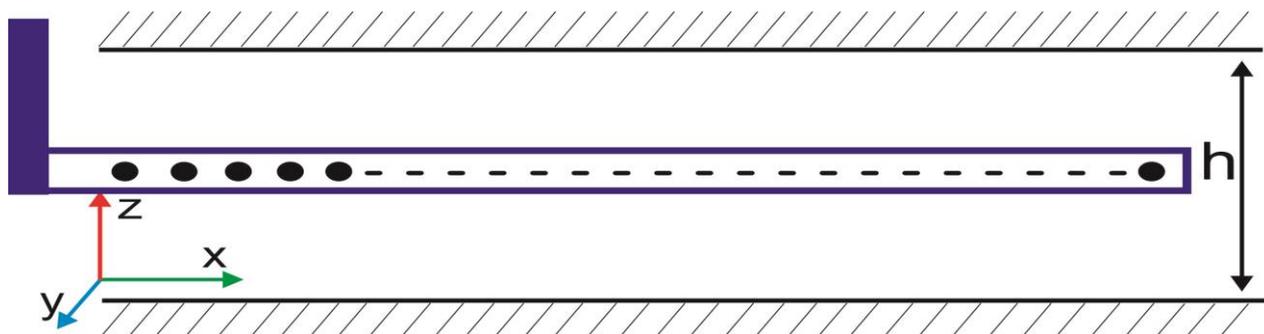


Рис.2.1 Геометрия задачи.

Распределение давление в пласте описывается трехмерным уравнением пьезопроводности (2.1) для моделирования режимов течения, характерные для горизонтальной скважины:

$$\frac{\partial^2 p}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 p}{\partial z^2} = \frac{1}{\eta} \frac{\partial \Delta p}{\partial t}, \eta = \frac{k}{\Phi c_t \mu}, \quad (2.1)$$

где  $p$  – давление в пласте, атм,  $\eta$  – коэффициент пьезопроводности,  $\text{м}^2/\text{с}$ ,  $\Phi$  – пористость,  $k$  – проницаемость, мД,  $c_t$  – сжимаемость,  $\text{атм}^{-1}$ ,  $\mu$  – вязкость, сПз.

Давление в начальный момент времени постоянно во всем пласте:

$$\Delta p(r, t = 0) = 0. \quad (2.2)$$

Внешнее граничное условие для бесконечного пласта физически означает, что в любой момент времени начальное давление сохранилось на достаточно большом расстоянии:

$$\Delta p(r \rightarrow inf, t) = 0. \quad (2.3)$$

Горизонтальная скважина эксплуатируется с постоянным расходом:

$$\left( r \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = - \frac{qB\mu}{2\pi kh}. \quad (2.4)$$

В работе [15] получено решение для точечного источника, действующего в момент времени  $t = \tau$ :

$$\Delta p(M, M', t) = \frac{q}{8\Phi c_t \sqrt{\eta_x \eta_y \eta_z} (\pi(t - \tau))^{3/2}} \exp\left(-\frac{(M - M')^2 / \tilde{\eta}}{4(t - \tau)}\right), \quad (2.5)$$

где  $M, M'$  - положение точки наблюдения и источника соответственно. В трехмерных декартовых координатах:

$$M = (x, y, z), M' = (x', y', z'),$$

$$\frac{(M - M')^2}{\tilde{\eta}} = \frac{(x - x')^2}{\eta_x} + \frac{(y - y')^2}{\eta_y} + \frac{(z - z')^2}{\eta_z}, \quad (2.6)$$

где  $\eta_x, \eta_y, \eta_z$  - диффузионные коэффициенты.

Для моделирования изменения давления при работе скважины с постоянным дебитом в течение интервала времени  $0 \leq \tau \leq t$ , необходимо проинтегрировать функцию источника по времени:

$$\Delta p(M, M', t) = \frac{1}{\varphi c} \int_0^t \tilde{q}(M'_\omega, \tau) S(M, M'_\omega, t - \tau) dM'_\omega d\tau, \quad (2.7)$$

где  $S$  - функция источника в бесконечном пласте:

$$S(M, M', t - \tau) = \frac{1}{4\pi h \sqrt{\eta_x \eta_y} (t - \tau)} \exp\left(-\frac{\frac{(M - M')^2}{\tilde{\eta}}}{4(t - \tau)}\right). \quad (2.8)$$

Для создания непроницаемой границы был использован метод зеркальных отображений [8]. Данный метод основан также на использовании функции источников и на принципе суперпозиции, который заключается в том, что два

линейно независимых решение ( $f_1$  и  $f_2$ ) уравнения в частных производных образуют решение этого уравнения:

$$f_3 = f_1 c_1 + f_2 c_2, \quad (2.9)$$

где  $c_1, c_2$  – произвольные константы.

Используя данный принцип можно записать функцию мгновенного источника, который находится в пласте ограниченным сверху и снизу [12,18]:

$$S(M, M', t - \tau) = \frac{1}{4\pi h \sqrt{\eta_x \eta_y} (t - \tau)} \exp \left[ -\frac{\frac{(x - x')^2}{\eta_x} + \frac{(y - y')^2}{\eta_y}}{4(t - \tau)} \right] \times \left\{ 1 + 2 \sum_{n=1}^{\infty} \exp \left[ -\frac{n^2 \pi^2 \eta_z (t - \tau)}{h^2} \right] \left( \cos n\pi \frac{z}{h} \cos n\pi \frac{z'}{h} \right) \right\}, \quad (2.10)$$

где  $p$  – давление, атм,  $S$  – функция источника,  $\varphi$  – пористость,  $c$  – общая сжимаемость, атм<sup>-1</sup>,  $\tilde{q}$  – мгновенный дебит, м<sup>3</sup>/сут,  $M$  – точка наблюдения в пространстве,  $M'$  – точечный источник в пространстве.

Для решения поставленной задачи использовалась математическая модель горизонтальной скважины, основанная на суперпозиции точечных источников (где изменение давление будет представлено в виде (2.7), а в качестве мгновенного источника выступает (2.10)).

Аналитически вычислить интеграл по времени от функции источника  $S$  без дополнительных допущений или преобразований невозможно, однако вычисление интеграла можно произвести с помощью численных методов.

Представление горизонтального ствола посредством суперпозиций точечных источников позволяет задать неравномерный профиль притока по горизонтальному участку скважины, присваивая определенное значение дебита каждому источнику. Дебит скважины определяется как сумма дебита каждого источника:

$$Q = \sum_{j=1}^n q_n. \quad (2.11)$$

Решение данной задачи было реализовано с помощью языка программирования Python 3. Для упрощения расчетов были использованы библиотеки, такие как: `scipy.integrate`, `numpy`, `matplotlib.pyplot`:

- `scipy.integrate` – библиотека, необходимая для численного интегрирования;
- `numpy` – библиотека, необходимая для поддержки массива и математических функций;
- `matplotlib.pyplot` – библиотека, необходимая для визуализации данных.

Проверка полученного решения осуществлялась на простых примерах и будет представлена далее.

## 2.2. Входные параметры и настройка модели.

Входные параметры для моделирования, такие как физико-химические свойства флюида, фильтрационные свойства и др. представлены в таблице 2.1.

Таблица 2.1.

Исходные данные для моделирования.

Параметр	Значения
Толщина пласта, м (H)	21
Вязкость, сП (μ)	0.5
Пористость, (Ф)	0.2
Проницаемость, мД (k)	30
Анизотропия, ( $k_z/k_r$ )	1
Суммарный дебит, м3/сут	216
Сжимаемость, атм <sup>-1</sup>	$8.5 * 10^{-5}$

Для снижения времени одного расчета было подобрано оптимальное количество точечных источников и расстояние между ними. Для  $L=500$ м количество источников составило 100 штук, т.е. расстояние между источниками 5 метров (1 % от всей длины горизонтального ствола). Результаты сравнивались при более маленьком расстоянии между источниками (1 м, 0.5м, 1 см) и отли-

чий от всех расчетов нет. Для последующих расчетов расстояние между источниками в 1% от всей длины горизонтального ствола сохранялись.

Забойное давление, полученное посредством аналитического моделирования, представлено на рис.2.2 при различной длине горизонтального участка.

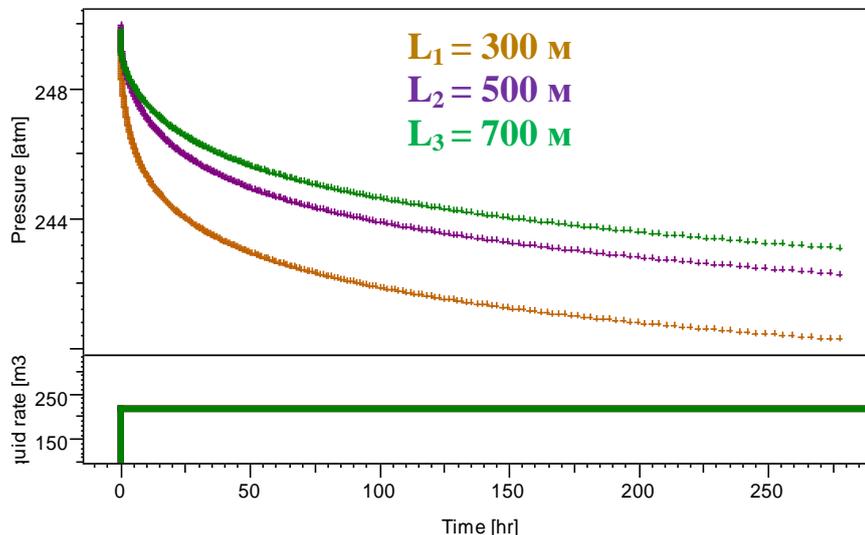


Рис.2.2 Давление, полученное в ходе моделирования (зеленая –  $L_1 = 300\text{м}$ , фиолетовая -  $L_2 = 500\text{м}$ , коричневая -  $L_3 = 700\text{м}$ ).

Давление и производная давления, построенная от полученных результатов, демонстрирует хорошее применимость данного решения (рис. 2.3). Все режимы течения, характерные для горизонтальной скважины (ранее радиальный, линейный, позднерадийный), диагностируются.

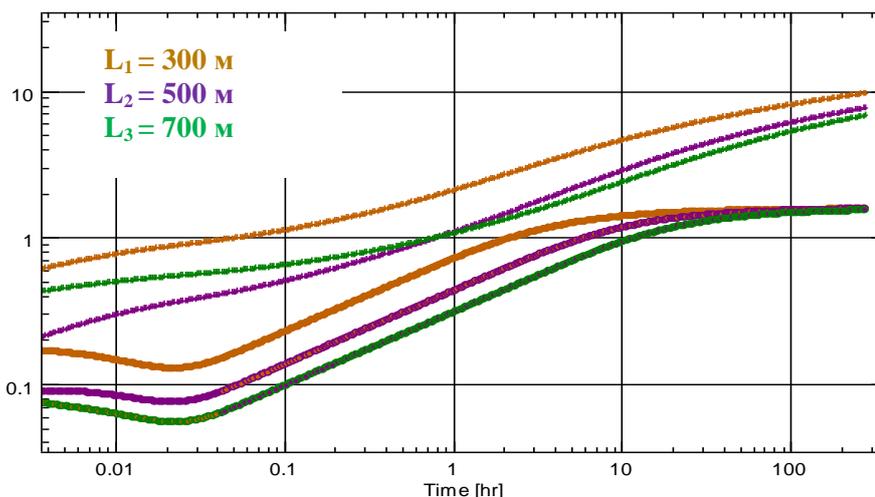


Рисунок 2.3 Диагностические графики давления и производной давления в двойных логарифмических координатах для  $L_1 = 300\text{м}$ ,  $L_2 = 500\text{м}$ ,  $L_3 = 700\text{м}$ .

Также, полученное решение позволяет достоверно проводить интерпретацию ГДИС, определяя длину горизонтального ствола и проницаемость. На рис.2.4 представлено результаты интерпретации, выполненные в ПО Saphir. Меняя длину горизонтального ствола, проницаемость и др. интерпретатор достоверно определяет параметры.

Model Parameters		Model Parameters		Model Parameters	
Well & Wellbore parameters (Tested well)		Well & Wellbore parameters (Tested well)		Well & Wellbore parameters (Tested well)	
C	0.004	C	0.005	Skin	0
Skin	0.1	Skin	0	Geometrical Skin	-7.37
Geometrical Skin	-6.38	Geometrical Skin	-6.99	Anisotropy Skin	0
Anisotropy Skin	0	Anisotropy Skin	0	well length	700
well length	300	well length	500	Zw	10.5
Zw	10.5	Zw	10.5	Reservoir & Boundary parameters	
Reservoir & Boundary parameters		Reservoir & Boundary parameters		h	21
h	21	h	21	Pi	249.5
Pi	249.5	Pi	250	k.h	630
k.h	630	k.h	630	k	30
k	30	k	30	kz/kr	1
kz/kr	1	kz/kr	1		

Рис.2.4 Результаты интерпретации, проведенные в ПО Saphir  $L_1 = 300\text{м}$ ,  $L_2 = 500\text{м}$ ,  $L_3 = 700\text{м}$ .

Таким образом, решение достоверно описывает все режимы течения и позволяет достоверно проводить интерпретацию ГДИС. Ниже будет представлено два случая моделирования неравномерного притока по горизонтальному стволу.

## 2.3. Моделирование неравномерного профиля притока

### 2.3.1. Центральная часть горизонтального ствола

При равномерном профиле притока, полученное решение получило хорошую сходимость с результатами интерпретации ГДИС в ПО Saphir. В рамках данной работы было смоделировано два случая неравномерного распределения профиля притока по горизонтальному стволу. Первый случай предполагает следующее: горизонтальный ствол разбивается на три дискретных участка (в виде прямоугольников). Центральный участок оказывает максимальный приток, а два других минимальный. Были смоделированы следующие варианты, представленные на рис.2. 5. Например, первый вариант, предполагает, что одна десятая часть (10%) горизонтального ствола (ГС) дает максимальный приток.

Причем отношение амплитуд минимального и максимального притока приближенно равно 0.36 (далее будем обозначать буквой  $\lambda$ ) ( $a$  - амплитуда минимального притока =23 м<sup>3</sup>/сут,  $A$  – амплитуда максимального притока =63 м<sup>3</sup>/сут).

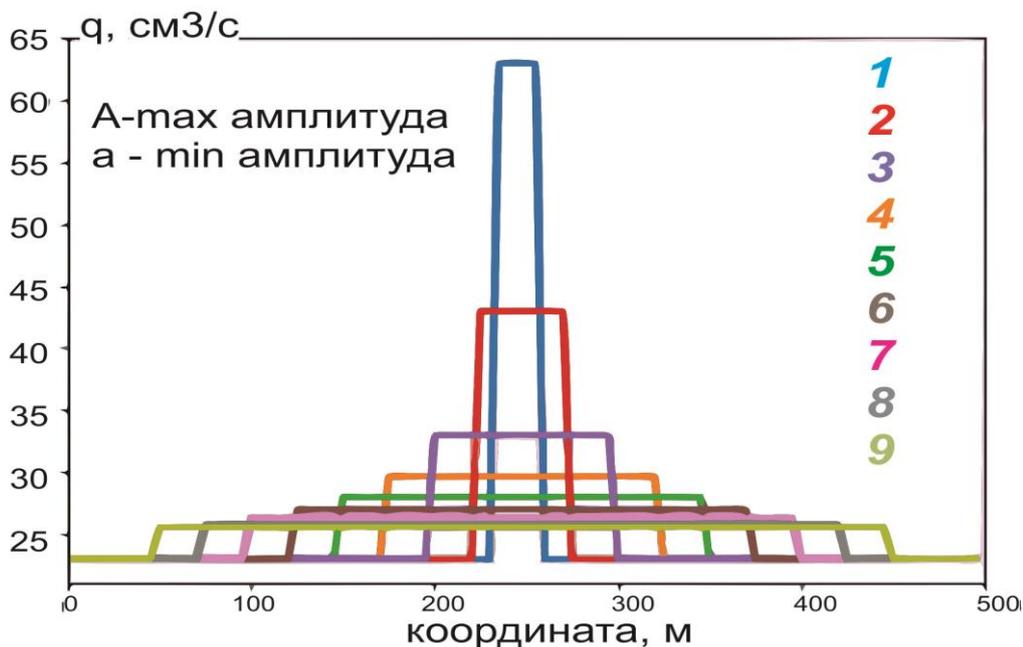


Рис.2.5 Профиль притока по горизонтальному стволу для разных вариантов для случая центральной части.

Самый последний вариант (вариант 9) предполагает, что 80% оказывает максимальный приток, отношение амплитуд  $\lambda$  приближенно равно 0.9. Т.е. самый последний вариант максимально приближенный к равномерному случаю.

Для всех вариантов суммарный дебит скважины сохраняется: меняется отношение амплитуд  $\lambda$  и какая часть длины скважины оказывает максимальный приток.

Далее, все варианты были проинтерпретированы и оценены величины  $L_{гдис}$  (длина горизонтального ствола, полученная по интерпретации ГДИС). Результаты интерпретации для всех вариантов при разной фактической длине горизонтального ствола проиллюстрированы в таблице 2.2. Давление в декартовых координатах и диагностические графики в двойных логарифмических координатах для наиболее информативных вариантов представлены на рис. 2.6.

## Результаты интерпретации для первого случая

Вариант	$L_{гдис}$ при $L_{факт}=300$	$L_{гдис}$ при $L_{факт}=500$	$L_{гдис}$ при $L_{факт}=700$	$\lambda, \%$
1	180	285	430	35.5
2	190	294	450	53.5
3	225	370	520	69.7
4	250	420	600	79.3
5	265	450	620	81.1
6	275	460	645	85.2
7	286	470	660	87.4
8	290	480	670	89.2
9	290	490	670	90

На основе анализа полученных результатов была получена зависимость (рис. 2.7) отношения амплитуд минимального и максимального притока ( $\lambda$ ) от отношения ( $\alpha$ ) длины горизонтального ствола по оценке ГДИС ( $L_{гдис}$ ) и фактической длины горизонтальной скважины ( $L_{факт}$ ).

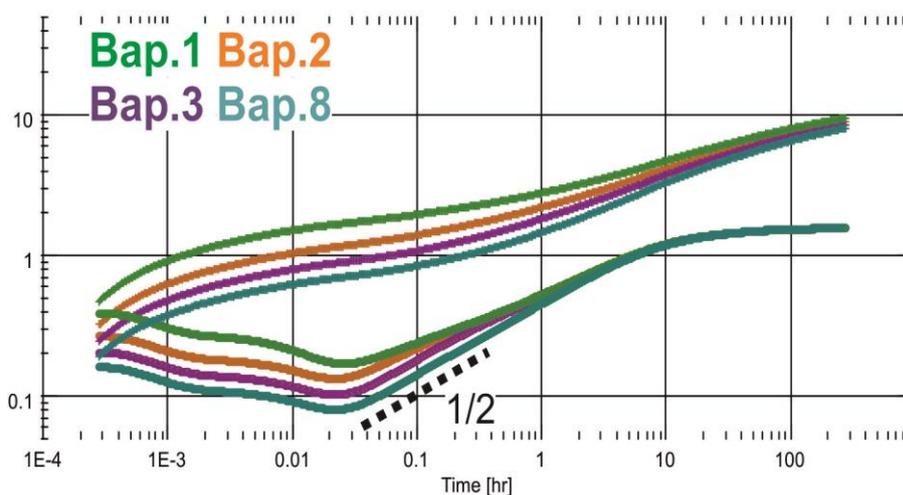


Рис.2.6 Диагностические графики давления и производной давление в двойных логарифмических координатах для вариантов 1, 2, 3, 8.

По данной зависимости можно сделать вывод о том, что с увеличением коэффициента  $\lambda$  эффективная длина, полученная по гидродинамическим исследованиям, увеличивается. Таким образом, чем более равномерный приток по

горизонтальному стволу, тем более достоверно оценивается длина горизонтального ствола по ГДИС.

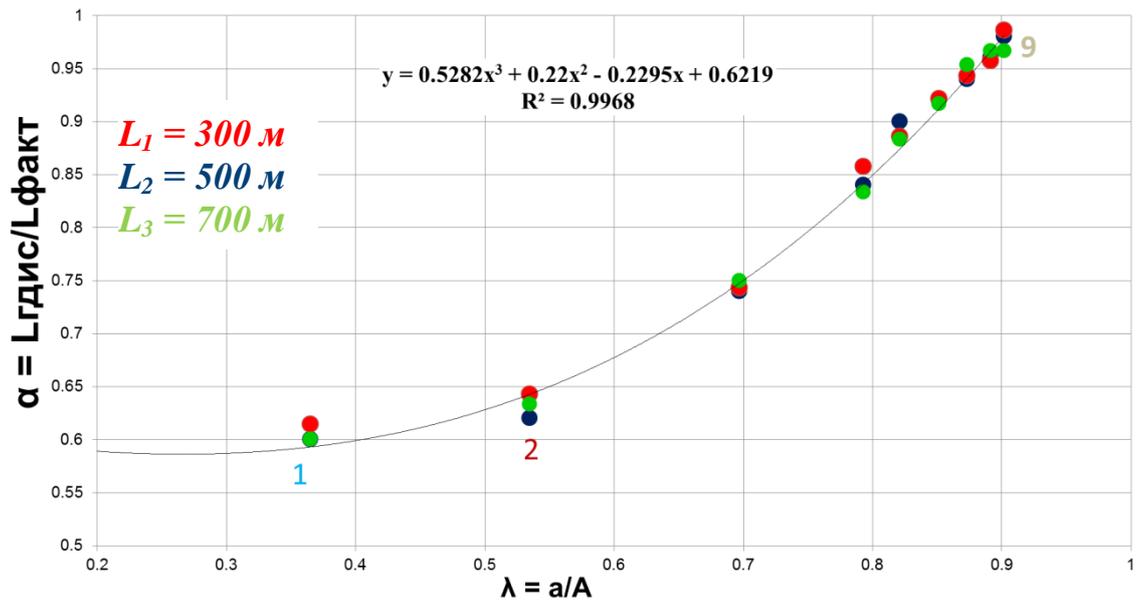


Рис.2.7 Зависимость отношения амплитуд минимального и максимального притока от отношения длины, полученной по ГДИС и фактической длины горизонтальной скважины.

С помощью полученной зависимости возможно определение количественного соотношения профиля притока при известных значениях  $L_{ГДИС}$  и  $L_{факт}$  (2.12):

$$\alpha = 0.53\lambda^3 + 0.22\lambda^2 - 0.23\lambda + 0.6. \quad (2.12)$$

Полученная зависимость (19) может применяться для частного случая при локализации наибольшего притока в центральной части ствола. Приток центральной части горизонтального ствола может быть обусловлен геологией: центральная часть горизонтального ствола проходит по зоне с более высокими фильтрационными свойствами. Зная  $L_{ГДИС}$  и  $L_{факт}$  по зависимости (2.7) можно определить отношение амплитуды минимального и максимального притока.

В случае если по геологической модели горизонтальный ствол проходит по однородному пласту, то локализация притока может быть связана с кольматацией части горизонтального ствола. Однако для подтверждения данной теории необходимо проведение промыслово-геофизических исследований для достоверного определения профиля притока. При подтверждении кольматации

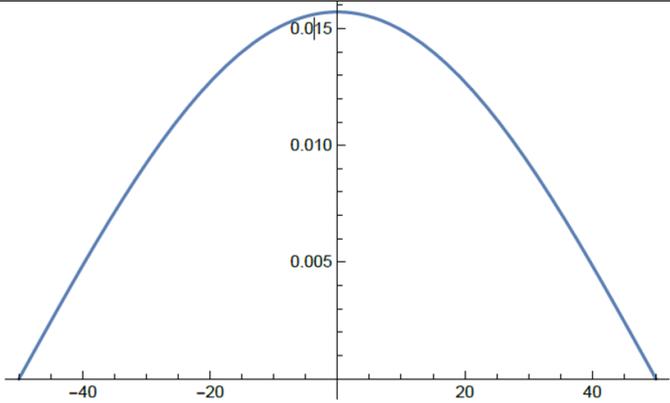
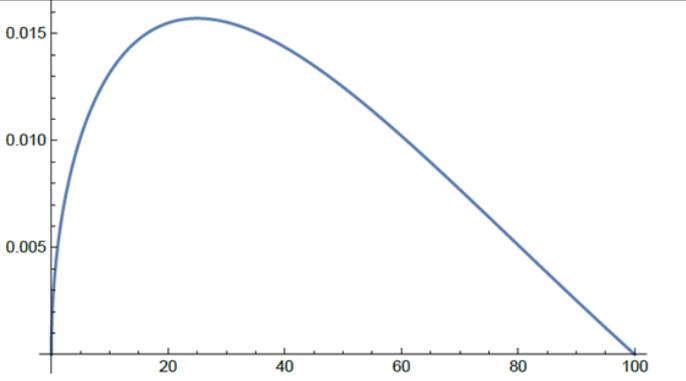
части горизонтального ствола необходимо проведение мероприятия по очистке призабойной зоны пласта.

### 2.3.2. Смещение максимального притока к границе горизонтального ствола

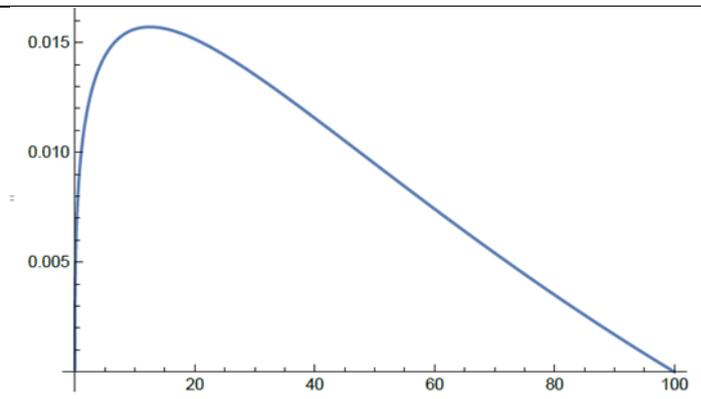
Во втором случае, неравномерный приток по горизонтальному стволу скважины задан гладкой функцией, которая позволяет менять положение максимального притока от центра скважины. Для этого были выбраны различные функции для реализации неравномерного притока, которые представлены в таблице 2.3.

Таблица 2.3

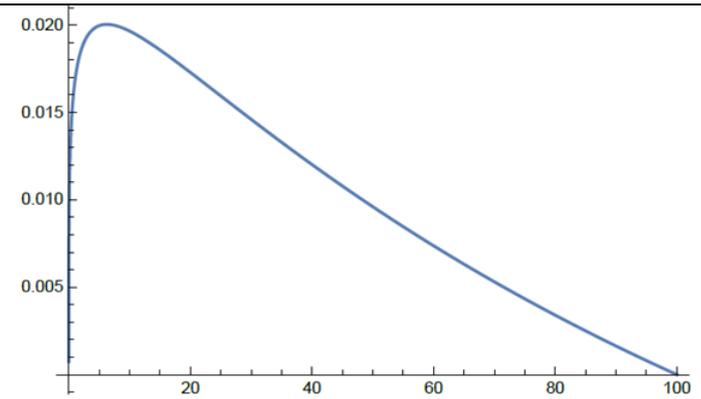
Функции синуса для моделирования\*.

Функция синуса	Неравномерный приток
$q(x) = Q \frac{\pi}{2L} \sin(\pi x/L)$	
$q(x) = Q \frac{\pi}{2L} \sin\left(\frac{\pi x^{\frac{1}{2}}}{L^{\frac{1}{2}}}\right)$	

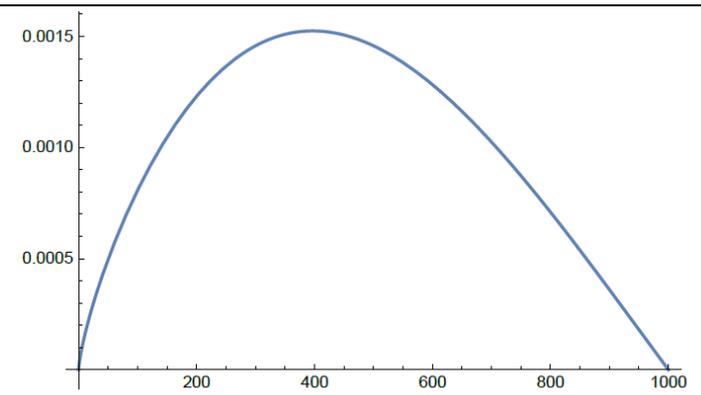
$$q(x) = Q \frac{\pi}{2L\left(\frac{3}{2} - 6/\pi^2\right)} \sin\left(\frac{\pi x^{\frac{1}{3}}}{L^{\frac{1}{3}}}\right)$$



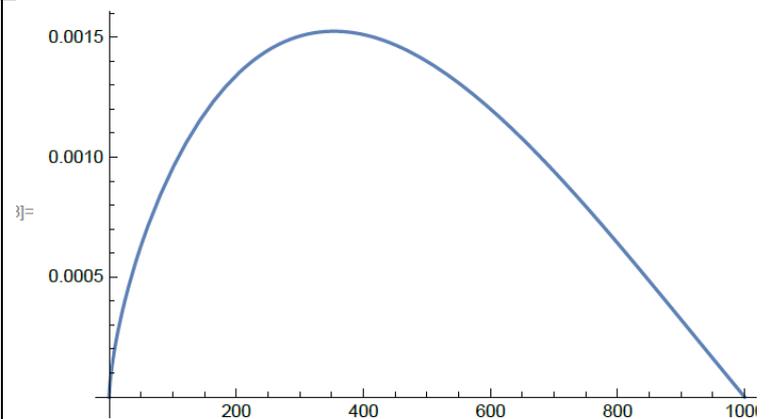
$$q(x) = Q \frac{\pi}{2L(2 - 12/\pi^2)} \sin\left(\frac{\pi x^{\frac{1}{4}}}{L^{\frac{1}{4}}}\right)$$

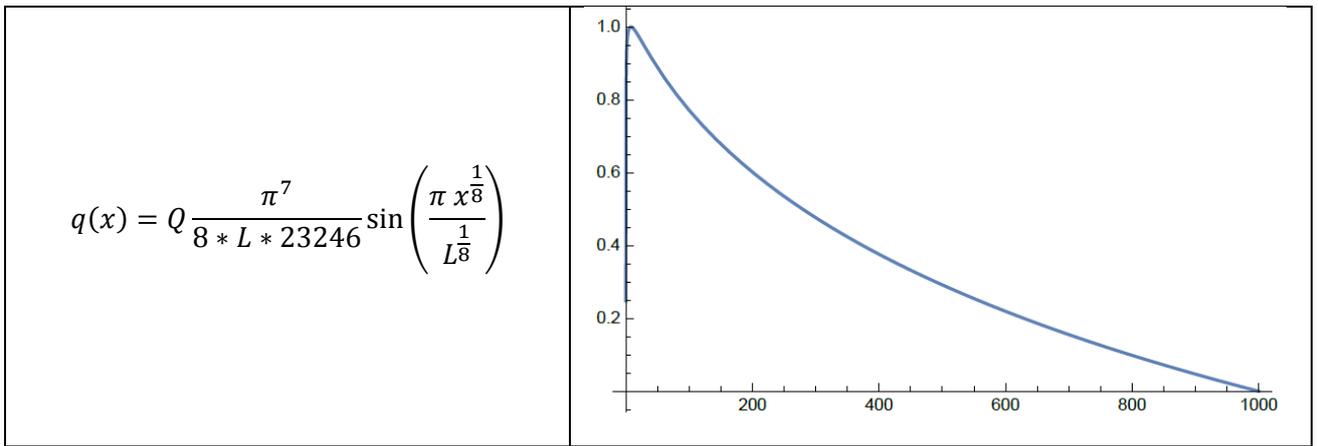


$$q(x) = Q \frac{\pi}{0,65L} \sin\left(\frac{\pi x^{\frac{3}{4}}}{L^{\frac{3}{4}}}\right)$$



$$q(x) = Q \frac{4\pi}{3L(2 + 0.52\sqrt{2})} \sin\left(\frac{\pi x^{\frac{2}{3}}}{L^{\frac{2}{3}}}\right)$$





\*Q – Суммарный дебит скважины, L – длина горизонтального ствола.

Аналогично первому случаю, были смоделированы различные варианты, значения и положения максимального притока к скважине, которые представлены на рис. 2.8. Каждый последующий вариант предполагает, что максимум амплитуды притока движется к границе горизонтального ствола. Первый вариант, обозначенный голубым цветом на рис. 2.8, смоделирован так, что центральная часть оказывает наибольший приток. Далее, каждый последующий максимум притока смещается к границе горизонтального ствола. С целью корректного сравнения для каждого варианта суммарный дебит скважины остается постоянным. Тем самым с каждым вариантом амплитуда максимального притока увеличивается.

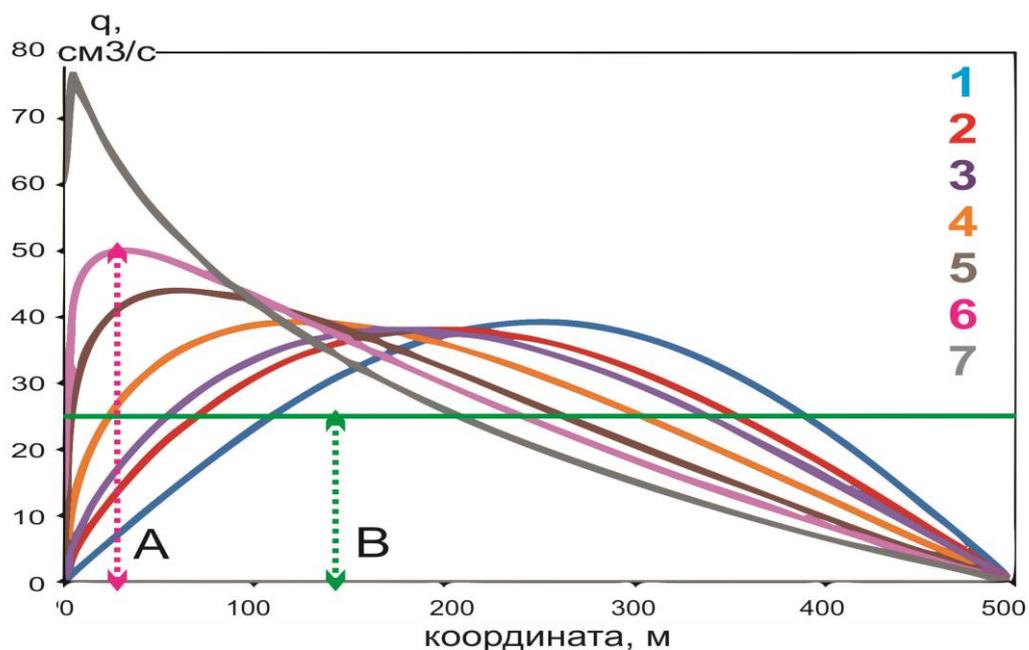


Рис.2.8 Профиль притока по горизонтальному стволу для разных вариантов для случая смещения максимального притока.

На рис.2.8 представлен вариант при равномерном притоке к горизонтальному стволу (зеленная линия). Амплитуду при равномерном профиле притока обозначим, как  $B$ . Отношение амплитуды при равномерном профиле притока к амплитуде максимального профиля притока для каждого варианта обозначим как коэффициент  $\varphi$ .

Аналогично первому случаю, все полученные варианты были проинтерпретированы с целью оценки эффективной длины горизонтального ствола  $L_{\text{дис}}$ . Результаты интерпретации для  $L_{\text{факт}} = 500\text{м}$  представлены в таблице 3. Полученное забойное давление в декартовых координатах и производную давления в двойных логарифмических координатах продемонстрированы на рис.2.9 для выборочных случаев.

Далее была построена трехмерная зависимость от коэффициентов  $\alpha$ ,  $\varphi$  и  $\beta$  (рис. 2.10). Коэффициент  $\beta$  представлен собой долю смещение от центральной части горизонтального ствола.

Исходя из полученных результатов, была подобрана линейная функция, описывающая полученную зависимость, которая выглядит следующим образом:

$$\alpha = 1.76 - 0.85\varphi + 0.3\beta. \quad (2.13)$$

Таблица 2.4

Результаты интерпретации для второго случая

Вариант	$L_{\text{дис}}$
1	330
2	340
3	350
4	400
5	470
6	500
7	610
Равномерный приток	500

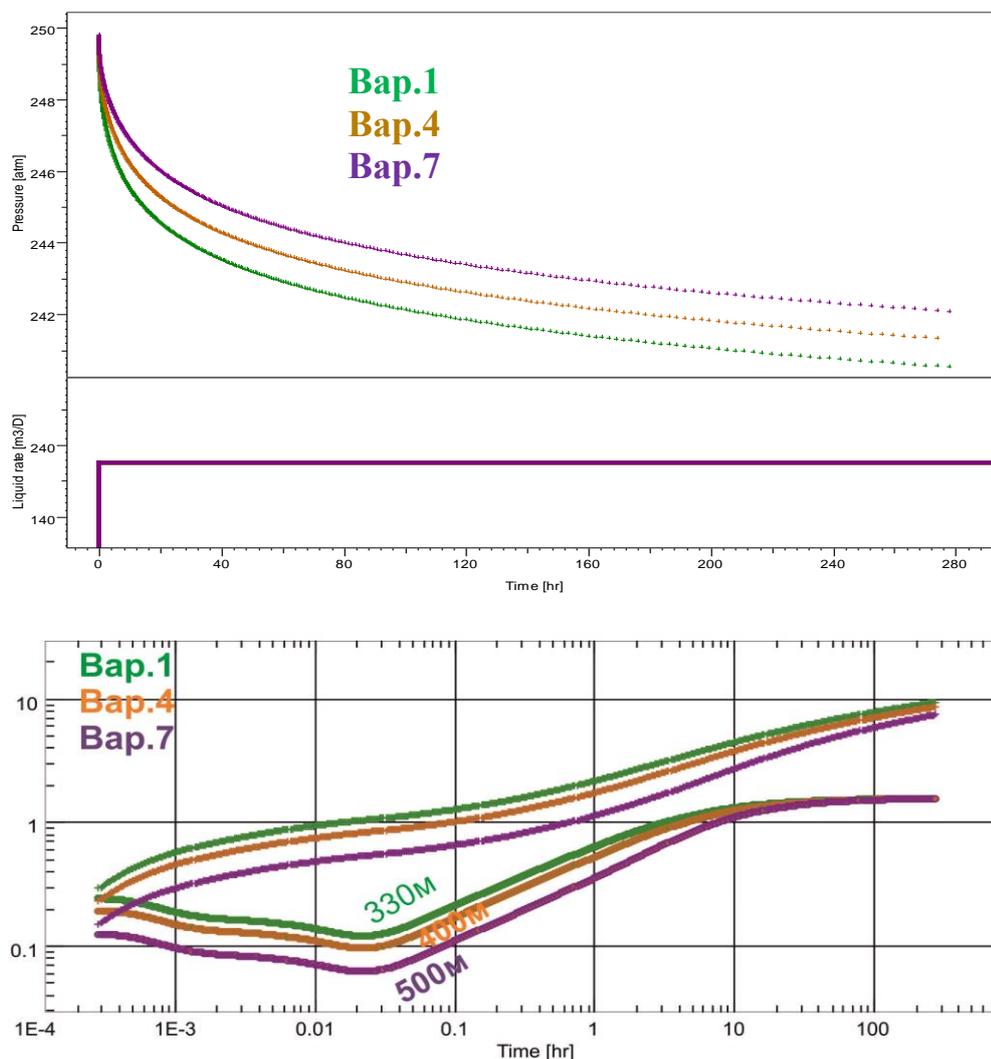


Рис.2.9 Давление в декартовых координатах (а) и приращение давление, производная давление в двойных логарифмических координатах (б).

Данная зависимость демонстрирует, что на эффективную длину горизонтального ствола, полученную по оценке ГДИС, зависит не только отношение минимального и максимального притока, но также с какой части горизонтального ствола происходит максимальный приток.

Аналитическое решение задачи показало, что при неравномерном профиле притока длина, полученная по результатам ГДИС, отличается от фактической длины горизонтального ствола. Были получены зависимости, по которым возможно предсказание отношения амплитуды максимального и минимального притока и их положение при известных значениях фактической длины горизонтального ствола скважины и оценки длина по ГДИС.

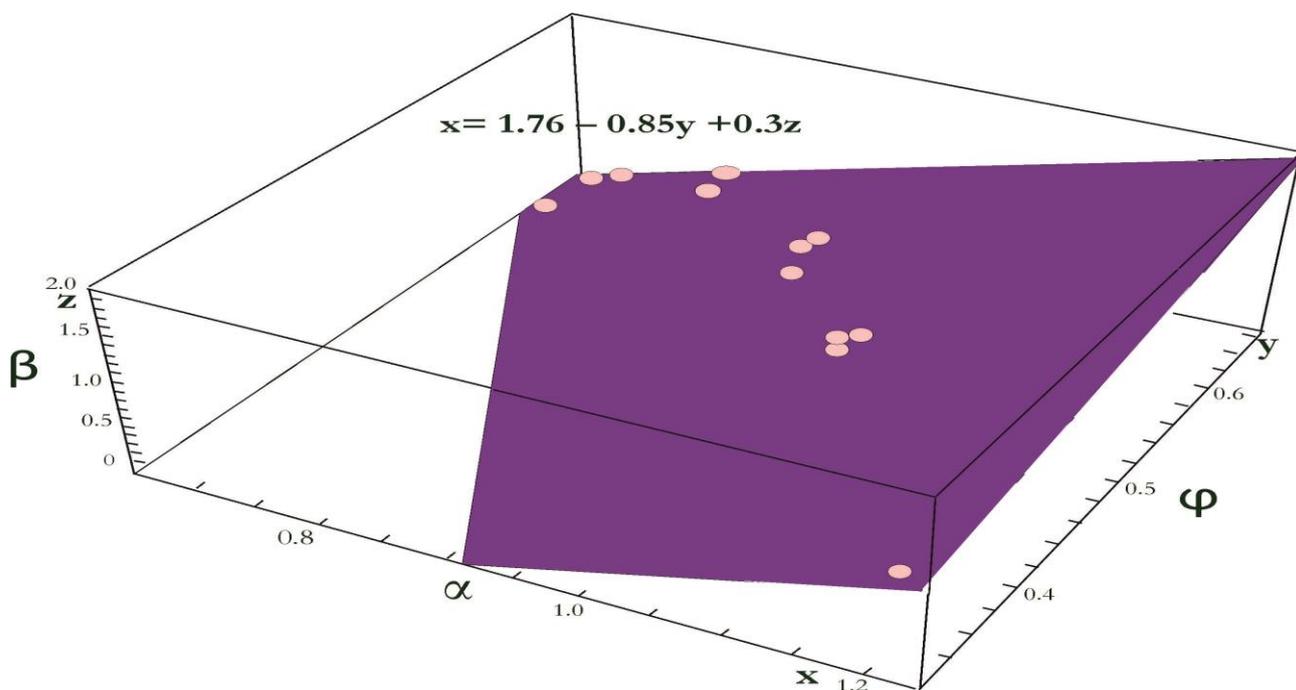


Рисунок 2.10 График зависимости от трех координат  $\alpha$ – отношение  $L_{\text{дис}}$  и  $L_{\text{факт}}$ ,  $\phi$  - отношение амплитуды при равномерном притоке и амплитуды максимального притока и  $\beta$  - доля смещение от центральной части горизонтального ствола.

Полученные зависимости отражают случаи без привязки к геологической модели и загрязнении призабойной зоны пласта: варианты, когда по неизвестным причинам (для реальных скважин возможны такие случаи) приток по горизонтальному стволу неравномерен и максимальный приток располагается в какой-то локальной зоне. Подобные зависимости помогут воссоздать неравномерный приток по горизонтальному стволу, без затрат на промыслово-геофизические исследования, которые в среднем обходятся около 4 -6 млн. рублей. Для этого необходимо проведение исследований по технологии ГДИС, которые по стоимости в разы меньше (говорим об исследованиях не требующие остановки скважины, т.е. потерю добычи).

Однако не будем забывать, что аналитическое решение задачи не позволяет в полной мере учитывать геологическое строение коллектора такие как: неоднородный пласт, непроницаемые перемычки и т.д. Дифференциальные уравнения в данном случае становятся нелинейными, и для такого рода задач подходит численный коммерческий симулятор tNavigator.

### ГЛАВА 3. ТРЕХМЕРНОЕ ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В НЕОДНОРОДНОМ КОЛЛЕКТОРЕ.

Аналитическое решение посредством моделирования точечных источников в полной мере не позволяет решить данную задачу, поскольку невозможно учитывать геологические особенности коллектора. Поэтому далее будет представлено трехмерное численное гидродинамическое моделирование горизонтальной скважины в неоднородном коллекторе.

#### 3.1. Постановка задачи. Основные уравнения и краевые условия.

Гидродинамическое моделирование основано на следующей системе уравнений [1]:

- Уравнение неразрывности (закон сохранения массы):

$$\frac{\partial(\Phi\rho)}{\partial t} + \operatorname{div}\rho\vec{v} = 0, \quad (3.1)$$

где  $\rho = \rho(x, y, z, t)$  – плотность жидкости,  $\vec{v} = \vec{v}(x, y, z, t)$  – вектор скорости жидкости в точке с координатами в момент времени  $t$ ,  $\Phi$  – пористость среды, в которой происходит течение флюида.

- Уравнение состояния сплошной среды (как пласта, так и флюидов):

$$P = P(T) \quad (3.2)$$

- Закон движения (закон Дарси):

$$\Delta P = -\frac{\mu}{k}\vec{u} + \rho g \nabla z + \nabla P_c, \quad (3.3)$$

где  $\Delta P$  – изменение давление в пласте,  $\mu$  – вязкость флюида,  $\mathbf{k}$  – тензор абсолютной проницаемости,  $g$  – ускорение свободного падения,  $z$  – вертикальная координата,  $P_c$  - капиллярное давление.

При решении многих практических задач предполагается, что направления главных осей тензора проницаемости совпадают с направлениями осей координат. В этом случае  $\mathbf{k}$  – диагональный тензор:

$$k = \begin{bmatrix} k_x & 0 & 0 \\ 0 & k_y & 0 \\ 0 & 0 & k_z \end{bmatrix}. \quad (3.4)$$

- Начальные и граничные условия (ниже представлены краевые условия конкретно для данной задачи):

$$\Delta p(r, t = 0) = 0 \quad (3.5)$$

$$\Delta p(r \rightarrow \text{inf}, t) = 0 \quad (3.6)$$

$$\left( r \frac{\partial \Delta p}{\partial r} \right)_{r=r_w} = - \frac{qB\mu}{2\pi kh} \quad (3.7)$$

Для того чтобы найти распределение давление в пласте необходимо закон движения (3.3) подставить в уравнение неразрывности (3.1). Полученное уравнение является нелинейным дифференциальным уравнением в частных производных, которое аналитическими методами решить невозможно, поэтому оно решается численно.

Для быстрого решения таких задач подходит численный коммерческий симулятор tNavigator [17]. Дифференциальное уравнение заменяется системой *конечно-разностных уравнений* алгебраическими уравнениями для определения приближенных значений искомых функций давления [5]. Процесс получения конечно-разностных уравнений, аппроксимирующих дифференциальное уравнение, называется *дискретизацией*.

Гидродинамическая модель скважины, представленная в tNavigator, объединяет аналитическое и численное решение задачи однофазной фильтрации для того, чтобы гарантировать, что давление в скважины вычисляется в точности с аналитическим выражением. Давление в стволе скважины в некоторой расчетной ячейке отличается от пластового давления в этой ячейке, вскрытой данной скважиной. Пусть  $r_0$  *эквивалентный радиус ячейки* или *радиус Писмана* [17] – радиус, при котором рассчитанное давление в ячейке равно давлению  $p_0$  на контуре питания моделируемой скважины:

$$P = p_0 + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \frac{r}{r_0} \right), \quad (3.8)$$

где  $r_w$  – радиус ствола сткважины.

Для стационарного течения несжимаемого флюида на равномерной квадратной сетке (рис.3.1) имеем:

$$Q = \sum_{j=1}^n q_n \quad (3.9)$$

где  $j=1,2,3,4$  индекс расчетных ячеек, окружающих ячейку с номером 0, и:

$$q_n = \sum_{j=1}^4 \frac{kA}{\mu} \frac{p_j - p_0}{a} \quad (3.10)$$

где  $a = \Delta x = \Delta y$  – размер ячейки,  $A$  – площадь поперечного сечения каждой ячейки.

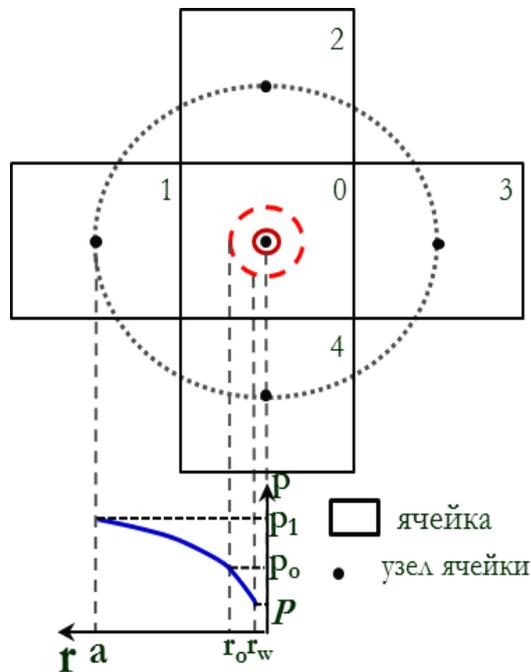


Рис.3.1 Радиальное течение вокруг скважины.

Подставим выражение (2.10) в (3.9):

$$\frac{kh}{\mu} (p_1 + p_2 + p_3 + p_4 - 4p_0) = Q \quad (3.11)$$

где нижний индекс (1 - 4) обозначает соседнюю расчетную ячейку.

Пусть флюид течет из соседней  $i$ -ой расчетной ячейки со скважиной (в 0-ую ячейку), тогда, используя уравнение (3.8), получим:

$$p_i = p_0 + \frac{Q\mu}{2\pi kh} \left( \ln \frac{r}{r_0} \right) \quad (3.12)$$

Где  $p_i$  – давление в расчетной ячейке в номером  $i$ , окружающей вскрытую скважинной ячейку с номером 0. Подставим выражение (3.10) в выражение (3.11), получим выражение для эквивалентного радиуса ячейки  $r_0$ :

$$\frac{r_0}{a} = \exp\left(-\frac{\pi}{2}\right) \approx 0,208 \quad (3.13)$$

В случае анизотропного пласта:

$$r_0 = 0,208 \frac{\left[ \left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{1/2} (\Delta x)^2 + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{1/2} (\Delta y)^2 \right]^{1/2}}{\left(\frac{k_y}{k_x}\right)^{1/4} + \left(\frac{k_x}{k_y}\right)^{1/4}} \quad (3.14)$$

Рассматривается горизонтальная скважина в пласте высотой 50м, шириной и длиной 19,2 км (19200X19200X50). При построении модели использовалась блочно-центрированная сетка, при которой моделируемая область разбивается на сеточные блоки, в общем случае неравномерно. Затем в центральных блоках помещаются узлы, а на границе области узлы отсутствуют. Узлы, находящиеся в смежных блоках могут иметь различные расстояние до общей грани [5].

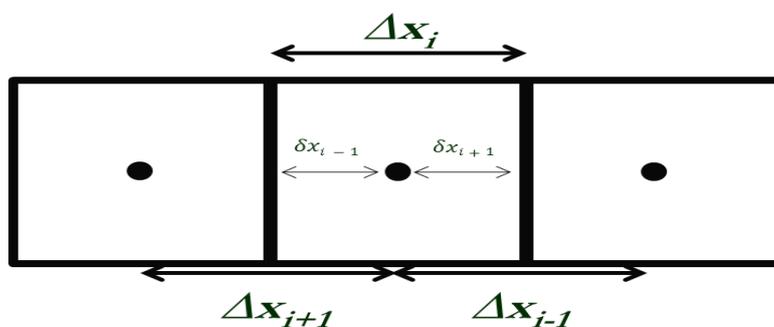


Рис.3.2 Блочно-центрированная тип сетки.

Вблизи скважин обычно изменение давлений больше, чем в удаленных от скважин частях. Чтобы правильно учесть эти изменения, в данной области следует использовать более мелкую расчетную сетку. Это можно осуществить, например, путем *локального измельчения сетки* - одна или несколько ячеек разбивается на более мелкие ячейки, не затрагивая при этом общую структуру модели. Для данной задачи были подобраны оптимальные размеры ячеек, кото-

рые минимизируют сеточные эффекты при расчетах. Конечная сетка в двумерном виде представлена на рис. 3.3. Геометрия задачи в трехмерном виде представлена на рисунке 3.4.

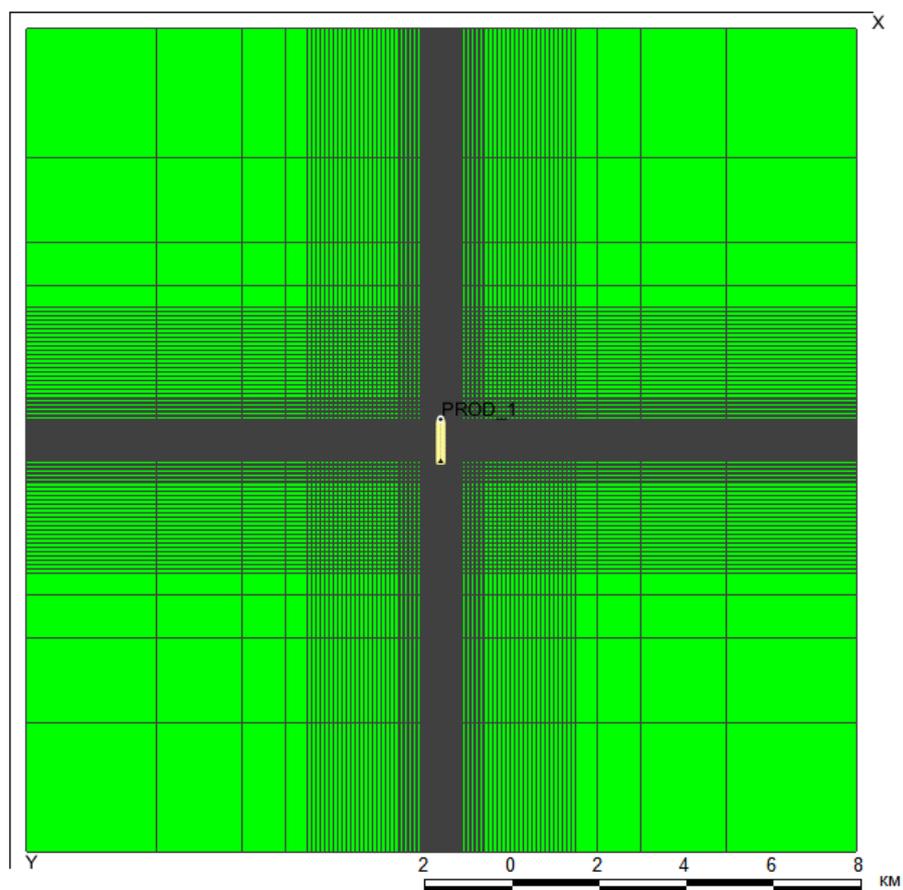


Рис. 3.3. Конечная сетка для трехмерного моделирования горизонтальной скважины в двумерном виде.

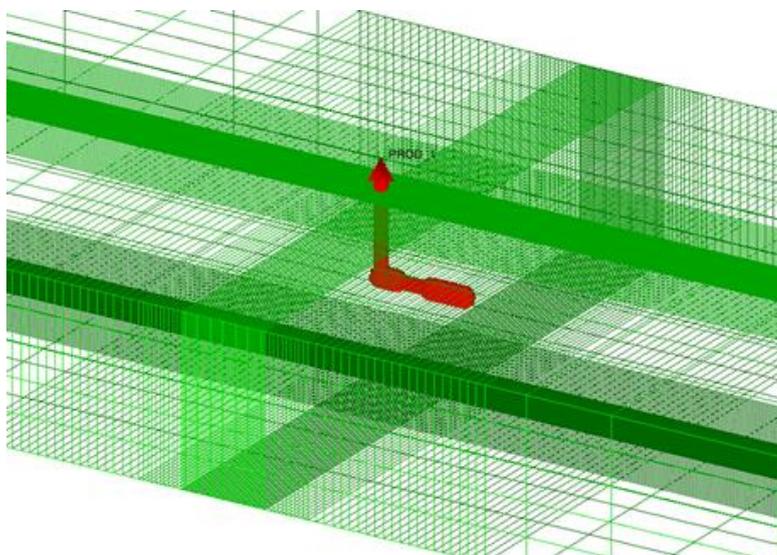


Рисунок 3.4. геометрия задачи в трёхмерном виде.

### 3.2. Входные параметры и настройка модели

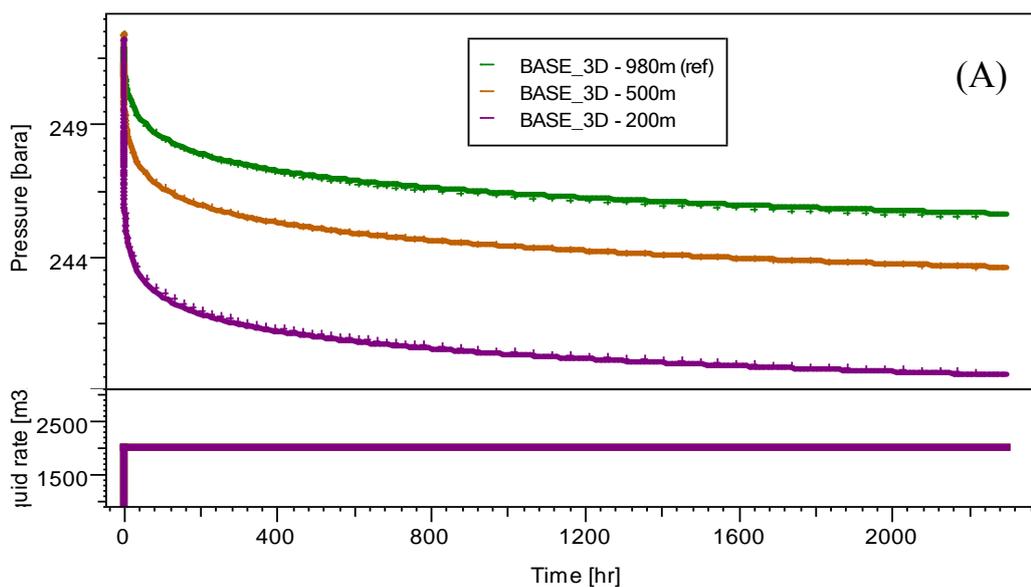
Исходные данные для трехмерного численного моделирования представлены в таблице 3.1.

Таблица 3.1

Исходные данные для численного моделирования

Параметр	Значение
Высота продуктивного пласта, м	50
Проницаемость, мД	200
Анизотропия, д.е.	0.5
Длина горизонтального ствола	980
Вязкость, сПз	0.5
Сжимаемость (общая), атм <sup>-1</sup>	9.11925E-5
Объемный коэффициент	1.01
Пористость, д.е.	0.2
Дебит, м <sup>3</sup> /сут	2000

Численная модель была настроена таким образом, чтобы достоверно описывать режимы течения, характерные для горизонтальной скважины и также (по аналогии с аналитическим решением) достоверно проводить интерпретацию. На рис.3.5 представлены результаты моделирования горизонтальной скважины при различной задаваемой длине горизонтальной скважины.



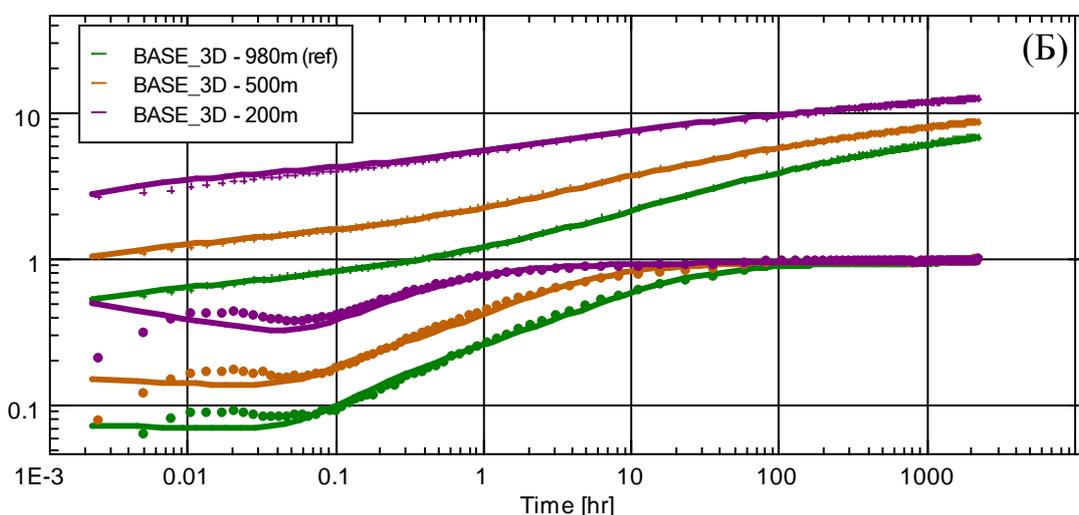


Рис.3.5. Обзорные (А) и диагностические графики (Б), полученные посредством численного моделирования (фиолетовая – L=200м, коричневая – L=500м, зеленая - L=980м).

Результаты интерпретации в ПО Сапфир получил хорошую сходимость представлены на рис.3.6. Небольшие погрешности при интерпретации связанные с сеточными эффектами и составляют менее 1%.

Name	Value	Unit
<b>Main Model Parameters</b>		
TMatch	4460	[hr]-1
PMatch	0.53	[bara]-1
C	0.1	m3/MPa
Total Skin	-7.49	--
k.h, total	10000	md.m
k, average	200	md
Pi	252.4	bara
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.1	m3/MPa
Skin	0	--
Geometrical Skin	-7.49	--
Anisotropy Skin	-0.0149	--
well length	978	m
Zw	25	m

Name	Value	Unit
<b>Main Model Parameters</b>		
TMatch	4510	[hr]-1
PMatch	0.519	[bara]-1
C	0.0969	m3/MPa
Total Skin	-6.51	--
k.h, total	9790	md.m
k, average	196	md
Pi	252.36	bara
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.0969	m3/MPa
Skin	0	--
Geometrical Skin	-6.51	--
Anisotropy Skin	-0.0149	--
well length	498.599	m
Zw	25	m
<b>Reservoir &amp; Boundary parameters</b>		

<b>Main Model Parameters</b>		
TMatch	4460	[hr]-1
PMatch	0.53	[bara]-1
C	0.1	m3/MPa
Total Skin	-4.49	--
k.h, total	10000	md.m
k, average	200	md
Pi	252.2	bara
<b>Model Parameters</b>		
Well & Wellbore parameters (Tested well)		
C	0.1	m3/MPa
Skin	0	--
Geometrical Skin	-4.49	--
Anisotropy Skin	-0.0149	--
well length	190	m
Zw	25	m

Рис.3.6 Результаты интерпретации, проведенные в ПО Saphir.

Поскольку при интерпретации ГДИС горизонтальных скважин модель предполагает, что горизонтальный ствол строго горизонтален был проведен расчет при наклонной проводки горизонтального ствола (рис.3.7.).

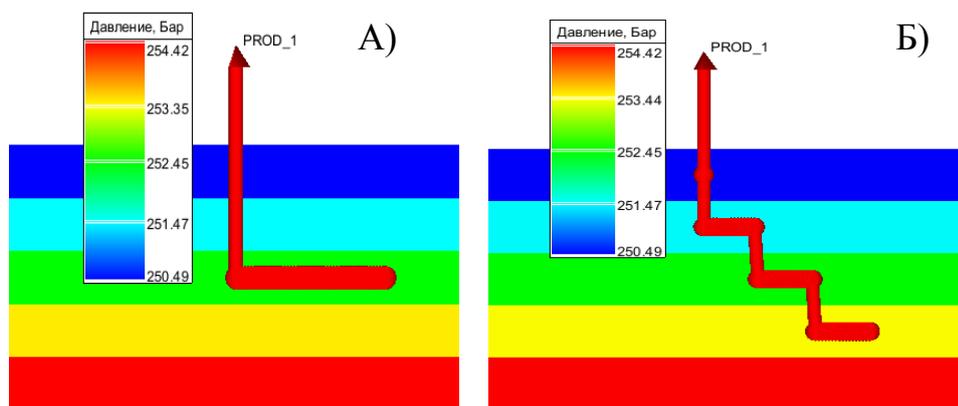


Рисунок 3.7 Двумерное представление горизонтального ствола для 3D моделирования с различной проводкой по пласту. А) строго горизонтальная скважина Б) наклонно-направленная скважина с большим углом

Полученные результаты показали, что положение ствола скважины практически не влияет на поведение производной давление, а также на эффективную длину, получаемой по ГДИС. На рис. 3.8 продемонстрировано сравнение Лог-Лог графиков при базовой модели (строго горизонтальная скважина) и при моделировании наклонно-направленной скважины под большим углом.

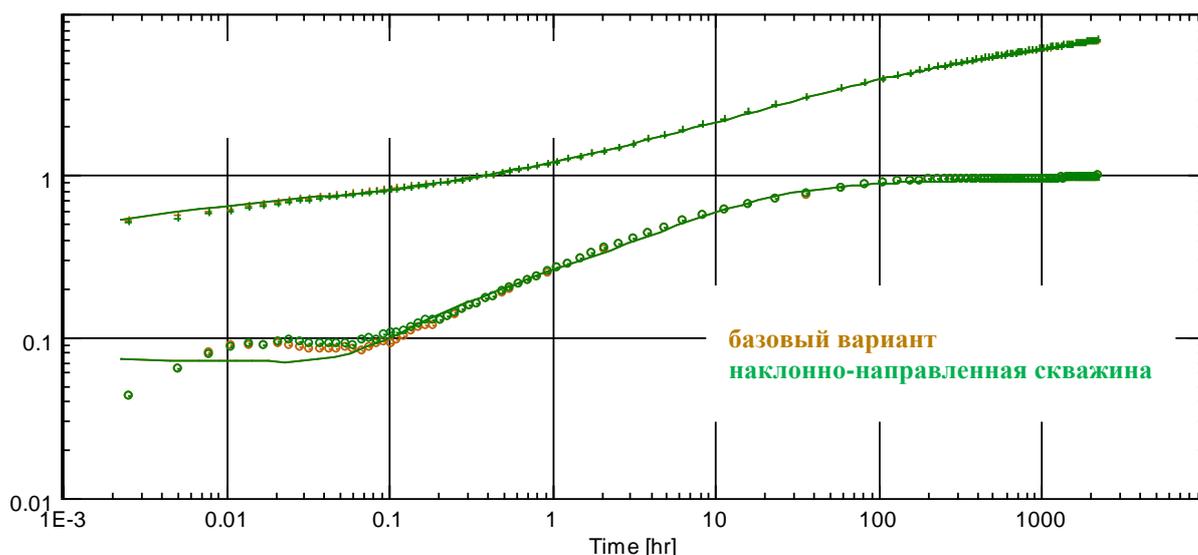


Рис.3.8 Сравнение Log-Log графиков исследований ГДИ для наклонной геометрии ствола и горизонтальной (коричневая – базовый вариант, зеленная – наклонно-направленная скважина под большим углом).

Такое положение ствола наиболее достоверно описывает реальную картину проводки горизонтальной скважины, т.к. пробурить горизонтальную скважину строго горизонтально невозможно. Также, для моделирования гори-

горизонтальной скважины в неоднородном коллекторе такое представление позволяет наиболее удобно задавать разные свойства пропластков.

### 3.3. Моделирование горизонтальной скважины в неоднородном коллекторе

В численной модели пласт представлен двумя горизонтальными слоями, вскрытыми скважиной длиной 980 м. Слои не разобщены, а представляют единый объект с коэффициентом анизотропии 0.5. Геометрия задачи в двумерном представлении показана на рис.3.9. Моделирование показало, что наличие неоднородности значительно влияет на оценку длины горизонтального ствола, и как правило приводит к сокращению работающей длины ГС. В случае, когда весь ствол работает, контраст проницаемости в 5-10 раз приводит к сокращению оцениваемой по ГДИС длины ГС на 15-30%. При этом определяемая по ГДИС проводимость пласта равна суммарной проводимости для слоев:  $kh_{\Sigma} = \sum k_i h_i$  (аналог многопластовой скважины).

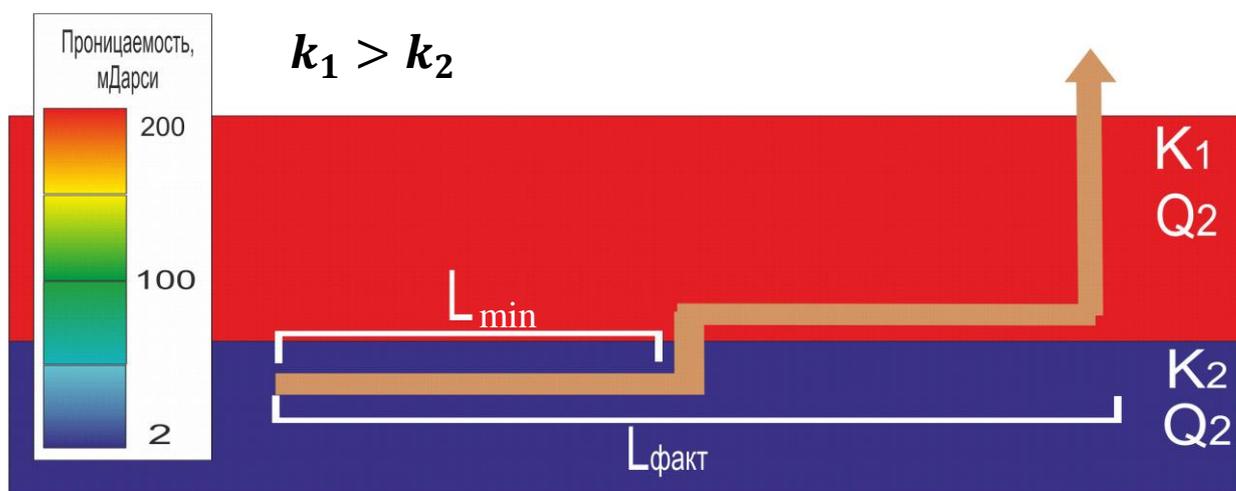


Рис.3.9 Схематичное представление трехмерного моделирования горизонтальной скважины ( $k_1$  – проницаемость первого пропластка,  $k_2$  – проницаемость второго пропластка).

Иллюстрацией данных выводов является рис.3.10 и таблица 3.2, где представлены результаты моделирования для двухслойной среды. Расчеты выполнены для двух случаев: при длине ствола в «плохом» коллекторе соответственно 1/3 и 2/3 от общей длины (соответственно 327 и 654м). Для каждого случая задавался контраст проницаемости в 10 и 100 раз.

Результаты оценки гидродинамических параметров при вскрытии ГС  
неоднородной двуслойной среды

	Отношение проницаемостей слоев $k_1/k_2$		
	1	10	100
Коллектор с высокой проницаемостью вскрыт 1/3 длины горизонтального ствола			
Длина ГС	980	810 (-170м, $\gamma=0.52$ )	735 (-245м, $\gamma=0.75$ )
Проницаемость	200	128	121
Коллектор с высокой проницаемостью вскрыт 2/3 длины горизонтального ствола			
Длина ГС	980	665(-315м, $\gamma=0.48$ )	465(-515м, $\gamma=0.79$ )
Проницаемость	200	92	81

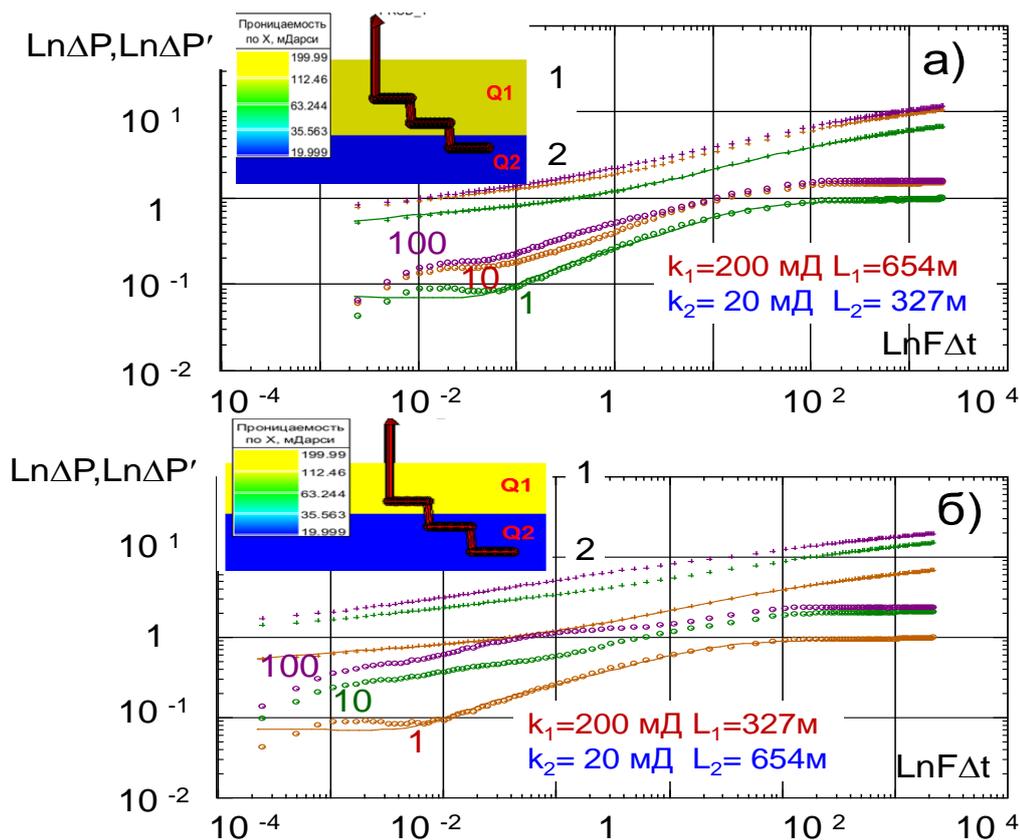


Рисунок 3.10 Сравнение Log-Log графиков исследований ГДИ для случая однородного и неоднородного коллектора: а) по коллектору высокой проницаемости «1» проходит 1/3 горизонтального ствола, б) 2/3 горизонтального ствола. Шифр кривых – отношение проницаемостей  $k_1/k_2$ .

Обращает на себя внимание существенное влияние неоднородности пласта на поведение логарифмической производной во всем интервале измерений. Видно, также, что изменение длины участка ГС, проходящего по низко проницаемому слою, сказывается не так сильно, как контраст проницаемостей.

На основе большого числа реализаций секторных моделей, в которых варьировались проницаемости, их отношения, а также соотношения длин горизонтального участка, проходящего в низкопроницаемой зоне, была получена следующая зависимость (рис.3.11). Данная зависимость связывает величину отношения «невидимой» по ГДИС части горизонтального ствола  $L_{inv} = L_{факт} - L_{гдис}$  к длине, проходящей по коллектору низкой проницаемости:  $\gamma = (L_{inv})/L_{min}$  с отношением проницаемостей участков ( $\alpha = k_1/k_2$ ).

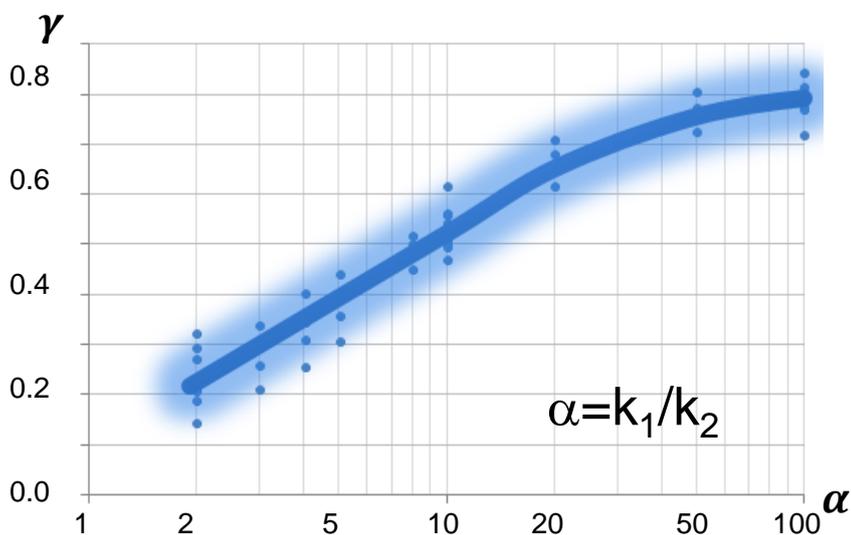


Рис.3.11. Зависимость коэффициента  $\gamma$  от соотношения проницаемостей слоев неоднородного коллектора

На основе данной зависимости был составлен алгоритм для количественной оценки ФЕС в случае проводки горизонтального ствола по неоднородному двуслойному коллектору. Алгоритм выглядит следующим образом:

Шаг 1. Интерпретация ГДИС по стандартной аналитической модели горизонтального ствола с определением длины ГС ( $L_{гдис}$ ) и проводимости пласта ( $kh_{\Sigma}$ ).

Шаг 2. Определение длины ствола  $L_{факт}$  по результатам бурения (в рамках рассматриваемого алгоритма мы должны предполагать, что весь ствол работает

и неоднородность притока связана исключительно с профилем проницаемости по стволу).

Шаг 3. Оценка по результатам ГИС и геологической модели величины  $L_{min}$ , расчет коэффициента  $\gamma$ , нахождение по зависимости (рис. 3.11) коэффициента  $\alpha = k_1/k_2$

Шаг 4. Вычисление коэффициентов проницаемостей для каждого из пропластков ( $k_1$  и  $k_2$ ) на основе известных по геологической модели толщин слоев высокой  $h_1$  и низкой  $h_2$  проницаемости:

$$k_2 = \frac{kh_{\Sigma}}{\alpha h_1 + h_2} \quad (3.15)$$

$$k_1 = \alpha k_2 \quad (3.16)$$

Рассмотрим пример реализации данного алгоритма в скважине \*\*1, материалы по которой представлены на рис. 3.12, а результаты интерпретации ГДИС в таблице 3.3.

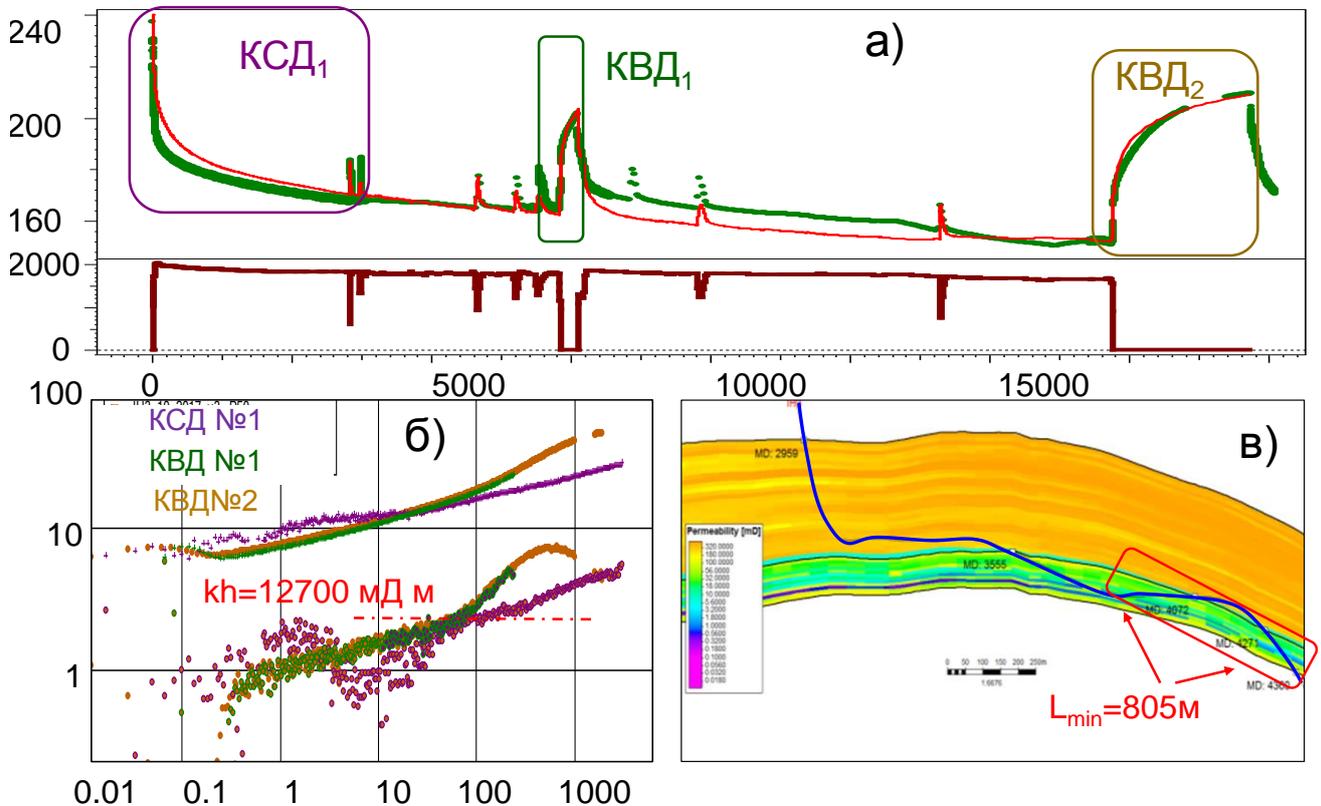


Рис. 3.12 а) обзорный график исследования скважины \*\*1; б) диагностический график для циклов КСД<sub>1</sub>, КВД<sub>1</sub>, КВД<sub>2</sub> в) траектория скважины \*\*1.

Результаты интерпретации скважины \*\*1

Параметры	Значения
Толщина первого пропластка, м	35
Толщина второго пропласта,	15
Проводимость, (мД*м)	12700
Проницаемость, (мД)	281
Анизотропия (Kz/Kr)	0.5
Длина горизонтального ствола скважины по ГДИС, (м)	600
Фактическая пробуренная длина горизонтального участка, м	1220

По результатам интерпретации отмечается, что длина ГС по ГДИС отличается от фактической пробуренной. Согласно геологической модели часть горизонтального ствола проходит по низкопроницаемому коллектору, что может оказывать влияние на длину, оцениваемую по ГДИС (рисунок 3.12в).

На основе результатов ГДИС и априорной геологической информации имеем  $L_{inv} = L_{факт} - L_{гдис} = 1220 - 600 = 620 м$ ;  $\gamma = L_{inv} / L_{min} = 620 / 805 = 0.77$ .

Далее воспользуемся зависимостью (рис.3.11)

$$k_2 = \frac{KH_{сум}}{\alpha H_1 + H_2} = \frac{12700}{70 * 35 + 10} = 5.2 мД \quad (3.17)$$

на основе зависимости (рис.3.11) определяем  $\alpha = 70$  и находим  $k_1 = \alpha \cdot k_2 = 70 * 5.2 = 364 мД$ .

Данный алгоритм иллюстрирует факт, что, если определенная по ГДИС работающая длина горизонтального ствола существенно меньше фактической, это не всегда может означать, что остальная часть ГС не работает. Также вероятна ситуация, что часть ствола проходит по слою аномально низкой проницаемости.

## ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе было выполнено моделирование горизонтальной скважины при неравномерном профиле притока по горизонтальному стволу с помощью метода точечных источников и в численном коммерческом симуляторе tNavigator. Метод точечных источников был реализован с помощью языка программирования Python.

Аналитическое и численное решение задачи показало, что при неравномерном профиле притока по горизонтальному стволу, определяемая по интерпретации ГДИС эффективная длина практически во всех случаях отличается от фактической. На данном этапе исследования не существует единой зависимости  $L_{\text{гдис}}$  и  $L_{\text{факт}}$ , которая объединяло в себя все случаи неравномерного профиля притока и особенности геологического строения пласта. Однако для ряда частных случаев было выявлено несколько зависимостей (как аналитически, так и численно).

Для частного случая, при котором центральная часть горизонтального ствола оказывает наибольший приток, была выявлена зависимость отношения длины горизонтальной ствола, полученной по результатам ГДИС, к фактической длине от отношения амплитуды максимального и минимального профиля притока. По данной зависимости возможно предсказание профиля притока при известных параметрах (результаты интерпретации ГДИС, результаты бурения и ГИС). Данная зависимость в будущем будет опробована на реальных скважинах и при положительном результате планируется применение при интерпретации ГДИС. Также, моделирование методом точечных источников показало, что эффективная длина, определяемая по ГДИС, зависит не только от амплитуды максимального притока, но также и от его положения относительно центра горизонтального ствола.

Зависимость, полученная с помощью численного решения, для случая неоднородного коллектора с двумя разными проницаемостями по вертикали позволяет проводить количественную оценку ФЕС каждого пропластка. На основе данной зависимости был составлен алгоритм, который при опробовании на ре-

альной скважине получил хорошие результаты. Возможно, данный алгоритм будет применяться в компании ООО «Газпромнефть НТЦ» при интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

Поскольку в ходе работы были полученные зависимости только для частных случаев, планируется продолжить исследование в данном направлении. Создание программы, которая при известных входных параметрах (дебит скважины, забойное давление, PVT-свойства, геологическое строение коллектора и т.д.) позволит определить профиль притока для горизонтальной скважины с целью использования этих данных для адаптации гидродинамической модели – такие дальнейшие планы развития данного исследования.

## СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Бахтий Н.С., Абдуллина М.В. Гидродинамическое моделирование с использованием программного обеспечения «Техсхема», учебное пособие, Тюменское отделение «Сургут НИПИ нефть», 2016.
2. Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Колесникова А.А, Мельников С.И., Буянов А.В. Мусалеев Х.З, Шорохов А.Н. Новые возможности промыслово-геофизических и гидродинамических исследований в добывающих горизонтальных скважинах при неравномерных профилях притока и приемистости, - SPE-187752-RU, 2017.
3. Ипатов А.И., Немирович Г.М., Николаев М.Н., Шигапов И.Н., Асланян А.М., Асланян И.Ю., Петрова И.А. Количественная оценка притоков мультифазной жидкости в горизонтальных скважинах на основе данных высокочувствительной спектральной шумометрии и температурного моделирования, SPE-181984-RU, 2016.
4. Кременецкий М.И., Ипатов А.И., Гуляев Д.Н. Информационное обеспечение и технологии гидродинамического моделирования нефтяных и газовых залежей, - Москва-Ижевск: Ижевский институт компьютерных исследований, 2012. – стр.896
5. Куштанова Г.Г., Овчинников М.Н. Математическое моделирование геофизических процессов, учебно-методическое пособие, Казань – 2016.
6. Малания Г., Бутула К. К., Бурдин К., Хазиев М., Кузьмин С., Каешков И, Кременецкий М., Успешный опыт проведения работ по определению профиля приемистости скважин, законченных многостадийным ГРП с использованием распределенной термометрии (DTS) на ГНКТ, SPE-182086-RU, 2016.
7. Bourdet D. Handbook of Petroleum Exploration and Production:WELL TEST ANALYSIS THE USE OF ADVANCED INTERPRETATION MODELS, - Paris, 2002.
8. Fanchi, J.R.: Principles of Applied Reservoir Simulation, 3 rd Edition, Boston:Elsevier, 2006.

9. Goode P.A., Thambynayagam R.K.M. Pressure Drawdown and Buildup Analysis of Horizontal Wells in Anisotropic Media, SPE-14250, 1987.
10. Goode P.A, Wilkinson D.J. Inflow Performance of Partially Open Horizontal Wells, SPE – 19341, 1994.
11. Kamal M.M, Buhidma I.M., Smith S.A., Jones W.R., Pressure-Transient Analysis for a Well With Multiple Horizontal Sections, SPE-26444, 1993.
12. Larry W. Lake, Jonh R. Franchi Petroleum Engineering Handbook: General Engineering, 2010, p.864.
13. Muratbek Aibazarov, Ainagul Khassanova, Peter Hutson, Cesare Dattaro, Tamer Saada, and Alberto Brancolini, Sergey Matveev The Application of Multi-Sensor Production Logging and Spectral Noise Logging Tools in Optimising Water Shut-off in a Carbonate Environment, SPE-182587-MS,2016.
14. Nisle G. The Effect of Partical Penetration on Pressure Build-Up in Oil Wells, 1958
15. Oliver Houze, Didier Viturat, Ole S.Fjaere, et al. Dynamic Data Analysis, -France: kappa publication, 2015. – p.558.
16. Rbeawi S Al, Tiab D. Transient Pressure Analysis of a Horizontal Well With Multiple Inclined Hydraulic Fractures Using Type-Curve Matching.
17. RFDynamics, Программа для моделирования процессов разработки нефтяных месторождений tnavigator (версия 4.2). Техническое руководство – Москва, 2016, 2124с.
18. Simonov M. V., Akhmetov A. V., Roshchektaev A. P., Semi-Analytical Model of Transient Fluid Flow to Multilateral Well SPE -189012-MS, 2017
19. Turhan Yudziz, Erdol Ozkan Transient Pressure Test Behavior of Selectively Completed Horizontal Wells, SPE-28388, 1994.
20. Youwei He, Shiqing Cheng, Jiazheng Qin, Yang Wang, Naichao Feng, Limin Hu, Yao Huang, Ran Fang, Haiyang Yu A Semianalitical Approach to Estimate the Locations of Malfunctioning Horizontal Wellbore Through Bottom-Hole Pressure and its Application Hudson Oilfield, SPE- 1837960MS, 2017.