

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РОССИИ
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Тюменский государственный нефтегазовый университет»
(ТюмГНГУ)

На правах рукописи

КОЛЕВ ЖЕКО МИТКОВ

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ РАСЧЕТА
ПРОДУКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ

Специальность 25.00.17 — Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых
месторождений

Диссертация на соискание учёной степени
кандидата технических наук

Научный руководитель -
доктор технических наук
Сохошко С. К.

Тюмень
2015

СОДЕРЖАНИЕ

1 АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ О ПРИТОКЕ К НЕФТЯНЫМ СКВАЖИНАМ	10
1.1 Обзор существующих подходов к оценке продуктивности вертикальных нефтяных скважин.....	10
1.2 Сравнительный анализ формул для вычисления коэффициентов гидродинамического несовершенства вертикальных скважин.....	20
1.3 Учет гидродинамического несовершенства, вызванного перфорацией, в вертикальной скважине	23
1.4 Исследование фильтрационных сопротивлений при притоке газа к вертикальной скважине	26
1.5 Обзор методов прогнозирования продуктивности пологих и горизонтальных нефтяных скважин.....	32
1.6 Обзор работ в области исследования профиля притока к горизонтальным, пологим и стволам сложной траектории	37
2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К СТОЛУ ПЕРФОРИРОВАННОЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ.....	41
2.1 Численно-аналитическая модель притока к стволу нефтяной скважины на стационарном режиме.....	41
2.2 Метод поинтервального разбиения профиля	53
2.3 Ствол скважины пересекает несколько пластов.....	56
2.4 Оценка качества модели	58
2.5 Моделирование работы пологих и горизонтальных скважин.....	66
3 МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ СЛОЖНОЙ ТРАЕКТОРИИ И СКВАЖИН, ПРОХОДЯЩИХ ЧЕРЕЗ РАЗНОПРОНИЦАЕМЫЕ ПРОПЛАСТКИ.....	74
3.1 Моделирование работы скважины сложной траектории.....	74
3.2 Моделирование работы скважины, вскрывающей разнопроницаемые объекты.....	76
3.3 Приток к скважине сложного профиля, вскрывающей разнопроницаемые пропластки	79
3.4 Работа скважины сложного профиля в условиях осаждения мехпримесей	82

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К ОТКРЫТОМУ СТОЛУ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ И МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЕ	85
4.1 Математическая модель притока к открытому стволу горизонтальной нефтяной скважины	85
4.2 Численное моделирование притока к открытому горизонтальному стволу нефтяной скважины	88
4.3 Профиль притока к нефтяной скважине с протяженным синусоидальным окончанием.....	92
4.4 Многозабойная нефтяная скважина, вскрывающая разнопроницаемые пласты	98
4.5 Моделирование работы многоствольной скважины с радиально забуренными горизонтальными боковыми стволами	99
4.6 Оценка влияния интерференции нескольких стволов, забуренных с одного уровня на продуктивность многозабойной скважины	106
4.7 Моделирование работы скважины с радиально забуренными горизонтальными стволами на разных уровнях.....	109
4.8 Исследование продуктивности многозабойной скважины с открытым забоем	112
4.9 Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев.....	115
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ.....	119
ПРИЛОЖЕНИЕ 1	129
ПРИЛОЖЕНИЕ 2	130
ПРИЛОЖЕНИЕ 3	135
ПРИЛОЖЕНИЕ 4	138

Актуальность работы

На основе исследований, выполненных в период разведки залежей углеводородного сырья, на различных стадиях разработки месторождений нефти и газа, производится определение величины потенциального и максимально допустимого дебита добывающих скважин. Это необходимо для рационального расхода пластовой энергии и наиболее полного извлечения запасов. На основе аналитических расчетов, численного или геолого-гидродинамического моделирования принимаются решения о размещении по площади и разрезу залежи стволов, с целью рациональной выработки запасов.

Известны аналитические решения для оценки продуктивности добывающих вертикальных, горизонтальных и наклонно-направленных скважин, которые широко применяются при проектировании разработки месторождений. Однако, необходимость применения в настоящее время скважин с протяженным горизонтальным окончанием для вскрытия разнопроницаемых пропластков в слоистых пластах стволами с обусловленной требованиями эксплуатации волнообразной траекторией по пласту, требует новых решений, позволяющих корректно определять их продуктивность.

Разработка месторождений многоствольными и многозабойными горизонтальными скважинами является перспективным направлением в развитии нефтяной и газовой промышленности. Эффективность эксплуатации таких скважин напрямую зависит не только от геологических условий, но и особенностей конструкции забоев, определяемых типом заканчивания, в частности, конфигурации фильтров-хвостовиков, или характеристик перфорации при цементируемом типе заканчивания. Таким образом, на этапе проектирования разработки месторождения и проектирования строительства скважины встает проблема определения параметров работы многозабойной горизонтальной скважины для определенных геологических условий с учетом особенностей конструкции забоев.

При этом необходимо учитывать не только свойства флюида и фильтрационно-емкостные свойства пласта, а также интерференцию стволов

между собой и гидравлические процессы, которые возникают при слиянии потоков в эксплуатационной колонне, из перфорационных каналов и боковых стволов, влияющие на общую продуктивность скважины.

Поэтому, разработка решений, корректно описывающих работу скважин сложного профиля и архитектуры, является актуальной задачей.

Степень разработанности темы

Исследованию производительности пластов и продуктивности нефтяных скважин посвящены множество трудов отечественных и зарубежных ученых. Вопросами притока жидкости к вертикальным скважинам занимались М. Маскет, И. А. Чарный, Г. Б. Пирвердян, А. М. Пыхачев, В. И. Щуров, Ю. И. Стклянин, А. П. Телков, С. И. Грачев, М. Н. Велиев, Р. Я. Кучумов. Аналитические решения для оценки продуктивности горизонтальных нефтяных скважин получены Ю. П. Борисов, S. D. Joshi, F. M. Giger, G. I. Renard, J. M. Dupuy, M. J. Economaides. Решения, описывающие приток к многозабойным скважинам получены Ю. П. Борисовым, В. А. Иктисановым. Численно-аналитическими решениями для оценки продуктивности вдоль пологого и горизонтального стволов скважин занимались K. Aziz, L. B. Ouyang, R. Kamkom, V. R. Penmatcha, О. П. Торопчин, С. К. Сохошко, С.И. Грачев, Ф. Н. Доманюк, М. А. Фатхлисламов, А. В. Стрекалов.

Цель работы

Повышение эффективности эксплуатации скважин сложного профиля и архитектуры путем создания и исследования численно-аналитических моделей определения их продуктивности, с учетом гидравлических процессов, происходящих в стволах.

Основные задачи исследования

Поставленная цель достигнута путем решения следующих задач:

1. Анализ существующих решений для стационарного притока к нефтяной скважине.
2. Разработка, программная реализация и оценка качества численно-аналитической модели притока к перфорированной скважине сложной

траектории, с учетом гидравлических потерь в стволе.

3. Разработка, программная реализация и оценка качества численно-аналитической модели притока к скважине сложной траектории с открытой конструкцией забоя.

4. Разработка численно-аналитической модели притока к скважине сложной архитектуры.

5. Практическая апробация разработанных моделей нефтяных скважин сложной траектории по пласту и архитектуры в ООО «Тюменский нефтяной научный центр» при составлении проектно-технической документации на разработку месторождений Оренбургской области.

Объект и предмет исследования

Объектом исследования является однородно-анизотропный нефтяной пласт, а предметом – дренирующая нефтяной пласт скважина сложного профиля или архитектуры, работающая на стационарном режиме.

Научная новизна выполненной работы

1. Выведена система уравнений, описывающая приток к перфорированной нефтяной скважине со сложной траекторией ствола по продуктивному пласту с учетом развивающегося потока в стволе.

2. Получено и исследовано решение задачи притока к стволу нефтяной скважины сложного профиля в слоистом пласте, в том числе с открытым стволом.

3. Разработана методика расчета профиля притока к стволам нефтяной скважины сложной архитектуры с учетом конструкции забоя.

Теоретическая значимость работы

Диссертация представляет собой обобщенное изложение научных и практических результатов теоретического и прикладного исследования по проблеме моделирования притока к нефтяным скважинам со сложной конструкцией забоя. Представленные научные публикации позволяют применять предложенные в диссертации модели и алгоритмы для прогнозирования

продуктивности нефтяных скважин со сложной конструкцией забоя при составлении проектно-технической документации на разработку месторождений.

Практическая значимость работы

1. Результаты диссертационной работы использовались при составлении проектно-технической документации на разработку месторождений Оренбургской области.

2. Разработанные алгоритмы и программное обеспечение внедрено в корпоративную сеть ООО «Тюменский нефтяной научный центр».

3. Программный продукт «InflowProfileModelling», разработанный по результатам диссертационного исследования, используется на экспериментальном заводе буровой техники Тюменского государственного нефтегазового университета в пакете прикладных программ информационного сопровождения.

Методология и методы исследования

Исследования проведены с применением методов классической подземной гидродинамики, математического моделирования, вычислительной математики и объектно-ориентированного программирования.

Положения, выносимые на защиту

1. Математическая модель установившегося притока к перфорированной нефтяной скважине сложной траектории с учетом гидравлики в стволе.

2. Математическая модель установившегося притока к открытому горизонтальному стволу.

3. Математическая модель притока к стволам скважины сложной архитектуры, работающей на стационарном режиме.

Соответствие диссертации паспорту научной специальности

Диссертационная работа автора является теоретико-прикладным исследованием притока нефти к скважинам различной траектории по пласту и

скважинам со сложной конструкцией забоя.

Указанная область исследования соответствует паспорту специальности 25.00.17 — «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений» в части п.1 — «Промыслово-геологическое (горно-геологическое) строение залежей и месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа, пластовых резервуаров и свойства насыщающих их флюидов с целью разработки научных основ геолого-информационного обеспечения ввода в промышленную эксплуатацию месторождений углеводородов и подземных хранилищ газа», п. 5 — «Научные основы компьютерных технологий проектирования, исследования, эксплуатации, контроля и управления природно-техногенными системами, формируемыми для извлечения углеводородов из недр или их хранения в недрах с целью эффективного использования методов и средств информационных технологий, включая имитационное моделирование геологических объектов, систем выработки запасов углеводородов и геолого-технологических процессов».

Степень достоверности научных положений, выводов и рекомендаций

Сформулированные в диссертационной работе основные выводы обоснованы комплексным анализом теоретических и экспериментальных исследований по данной проблеме. Достоверность результатов подтверждается большим объемом исследований по оценке качества предлагаемых моделей работы скважин. Проведены сравнения с известными аналитическими решениями, описывающими установившийся приток нефти к вертикальным и горизонтальным скважинам. Построены зависимости сравнения результатов полученных с помощью предлагаемых алгоритмов и известными формулами Дюпюи, Джоши, Борисова в широком диапазоне изменяемых параметров. Приведенные в работе зависимости показывают, что отклонение от известных решений не превышает 1 %.

Апробация результатов работы

Основные положения диссертационной работы докладывались на международных, межрегиональных и региональных научно-практических и научно-технических конференциях:

1. Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России материалы IX Всероссийская научно-практическая конференция (Москва, 2012 г.).
2. XIII международная научно-практическая конференция INTECH-ENERGY «Новые процессы, технологии и материалы в нефтяной отрасли XXI века» (Москва, 2013).
3. Международная научно-техническая конференция «Нефть и газ западной Сибири», посвященная 50-летию Тюменского индустриального института (Тюмень, 2013).
4. Научно-практическая конференция студентов, аспирантов, молодых учёных и специалистов «Энергосбережение и инновационные технологии в топливно-энергетическом комплексе», посвященная 50-летию создания Тюменского индустриального института (Тюмень, 2013).
5. X Международная научно-практическая конференция студентов, аспирантов и молодых ученых «Новые технологии — нефтегазовому региону» (г. Тюмень, 2014).
6. XV Всероссийская конференция молодых ученых по математическому моделированию и информационным технологиям (г. Тюмень, 2014).

Публикации

Основные результаты диссертационной работы опубликованы в 12 научных трудах, в том числе 1 монография, 2 в журналах, индексируемых в базе Scopus, 5 в ведущих рецензируемых научных журналах, рекомендованных ВАК Министерства образования и науки РФ.

Структура и объем работы

Диссертация состоит из введения, четырех глав, основных выводов и рекомендаций, списка литературы, включающего 102 наименования. Работа изложена на 128 страницах машинописного текста, содержит 3 таблицы, 79 рисунков.

1 АНАЛИЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ РЕШЕНИЙ О ПРИТОКЕ К НЕФТЯНЫМ СКВАЖИНАМ

1.1 Обзор существующих подходов к оценке продуктивности вертикальных нефтяных скважин

При проектировании и разработке нефтяных и газовых месторождений основной характеристикой скважин является их продуктивность. При вычислении продуктивности скважины необходимо учитывать множество факторов: депрессию, свойства флюида, свойства пласта, конструкцию скважины, ее расположение в пласте относительно кровли и подошвы, конструкцию забоя, наличие перфорационных отверстий, плотность перфорации, параметры перфорационных каналов и т. д.

Большинство как нефтяных, так газовых скважин являются гидродинамически несовершенными. Несовершенство скважины с открытым стволом проявляется в том, что в призабойной зоне пласта с конечной мощностью отсутствует радиальность потока по причине, обусловленной конструкцией забоя или фильтра. Несовершенство может быть вызвано наличием в пласте подошвенной воды или газовой шапки. В таком случае пласт вскрывается не на всю мощность с целью продления срока работы скважины без притока воды к забою, так как он ведет к снижению дебита нефти и газа или иным осложнениям. Такой вид несовершенства называется несовершенством по степени вскрытия (рисунок. 1.1. а).

Скважина, хотя и доведённая до подошвы пласта, но сообщающаяся с пластом только через отверстия в колонне труб, в цементном кольце или в специальном фильтре, называется несовершенной по характеру вскрытия пласта (рисунок. 1.1. б). Несовершенство скважин по характеру вскрытия обычно обуславливается коллекторскими свойствами и обсадная колонна необходима для предотвращения разрушения призабойной зоны, что может произойти в случае слабоцементированных пород.

На практике чаще всего встречаются скважины несовершенные как по степени, так и по характеру вскрытия пласта (рисунок. 1.1. в).

Изучению влияния гидродинамического несовершенства скважин на их производительность и определению коэффициентов фильтрационного сопротивления посвящены работы М. Маскета, И. А. Чарного, А. Л. Хейна, Е. М. Минского, Г. Б. Пыхачева, А. М. Пирвердяна, В. И. Щурова, А. П. Телкова, С. И. Грачева и других ученых. Основная часть исследований посвящена влиянию несовершенства скважин на их производительность и определению коэффициента несовершенства при линейном законе сопротивления.

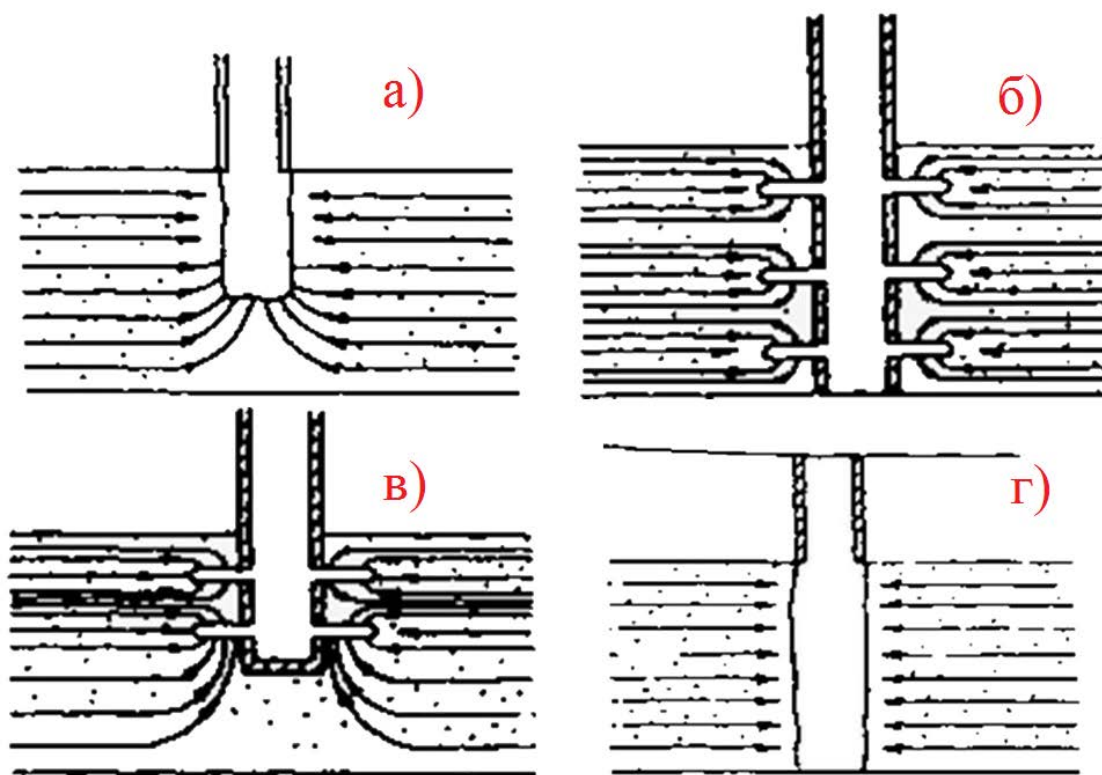


Рисунок 1.1 — Виды гидродинамического несовершенства вертикальных скважин

а) скважина, несовершенная по степени вскрытия, б) скважина, несовершенная по характеру вскрытия, в) скважина с двойным видом несовершенства, г) совершенная скважина

Впервые задача нахождения коэффициента фильтрационного сопротивления, обусловленного несовершенством скважины по степени вскрытия, была рассмотрена аналитически М. Маскетом [1]. Применяя метод бесконечного

отображения элементарного стока с заданной интенсивностью вдоль линии поглощения относительно непроницаемой кровли и подошвы и суммируя члены для отдельных стоков, М. Маскет получил два приближенных решения о распределении потенциала в пласте. Формулы М. Маскета с достаточной точностью устанавливают распределение потенциала в ограниченном радиальном пласте, что было подтверждено экспериментами.

Исследованиям о притоке газа к несовершенной скважине по степени вскрытия пласта при нелинейном законе сопротивления посвящено ограниченное число работ. В работах Е.М. Минского было показано, что при рассмотрении задач фильтрации газа к скважине использование линейного закона ограничивается вследствие значительной скорости газа в призабойной зоне. Следовательно, дополнительное сопротивление, обусловленное вторым слагаемым в двучленной формуле притока, должно влиять на коэффициенты фильтрационного сопротивления.

Основываясь на исследованиях М. Маскета, П. Я. Полубаринова-Кочина [2] подошла к определению потенциала точечного стока в радиальном неограниченном пласте с непроницаемой кровлей, с помощью метода отображения стоков, и получила решение в виде расходящихся интегралов.

Е. М. Минским и П. П. Марковым [3] были проведены экспериментальные исследования по изучению влияния несовершенства на производительность скважин при нелинейном законе сопротивления в изотропных пластах. Однако полученные данные, как отмечают сами авторы, не позволяют установить какую-либо закономерность, что указывает на некачественность проведенных опытов. С целью получения достоверных данных, во ВНИИгазе была создана экспериментальная установка, на которой проведены опыты в изотропной и анизотропной средах. Опыты позволили существенно уточнить зависимость дебита от относительного вскрытия изотропного пласта и показали, что с уменьшением вертикальной проницаемости относительный дебит скважины, в зависимости от относительного вскрытия, уменьшается, приближаясь к значению, изменяющемуся линейно.

Аналитические решения задач о притоке к несовершенным скважинам рассмотрены во многих работах А. П. Телкова и С. И. Грачева [4–8 и др.]. А. П. Телковым и С. И. Грачевым был проведен анализ работ, в которых рассматривается инженерный подход при расчетах коэффициентов несовершенства, обусловленных перфорацией и частичным вскрытием. Также следует отметить исследования А. А. Литвинова [9], который дал количественную оценку гидродинамического совершенства скважин по данным исследования, проведенных в промысловых условиях на большом числе скважин, вскрытых пулевой и кумулятивной торпедной перфорацией. Анализ данных промысловых исследований приводит к выводу, что при качественной современной технике вскрытия пласта влияние фильтрационных сопротивлений, обусловленных характером вскрытия, на производительность скважины несущественно, то есть коэффициенты совершенства близки к единице. Относительное вскрытие пласта $\bar{h} = 1$ соответствует скважине, совершенной по степени вскрытия (рисунок 1.1. г).

Задача нахождения фильтрационного сопротивления при притоке жидкости к несовершенной скважине по линейному закону была рассмотрена М. Маскетом в работе [1]. Вдоль оси скважины на вскрытой он располагал воображаемую линию, поглощающую жидкость, каждый элемент которой является стоком. Интенсивность расходов, то есть дебитов, приходящихся на единицу длины поглощающей линии, подбиралась различной в разных её точках для выполнения нужных граничных условий. Подбирая интенсивность расходов и используя метод суперпозиции действительных и отображённых стоков, М. Маскет получил формулу для дебита гидродинамически несовершенной по степени вскрытия пласта скважины.

$$Q = \frac{2\pi kh(p_k - p_c)}{\mu\zeta}, \quad (1.1)$$

$$\zeta = \frac{1}{2h} \left(2 \ln \left(\frac{4h_0}{r_c} \right) - \varphi(\bar{h}) \right) - \ln \left(\frac{4h_0}{R_k} \right), \quad (1.2)$$

где Q — объемный дебит жидкости, м³/с;

$(p_k - p_c)$ — депрессия, Па;

μ — вязкость, Па·с;

k — коэффициент проницаемости, м²;

h_0 — толщина пласта, м;

\bar{h} — относительное вскрытие пласта, д.ед.;

R_k — радиус контура питания, м.

Функция $\varphi(\bar{h})$ выражается следующей формулой:

$$\varphi(\bar{h}) = \ln \frac{\Gamma(0,875\bar{h})\Gamma(0,125\bar{h})}{\Gamma(1-0,875\bar{h})\Gamma(1-0,125\bar{h})}, \quad (1.3)$$

где $\Gamma(x)$ — гамма-функция Эйлера.

Формула М. Маскета (1.1) дает хорошие результаты, при не слишком малом относительном вскрытии, а так как она проще остальных формул, то ею обычно и пользуются для скважин, несовершенных по степени вскрытия, но совершенных по характеру вскрытия. В формуле М. Маскета используется сложная функция $\varphi(\bar{h})$, которая содержит в себе логарифмическую зависимость и гамма-функцию Эйлера. Поэтому часто для получения значения $\varphi(\bar{h})$ пользуются не расчетной формулой, а графической зависимостью, точность которой ограничена. Формула М. Маскета была получена для условия, что радиус контура питания пласта R_k , больше его мощности. В этом случае формула дает достаточно хорошие результаты. Формулой М. Маскета можно пользоваться и когда радиус контура питания R_0 меньше толщины пласта, до соотношения $\frac{h_0}{2} \leq R_k$. Но в этом случае формула Маскета будет давать менее точные результаты.

В трудах И. А. Чарного [10] и А. П. Телкова [3, 8, 11] было показано, что любое решение для притока жидкости к несовершенной скважине можно представить обобщенной формулой Дюпюи, введя дополнительные фильтрационные сопротивления скважины. На основании этого Ю. И. Сткляниным и А. П. Телковым [5] было получено решение для потенциала

несовершенной скважины, которое учитывает анизотропию пласта. С. И. Грачевым и А. П. Телковым [4] был проведен сравнительный анализ числовых расчетов по формуле фильтрационного сопротивления М. Маскета и решению Стклянина-Телкова, который показал, что полученные значения достаточно близки.

Существуют многочисленные труды, в которых рассматривалась задача о притоке к скважине с экраном на забое в различной постановке [6, 7 и др.]. А. П. Телковым [7] показано, что дополнительные фильтрационные сопротивления, обусловленные экраном на забое, возрастают с увеличением размеров экрана. Особенно резкое увеличение наблюдается для малых вскрытий $\bar{h} > 0,3$, и при решении практической инженерной задачи о выборе оптимального вскрытия пластов, подстилающихся подошвенной водой, слишком малые относительные вскрытия неприемлемы из-за больших фильтрационных сопротивлений.

Впервые детальный анализ распределения потенциала вдоль вскрытой части однородного пласта на поверхности забоя дан М. Маскетом [1]. Им установлено, что зона пространственного притока для однородного пласта составляет порядка двух толщин продуктивного пласта. Опираясь на исследования М. Маскета о распределении потенциала, вызванного работой несовершенной скважины, И. А. Чарный [10] предложил двухзонный метод решения задач подземной гидрогазодинамики, заключающийся в сшивании решений для зоны пространственного притока (аналитическое решение для притока к несовершенной скважине) и плоскорадиального притока (внешняя зона) по формуле Дюпюи. Впоследствии этот метод был широко использован гидродинамиками.

Задача о притоке реального газа к несовершенной скважине при нелинейном законе сопротивления в приближенной постановке рассматривалась в работах Е. М. Минского [12] и Г. А. Зотова [13]. Е. М. Минский показал, что коэффициент фильтрационного сопротивления как при линейном, так и при квадратичном законе фильтрации зависит только от геометрии потока. Е. М. Минский показал, что фильтрация газа к скважине происходит по нелинейному закону вследствие

значительной скорости движения газа, особенно в призабойной зоне. Задача осложняется еще и тем, что в реальных несовершенных по степени и особенно по характеру вскрытия скважинах, отсутствуют достоверные данные о геометрии несовершенства.

Большая часть нефтяных и газовых скважин в силу различных геологических и технических причин вскрывают коллекторы не на всю мощность. Аналитические решения для притока к несовершенным скважинам следуют из формулы Дюпюи для совершенных скважин, введением в нее коэффициента дополнительного фильтрационного сопротивления C_1 , который учитывает несовершенство по степени вскрытия.

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P}{\ln \frac{R_k}{r_c} + C_1}, \quad (1.4)$$

где C_1 — коэффициент дополнительного фильтрационного сопротивления при частичном вскрытии пласта

Решению задачи притока к несовершенным по степени вскрытия скважинам посвящены работы многих авторов. В.И. Щуровым [14] были проведены экспериментальные исследования на электролитических моделях методом электрогидродинамической аналогии. Суть метода заключается в следующем: в электролитическую ванну погружаются два электрода. Один из них моделирующий внешнюю границу пласта, другой — скважину. Глубина погружения электрода характеризует частичное вскрытие пласта. Пропуская электрический ток через электролит, В.И. Щуров определял силу тока по закону Ома. В методе электрогидродинамической аналогии в геометрически подобных системах токи являются аналогом фильтрующейся жидкости, разность потенциалов перепадов давления и омические сопротивления — фильтрационных сопротивлений.

Измеряя разность потенциалов и силу тока, В.И. Щуров подсчитал сопротивление по закону Ома, сделал пересчет на фильтрационное сопротивление и определил дополнительное фильтрационное сопротивление.

По результатам эксперимента В. И. Щуров построил множество кривых, характеризующих приток жидкости к несовершенным скважинам, как по степени, так и по характеру вскрытия. Экспериментальные данные, полученные В. И. Щуровым при моделировании притока к несовершенным скважинам на электролитических моделях, представлены в виде номограмм в работе [7]. Номограммы Щурова представляют собой зависимость, $C_1 = f(a, \bar{h})$ где $a = h_0/2r_c$, и применяются в нефтепромысловой практике для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений, вызванных несовершенством как по степени, так и по характеру вскрытия (рисунок 1.2).

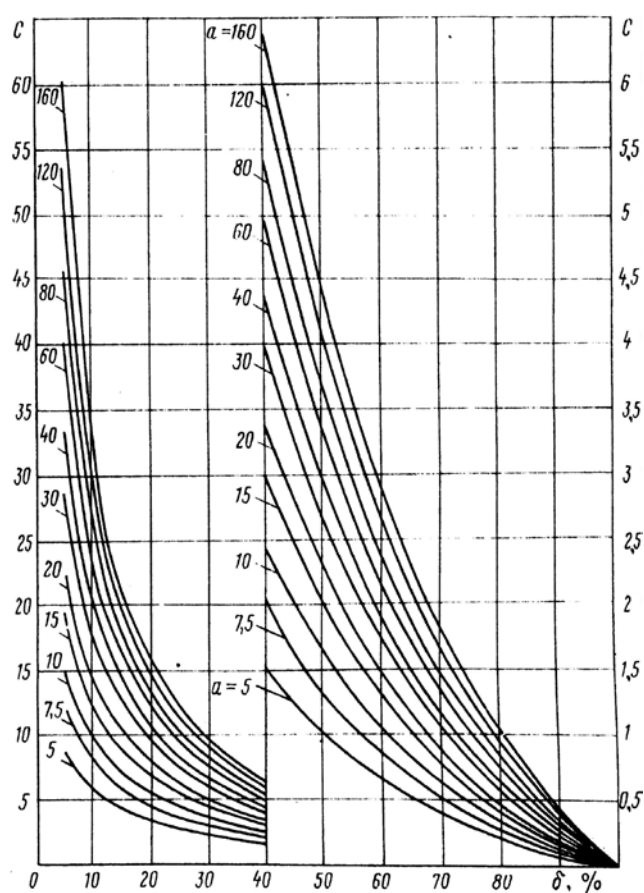


Рисунок 1.2 — Зависимость $C_1 = f(a, \bar{h})$, для скважин, несовершенных по степени вскрытия

Графические зависимости Щурова непригодны для решения задач на ЭВМ, так как они ограничены количеством представленных зависимостей для параметра a и недостаточной точностью графического определения. Поэтому для разработки программных продуктов на ЭВМ требуются аналитические решения.

Для этого используются приближенные формулы.

Опираясь на исследования М. Маскета, И. А. Чарный получил формулу для коэффициента C_1 [10], которая включает в себя зависимость от гамма функции Эйлера

$$C_1 = \left(\frac{1}{h} - 1 \right) \ln \left(\frac{4h}{r_c} \right) - \frac{1}{2h} \varphi(\bar{h}) \quad (1.5)$$

Для определения коэффициента C_1 А. М. Пирвердян [15] и Г. Б. Пыхачев [16] предложили следующие выражения:

$$C_1 = \left(\frac{1}{h} - 1 \right) \left(\frac{1}{1 - \frac{r_c}{h}} \ln \left(\frac{h}{r_c} \right) - 1 \right), \quad (1.6)$$

$$C_1 = \frac{h}{b} \frac{\left(\left(\frac{h}{r_c} \right)^{1-j} - 1 \right)}{1-j} - \ln \left(\frac{h}{r_c} \right), \quad (1.7)$$

$$j = \sqrt{1 + \frac{\lg \left(\frac{h}{b} \right)}{\lg \left(\frac{h}{r_c} \right)}} \quad (1.8)$$

где $b = h \cdot \bar{h}$ — вскрытие пласта, м.

Н. С. Благодоровым и Т. Г. Степаненко произведена сравнительная оценка коэффициента фильтрационного сопротивления C_1 , обусловленного несовершенством по степени вскрытия при линейном законе фильтрации для однородно-изотропного пласта, и приведена в работе Г. Б. Пыхачева [16]. В широком диапазоне сравнивались численные значения полученные по приближенным формулам Пирвердяна и Пыхачева с экспериментальными данными Щурова. Сравнительный анализ показал, что формула Пирвердяна дает завышение значения C_1 , а формула Пыхачева достаточно близка к результатам метода ЭГДА. Следует отметить, что эти формулы не учитывают анизотропию пласта, а зависят только от толщины пласта, относительного вскрытия, и радиуса скважины.

Аналитическое решение с учетом анизотропии пласта получено Ю. И. Сткляниным и А. П. Телковым в работе [5].

$$C_1 = \left(\frac{1}{\bar{h}} - 1 \right) \ln \left(\frac{h}{r_c} \right) - \frac{1}{\bar{h}} \Psi(\rho_0, \bar{h}), \quad (1.9)$$

$$\Psi(\rho_0, \bar{h}) = \frac{2\rho_0}{\bar{h}} \sum_{i=1}^{\infty} \frac{Sh\left(\frac{\mu_i}{\rho_0} \bar{h}\right) Sh\left(\frac{\mu_i}{\rho_0} (1-\bar{h})\right)}{\mu_i^3 Sh\left(\frac{\mu_i}{\rho_0}\right) J_1^2(\mu_i)}, \quad (1.10)$$

$$\rho_0 = \frac{1}{\chi}. \quad (1.11)$$

Второе слагаемое формулы Стклянина-Телкова (1.9) содержит в себе сложную функцию $\Psi(\rho_0, \bar{h})$ от параметра ρ_0 , обратнопропорционального анизотропии и относительного вскрытия, и вычисляется с помощью гиперболического синуса и специальных Бесселевых функций первого рода нулевого и первого порядка. Значения функции $\Psi(\rho_0, \bar{h})$ затабулированы авторами в широком диапазоне параметров $0,1 \leq \rho_0 \leq 100$; $0,1 \leq \bar{h} \leq 0,9$.

М. Н. Велиев [17] исследовал гидродинамические задачи притока жидкости к вертикальной скважине, которая вскрыла толщину продуктивного пласта в произвольном интервале. Целью исследования являлось получение аналитических выражений для коэффициентов дополнительных фильтрационных сопротивлений, на основании которых можно было бы составить алгоритмы решаемой задачи и машинные программы для использования их при проведении вычислительной работы на компьютерах. В результате получена приближенная формула для определения коэффициента C_1 , учитывающего анизотропию пласта.

$$C_1 = \left(\frac{1}{\bar{h}} - 1 \right) \ln \left(\frac{4h}{r_c \sqrt{\frac{1}{\chi}}} \right) + \frac{1}{\bar{h}^2} (\bar{h} \cdot \ln(\bar{h}) + (1-\bar{h}) \cdot \ln(1-\bar{h})) \quad (1.12)$$

1.2 Сравнительный анализ формул для вычисления коэффициентов гидродинамического несовершенства вертикальных скважин

В работе [18] был проведен анализ существующих формул для определения коэффициента C_1 . За эталон были взяты графические зависимости В. И. Щурова (рисунок 1.2), оцифрованные в высоком разрешении.

Для определения формулы, дающей наиболее близкие значения к экспериментальным данным, полученным В. И. Щуровым по результатам электролитического моделирования, была применена процедура метода анализа иерархий [19]. Иерархия вычислительного процесса показана на рисунке 1.3. Для проведения вычислительного эксперимента было оценено 1805 результатов расчета по пяти различным формулам для каждой из 19 кривых, представленных на номограмме В. И. Щурова, с шагом вскрытия пласта $\bar{h} = 0,05$, исключая $\bar{h} = 0$, то есть вскрытие отсутствует, и $\bar{h} = 1$, что соответствует полному вскрытию толщины пласта.

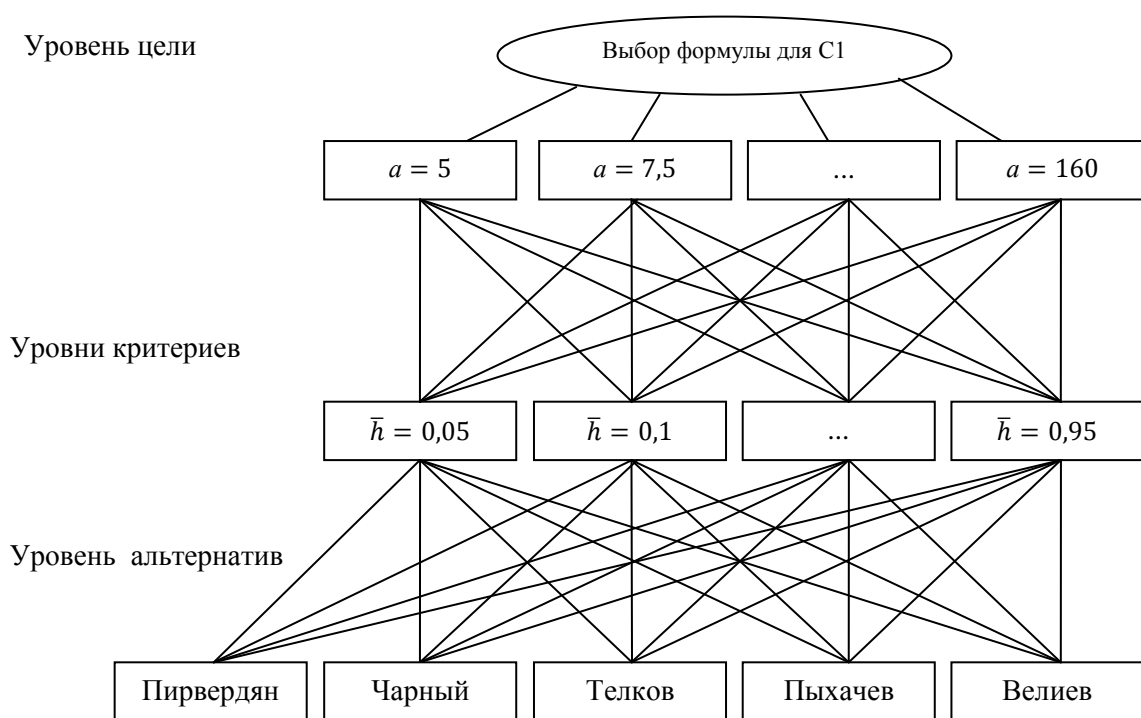
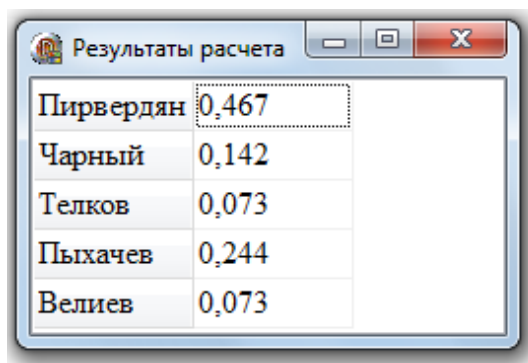


Рисунок 1.3 — Иерархия вычислительного процесса

Такой объем данных был обработан при помощи программного продукта ModellingMultiExpert [20], что дало следующие результаты вычислительного эксперимента (рисунок 1.4):



Формула	Оценка
Пирвердян	0,467
Чарный	0,142
Телков	0,073
Пыхачев	0,244
Велиев	0,073

Рисунок 1.4 — Результаты вычислительного эксперимента определения формулы для C_1 , дающей результаты, наиболее близкие к экспериментальным

На рисунок 1.4 во втором столбце показаны оценки качества формул для расчета дополнительного фильтрационного сопротивления C_1 , обусловленного частичным вскрытием пласта. Чем меньше численная оценка, тем более близкие к экспериментальным, данные дает соответствующая формула. Как видно из рисунка, формулы А. П. Телкова и М. Н. Велиева имеют наименьшие оценки и рекомендуются для использования при решении задач притока к несовершенным по степени вскрытия скважинам.

Программный продукт ModellingMultiExpert позволяет просматривать промежуточные результаты расчета, такие как относительные отклонения от эталонных показателей. Относительные отклонения от экспериментальных данных В. И. Щурова представлены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 — Отклонения значений, полученных по приближенным формулам, от экспериментальных данных В. И. Щурова

$a = h_0/2r_c$	Пирвердян	Чарный	Телков	Пыхачев	Велиев
5	85,35 %	56,99 %	36,68 %	85,67 %	39,18 %
7,5	71,67 %	36,70 %	21,23 %	67,55 %	22,64 %
10	56,68 %	27,57 %	15,14 %	49,11 %	16,13 %
15	48,65 %	16,76 %	9,38 %	36,59 %	9,50 %
20	44,13 %	12,62 %	6,23 %	29,30 %	6,64 %

Продолжение таблицы 1.1

$a = h_0/2r_c$	Пирвердян	Чарный	Телков	Пыхачев	Велиев
30	35,92 %	9,44 %	5,20 %	19,33 %	5,41 %
40	31,39 %	7,82 %	5,18 %	13,60 %	5,58 %
60	27,53 %	6,20 %	4,13 %	9,31 %	4,62 %
80	23,02 %	6,93 %	4,50 %	6,71 %	4,40 %
120	20,60 %	5,85 %	4,43 %	5,61 %	4,25 %
160	17,34 %	6,54 %	4,21 %	6,10 %	4,15 %
Среднее отклонение	42,03 %	17,58 %	10,57 %	29,90 %	11,14 %

Из результатов расчета следует, что величина отклонения коэффициента фильтрационного сопротивления C_1 , полученного по перечисленным приближенным формулам от экспериментальных данных Щурова, уменьшается с увеличением параметра a . При малых отношениях толщины пласта к диаметру скважины ($a < 15$), отклонение рассмотренных формул от результатов Щурова нахождения C_1 превышает 10 %. Наибольшие расхождения с экспериментальными данными показывает формула Пирвердяна. Значения, полученные по данной формуле, дают завышенные результаты в среднем на 42 %, и при этом не учитывают влияние анизотропии пласта. Формулы Чарного и Пыхачева, для которых среднее отклонение составляет 17,5 и 29,9 % соответственно, также не учитывают анизотропию пласта. При этом формула Чарного, как правило, дает значения ниже экспериментальных данных. Результаты расчета по формуле Пыхачева дают существенные отклонения при значениях $a < 40$. Формула Велиева в среднем дает отклонение 11,1 %, при этом величина отклонения для $a > 30$ не превышает 6 %. Наиболее приближенные к экспериментальным данным результаты дает формула Телкова. Так среднее отклонение от данных Щурова составляет 10,5 %, а при $a > 30$ не превышает 5,2 %.

Необходимо отметить, что формула Телкова дает лучшие результаты при малых вскрытиях $\bar{h} < 0,4$, тогда как значения полученные по формуле Велиева ближе к экспериментальным в случаях вскрытия более 50 %.

Для не анизотропных пластов при ($\chi \neq 1$) результаты по формулам Телкова и Велиева также показали хорошую сходимость, тогда как при $\chi < 1$, наблюдается существенное расхождение, и формула Телкова дает заниженные результаты относительно формулы Велиева.

По результатам исследования алгоритмов нахождения коэффициента фильтрационного сопротивления C_1 , обусловленного несовершенством по степени вскрытия, и сопоставления полученных результатов с экспериментальными данными, рекомендуется использовать для расчета алгоритмы решения Велиева и Телкова. Основными преимуществами этих алгоритмов являются:

- наиболее близкие результаты к экспериментальным данным;
- учет анизотропии пласта.

1.3 Учет гидродинамического несовершенства, вызванного перфорацией, в вертикальной скважине

В современной литературе приток к несовершенной по степени вскрытия скважине достаточно хорошо изучен как аналитически, так и экспериментально.

Более сложными являются задачи о притоке жидкостей или газа к скважине, обсаженной и перфорированной. Впервые эта задача в приближенной постановке решена в 1943 году М. Маскетом [1]. Позднее она рассматривалась в работах М. Н. Тихова [21] и А.Л. Хейна [22], которые решили задачу о притоке жидкости и газа к скважинам, несовершенным по характеру и степени вскрытия при условии существования меридиально симметричных поверхностей перфорации. А. Л. Хейном была разработана теория установившегося притока жидкостей и газа к несовершенной скважине с меридиально-симметричной конструкцией забоя, и получено решение для определения коэффициента несовершенства в виде ряда. В 1964 г. М. Н. Тихов [21], изложил математическую теорию притока жидкости к несовершенной по характеру вскрытия пласта скважине и построена метрическая теория интерференции малых отверстий. Также М. Н. Тихов обосновал закон существования оптимального числа отверстий, превышение которого уже не приводит к существенному возрастанию дебита. Решения оказались весьма сложные, почему и не получили до сих пор практической реализации, несмотря на широкое использование ЭВМ. Автор не дал в

монографии доступных инженерных решений. Исследования А. П. Телкова аналитических решений Тихова не дали результатов для практических целей. Например, для самого простейшего случая, когда имеется одно отверстие в колонне, следует непригодная формула для дебита, которая к тому же не учитывает глубину канала.

Дополнительное фильтрационное сопротивление, вызванное перфорацией, было исследовано М. Харрисом [23], методом математического моделирования. Также было установлено, что основными факторами, влияющими на продуктивность скважины, являются глубина проникновения пуль в породу, плотность отверстий и их расположение. В работе М. Харриса показано, что с увеличением глубины резко возрастает производительность скважины. Из этого следует важный вывод, что увеличение глубины проникновения пуль в твердых породах и улучшение техники вскрытия пласта может дать такой эффект, что для некоторых скважин отпадет необходимость в производстве дорогостоящего гидравлического разрыва пласта. М. Харрис получил зависимости дополнительных фильтрационных сопротивлений от соответствующих параметров, обусловленных перфорацией. Экспериментальные исследования проводились и В. И. Щуровым методом электрогидродинамической аналогии, по результатам которых были построены номограммы для определения коэффициента фильтрационного сопротивления, обусловленного перфорацией. Зависимости, полученные экспериментально М. Харрисом и В. И. Щуровым имеют некоторые ограничения, такие как: недостаточный диапазон исходных параметров, графическая приближенность определения и др. А также эти графические зависимости не учитывают анизотропию пласта.

С. И. Грачев и А. П. Телков в своих трудах [4,8] проанализировали возможность использования графиков Харриса для практических целей и пришел к выводу, что использование графиков М. Харриса весьма затруднительно, так как они представлены в полулогарифмических координатах в широких пределах C_0 и ограниченных пределах исходных параметров. Поэтому часто совсем не представляется возможность определить по ним дополнительные сопротивления

C_0 . Кроме этого, накладывается ограничение их применения схемой перфорации. Поэтому они могут служить лишь как эталон для сравнения результатов по приближенным формулам для специально подобранных исходных параметров, но не как рабочие графики.

Графики В. И. Щурова рассматривались группой авторов: З. С. Алиев, С. А. Андреев, А. П. Власенко, Ю. П. Коротаев [24]. Они пришли к следующему: номограммы В.И. Щурова ограничены глубиной прострела, малой точностью графического определения коэффициента C_0 и многофакторностью, что не позволяет приводить графики в широком диапазоне переменных параметров.

Наиболее практически приемлемым для дебита перфорированной скважины является решение, полученное Е. Б. Соловкиным и Н. А. Соловкиной [25] на основе исследований Ю. П. Борисова, В. П. Пилатовского и В. П. Табакова [26].

$$C_0 = \frac{1}{h} \left(\ln \left(\frac{4r_c}{l_0} \right) + \frac{1}{ml_0} \ln \left(\frac{1}{2\pi r_0 m} \right) \right) \quad (1.13)$$

где l_0 — длина перфорационного канала, м;

r_0 — радиус перфорационного отверстия, м;

m — плотность перфорации, отв./м.

Формула (1.13) справедлива для любой схемы вскрытия при условии, что каждый из перфорационных каналов ограничен горизонтальными плоскостями с одинаковыми расстояниями между отверстиями и плоскостями.

На кафедре МиУ ТюмГНГУ были проведены ряд численных исследований влияния несовершенства вертикальных скважин на их производительность [18, 27–29].

Р. Р. Кучумовым [27] был разработан программный комплекс для информационного обеспечения процесса гидродинамического моделирования основных параметров совместного притока жидкости и газа к несовершенным скважинам. Решение осуществлялось в среде разработки программного обеспечения Borland Delphi и системе трехмерного геолого-гидродинамического моделирования компании Roxar Software Solutions. Результаты исследований

позволили установить, что при относительном вскрытии пластов не менее 40–70 % от мощности пласта и при длине интервала перфорации, равной 30 % от вскрытой части пласта с плотностью не менее 10 отверстий на погонный метр, обеспечиваются минимальные значения дополнительных фильтрационных сопротивлений, вызванных несовершенством скважины.

1.4 Исследование фильтрационных сопротивлений при притоке газа к вертикальной скважине

А. П. Телковым и С. И. Грачевым в работе [4] была рассмотрена задача о притоке реального газа к несовершенной скважине с учетом анизотропии, и был предложен несколько иной подход к расчету фильтрационных сопротивлений, обусловленных несовершенством скважины по степени вскрытия.

$$P_0^2 - P_c^2 = AQ + BQ^2, \quad (1.14)$$

$$A = a \left(\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_1 \right), \quad (1.15)$$

$$B = \frac{b}{r_c(1 + C_1 + C_2)}. \quad (1.16)$$

Для коэффициента C_1 принимается формула для линейного закона. C_2 рассчитывается по формуле:

$$C_2 = C_1 + \frac{1}{n} \left(\frac{1}{\bar{h}} - 1 \right) - \frac{1 - \bar{h}}{n \left(\left(\frac{h_0}{r_c} \right)^n + \bar{h} - 1 \right)} + \sum_{m=1}^{\infty} \frac{(m+1)(1-\bar{h})^m}{mn(mn+1)} \left(\frac{mn+1}{\left(\frac{h_0}{r_c} \right)^{mn}} + \frac{mn}{\left(\frac{h_0}{r_c} \right)^{mn+1}} - 1 \right), \quad (1.17)$$

где n по формуле, предложенной Р. Р. Кучумовым [27], находится решением уравнения

$$n - \frac{\bar{h}}{\ln \frac{h_0}{r_c} - \Psi(\rho_0, \bar{h})} \ln \left(\frac{\left(\frac{h_0}{r_c} \right)^n + \bar{h} - 1}{\bar{h}} \right) = 0. \quad (1.18)$$

Точность определения коэффициентов C_1 и C_2 представляется важной, так как по ним обычно определяют коэффициенты A и B , входящие в уравнения притока, по которым рассчитывается гидропроводность и проницаемость пласта, а также радиус дренирования и коэффициент макрошероховатости. А. П. Телковым был предложен алгоритм расчета коэффициентов фильтрационных сопротивлений C_1 и C_2 на ЭВМ. Сначала по формулам графикам или таблицам рассчитывается коэффициент C_1 для линейного закона фильтрации. Затем зная значение C_1 , определяется значение функции $n = f(\rho_0, \bar{h}, \bar{R})$, – которая есть функция, зависящая от несовершенства скважины по степени вскрытия, геометрии пласта и скважины, анизотропии пласта. Функция дополнительного фильтрационного сопротивления $C_2 = f(\rho_0, \bar{h}, \bar{R})$ рассчитывалась с учетом функции $n = f(\rho_0, \bar{h}, \bar{R})$. Результаты затабулированы для коэффициентов дополнительного фильтрационного сопротивления C_1 и C_2 и представлены графически [8]. А. П. Телков провел исследование для величины предельного относительного вскрытия \bar{h}_0 , то есть такое значение относительного вскрытия, при котором коэффициенты C_1 и C_2 равны. По результатам вычислительных экспериментов А. П. Телков заключил, что является \bar{h}_0 важной характеристикой при определении дополнительных фильтрационных сопротивлений C_1 и C_2 . Точка предельного относительного вскрытия \bar{h}_0 примечательна следующими свойствами:

- Для относительных вскрытий пласта $\bar{h} < \bar{h}_0$ дополнительные фильтрационные сопротивления резко возрастают с уменьшением относительного вскрытия. При этом $C_2 > C_1$.
- Для $\bar{h} > \bar{h}_0$ дополнительные фильтрационные сопротивления C_1 и C_2 понижаются более плавно с увеличением \bar{h} , при этом $C_2 < C_1$.

Поэтому оптимальные относительные вскрытия пластов находятся в области $\bar{h} > \bar{h}_0$. В работе [28] представлен алгоритм расчета коэффициентов C_1 и C_2 и некоторые результаты вычислительных экспериментов. Из результатов расчета следует, что коэффициенты дополнительного сопротивления C_1 и C_2 существенно зависят от относительного вскрытия пласта \bar{h} .

На рисунок 1.5 приведены зависимости коэффициентов дополнительного фильтрационного сопротивления C_1 и C_2 от величины относительного вскрытия \bar{h} и отношения толщины пласта к радиусу скважины.

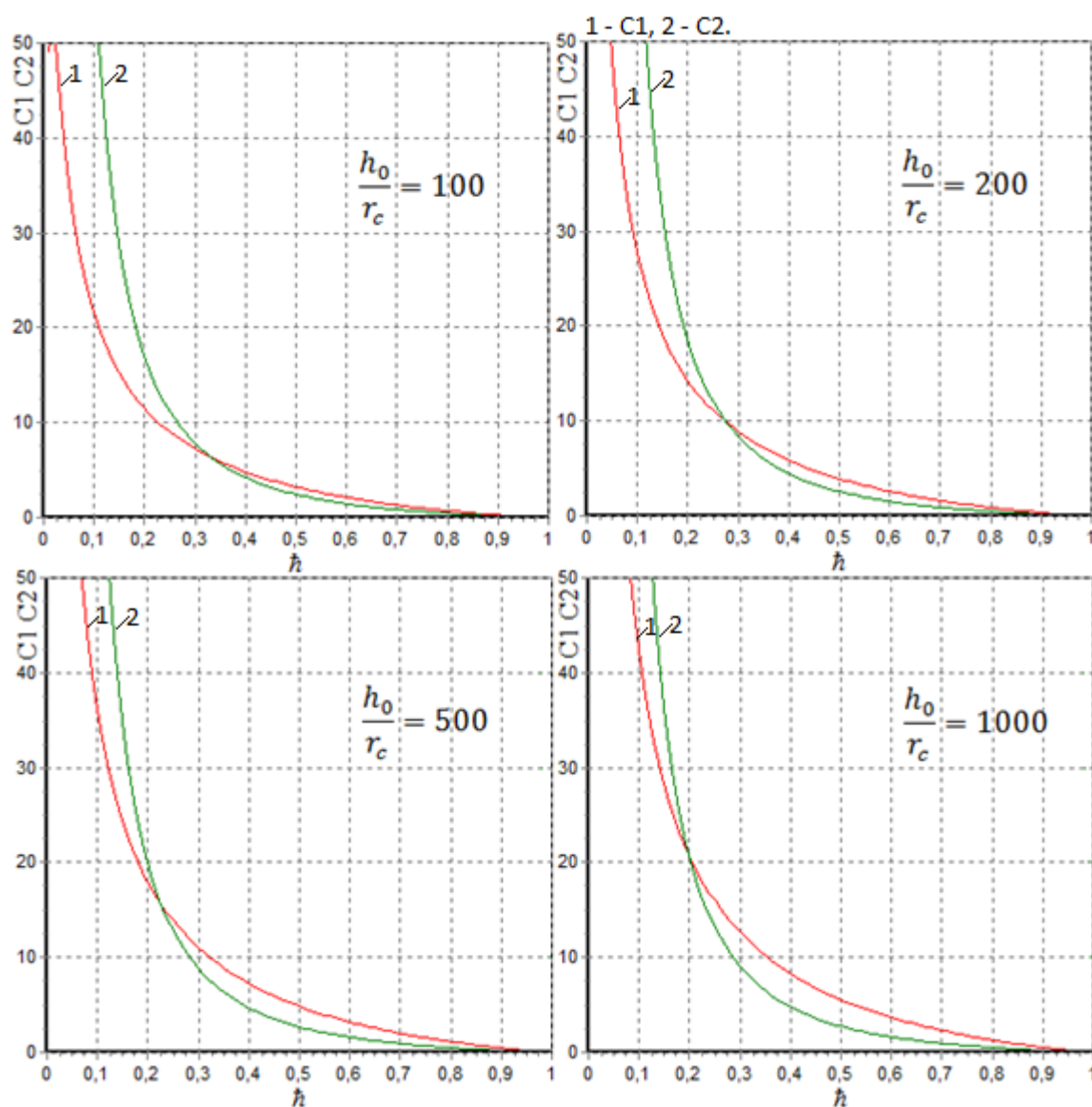


Рисунок 1.5. — Зависимость коэффициентов дополнительного фильтрационного сопротивления C_1 и C_2 , от относительного вскрытия пласта и отношения толщины пласта к радиусу скважины

Из рисунка 1.5 видно, что на коэффициенты дополнительного фильтрационного сопротивления оказывает влияние величина отношения толщины пласта к радиусу скважины. С увеличением отношения h_0/r_c сопротивления C_1 и C_2 возрастают. Также нетрудно заметить уменьшение

величины предельного вскрытия \bar{h}_0 при возрастании отношения h_0/r_c . Так для $h_0/r_c = 100$ $\bar{h}_0 = 0,33$, для $h_0/r_c = 500$ $\bar{h}_0 = 0,23$ и для $h_0/r_c = 1000$ $\bar{h}_0 = 0,2$. При этом для вскрытий пласта меньше предельного ($\bar{h} < \bar{h}_0$) характерно резкое возрастание дополнительных фильтрационных сопротивлений с уменьшением относительного вскрытия. Таким образом, оптимальные вскрытия пласта лежат в области левее \bar{h}_0 .

На рисунке 1.6 представлены зависимости дополнительных фильтрационных сопротивлений C_1 и C_2 при отношении толщины пласта к радиусу скважины $h_0/r_c = 100$ при различных значениях анизотропии χ .

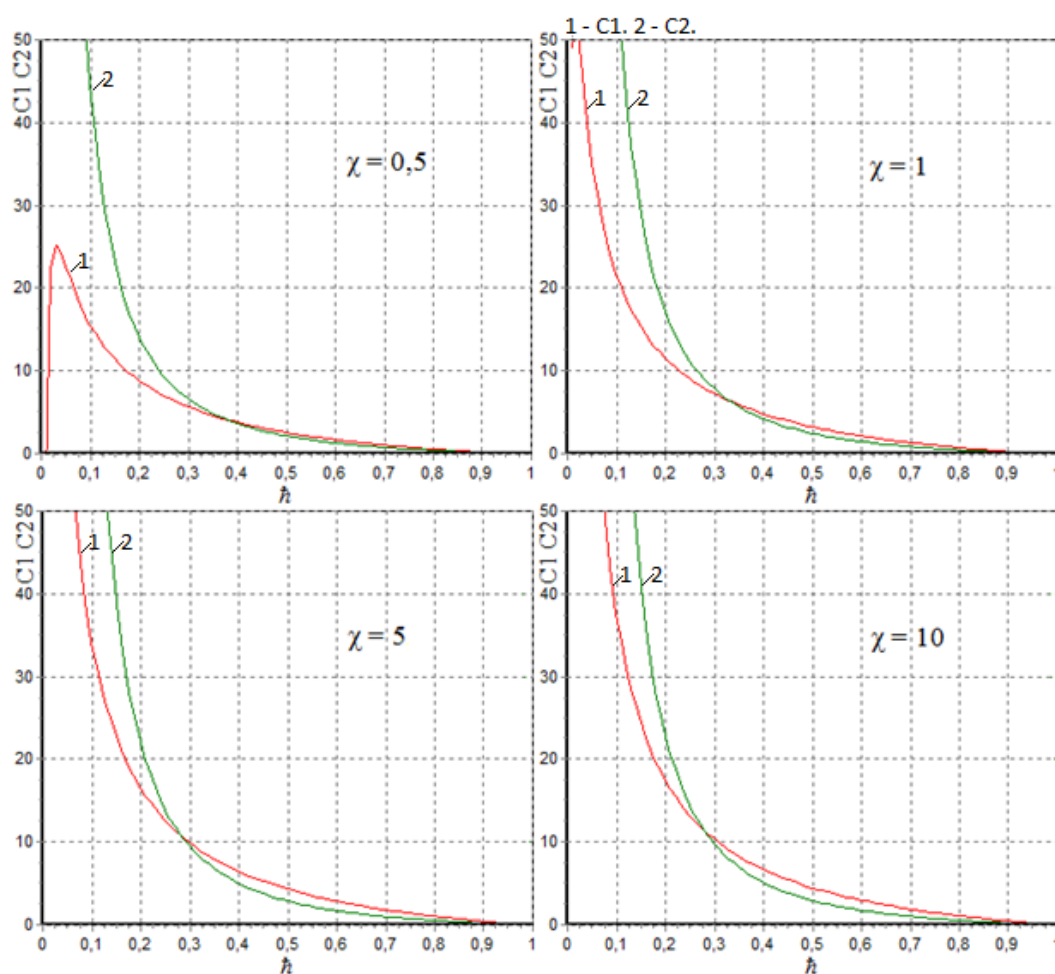


Рисунок 1.6 — Зависимость коэффициентов C_1 и C_2 , от относительного вскрытия пласта, при различных значениях анизотропии пласта

На рисунке 1.6 видно, что дополнительные фильтрационные сопротивления C_1 и C_2 возрастают с увеличением анизотропии пласта. Также увеличение

анизотропии ведет к уменьшению предельного относительного вскрытия \bar{h}_0 . Так для анизотропии $\chi = 0,5$ $\bar{h}_0 = 0,37$, $\chi = 1$ $\bar{h}_0 = 0,33$, $\chi = 5$ $\bar{h}_0 = 0,285$ и $\chi = 10$ $\bar{h}_0 = 0,27$. Поэтому малые вскрытия в сильно анизотропных пластах с целью продления безводного периода эксплуатации могут быть неоправданными из-за высоких фильтрационных сопротивлений.

В работе [8] А.П. Телков привел решение для неустановившегося притока сжимаемой жидкости или газа к несовершенной скважине в однородно-анизотропном неограниченном по протяженности пласте по линейному закону фильтрации. За основу было взято решение для распределения давления в пласте в безразмерных параметрах:

$$\Delta \bar{P} = \frac{1}{\bar{h}} \int_0^1 F(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c, t^*) dt^*,$$

$$\text{где } F(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c, t^*) = \frac{1}{t^*} \exp\left(\frac{-f_0}{t^*}\right) \left[\operatorname{erf} \frac{2\bar{h}}{\bar{r}_c} \sqrt{\frac{f_0}{t^*}} + \sum_{n=1}^N \left(\operatorname{erf} \frac{2n+\bar{h}}{\bar{r}_c} \sqrt{\frac{f_0}{t^*}} - \operatorname{erf} \frac{2n-\bar{h}}{\bar{r}_c} \sqrt{\frac{f_0}{t^*}} \right) \right]$$

$$f_0 = \frac{r_c^2}{4\chi T} \text{ — параметр Фурье, } \bar{r}_c = \frac{r_c}{h_0\chi}, t^* = \frac{t}{T},$$

T — полное время (наблюдения), t — текущее время.

С другой стороны,

$$\Delta \bar{P} = -Ei(-f_0) + R(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c), \quad (1.19)$$

где $Ei(x)$ — интегральная показательная функция, $R(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c)$ — функция фильтрационного сопротивления.

Интегральная показательная функция определяется разложением в ряд:

$$Ei(x) = \gamma + \ln(-x) + \sum_{n=1}^{\infty} \frac{x^n}{n!n}, \quad x < 0. \quad (1.20)$$

Решая совместно (1.19) и (1.20), получаем формулу для функции фильтрационного сопротивления:

$$R(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c) = \frac{1}{\bar{h}} \int_0^1 F(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c, t^*) dt^* - [-Ei(-f_0)]. \quad (1.21)$$

Решение может быть использовано для определения понижения давления на забое скважины после ее пуска, повышения давления на забое после остановки скважины, а также с целью анализа распределения давления в пласте во время работы скважины. Трудность использования указанных

уравнений для практических целей заключается в их сложности. Эти аналитические решения не могут быть использованы для инженерных задач из-за трудности реализации их различных модификаций. Чтобы избежать этого А. П. Телковым была использована интегральная показательная функция и ряд включающий в себя интегралы вероятности. Несовершенство скважины при этом учитывалось путем введения добавочных фильтрационных сопротивлений C_1 , взятых из решения задач для установившегося притока. Расчет функции фильтрационного сопротивления $R(f_0, \bar{h}, \bar{r}_c)$ был произведен В. И. Леоновым [30]. Для расчета был разработан алгоритм. Исходные параметры менялись в широком диапазоне. Функция затабулирована и расчетные значения приведены в приложениях [4]. Дальнейшие анализы поведения функции показали, что при $r_c \geq 0,10$ для любого функция сопротивления не зависит от параметра Фурье f_0 , а зависит только от геометрии пласта. При $r_c < 0,01$ с некоторого значения параметра Фурье функция безразмерного сопротивления также не зависит от параметра Фурье, что свидетельствует о квазиустановившемся притоке.

В практике расчетов, связанных с неустановившемся притоком и учетом несовершенства скважин, принимаются значения фильтрационных сопротивлений, относящихся к установившемуся притоку в ограниченном пласте. А. П. Телковым были произведены сопоставления значений функции сопротивления для квазиустановившегося притока при величине параметра Фурье $f_0 = 10^{-9}$ со значениями добавочных фильтрационных сопротивлений для установившегося притока в ограниченном пласте. Построенные графические зависимости показывают, что всюду значения функции сопротивления превосходят значения фильтрационных сопротивлений при установившемся притоке ($R > C_1$). С другой стороны, было отмечено, что качественный характер поведения функции фильтрационного сопротивления аналогичный. В условиях взаимодействия несовершенных нефтяных и газовых скважин при линейном и нелинейном законах фильтрации формулы и методика расчета фильтрационных сопротивлений остаются справедливыми.

1.5 Обзор методов прогнозирования продуктивности пологих и горизонтальных нефтяных скважин

Большое количество трудов, посвященных определению фильтрационных сопротивлений в вертикальных скважинах, и оценке влияния гидродинамического несовершенства на их продуктивность, свидетельствует о том, что приток к вертикальным скважинам жидкости и газа изучен достаточно полно.

Однако, приток к полого-направленным, горизонтальным и скважинам, скважинам сложного профиля остается предметом изучения современных исследователей.

Вопросам притока к горизонтальным стволам посвящено множество работ [26, 31–54]. Решение задачи о притоке к горизонтальным скважинам было рассмотрено в различных постановках. Ю. П. Борисовым [31] получена расчетная формула для определения дебита горизонтальной скважины при круговой форме зоны дренирования

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_k}{L} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right)}, \quad (1.22)$$

где L — длина горизонтального ствола, м.

Ф. М. Giger [35] получил формулу для зоны дренирования в форме усеченного эллипсоида

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{1 + \sqrt{1 - \left(\frac{L}{2R_k} \right)^2}}{\frac{L}{2R_k}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2\pi r_c} \right) \right)}, \quad (1.23)$$

Формула S. D. Joshi [36] для эллиптического пласта с границами применимости $L > h$ и $L < 1,8 R_k$ имеет вид

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} \ln \left(\frac{h}{2r_c} \right) \right)}, \quad (1.24)$$

где a — большая полуось зоны дренирования, м.

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_{\kappa}}{L}\right)^4}}.$$

Формулы (1.22)–(1.24) справедливы для установившегося режима фильтрации при движении жидкости по линейному закону Дарси. При выводе данных формул авторами рассматривался изотропный пласт, но практика разработки нефтегазовых месторождений показывает, что различие вертикальной и горизонтальной проницаемости оказывает существенное влияние на эффективность эксплуатации добывающих скважин. Для анизотропного пласта следует масштабировать координаты, домножая линейные размеры на соответствующую составляющую анизотропии, а само решение производить с использованием эквивалентной проницаемости пласта k_{eq} .

$$k_{eq} = \sqrt{k_h / k_z}, \quad (1.25)$$

Вертикальная χ_v и горизонтальная χ_h составляющие анизотропии равны

$$\chi_v = \sqrt{k_{eq} / k_v}, \quad (1.26)$$

$$\chi_h = \sqrt{k_{eq} / k_h}, \quad (1.27)$$

Поэтому, для учета анизотропии применяется представление толщины пласта в виде [33].

$$h^* = h\chi_v, \quad (1.28)$$

где h^* — приведенная толщина анизотропного пласта, м.

Радиус скважины также заменяется на r_c^* .

$$r_c^* = \frac{1 + \chi_h}{2\chi_h} r_c, \quad (1.29)$$

где r_c^* – приведенный радиус скважины, м.

Использование таких расчетных формул позволяет оценить эффективность применения горизонтальных скважин относительно вертикальных, рассчитав отношение продуктивностей.

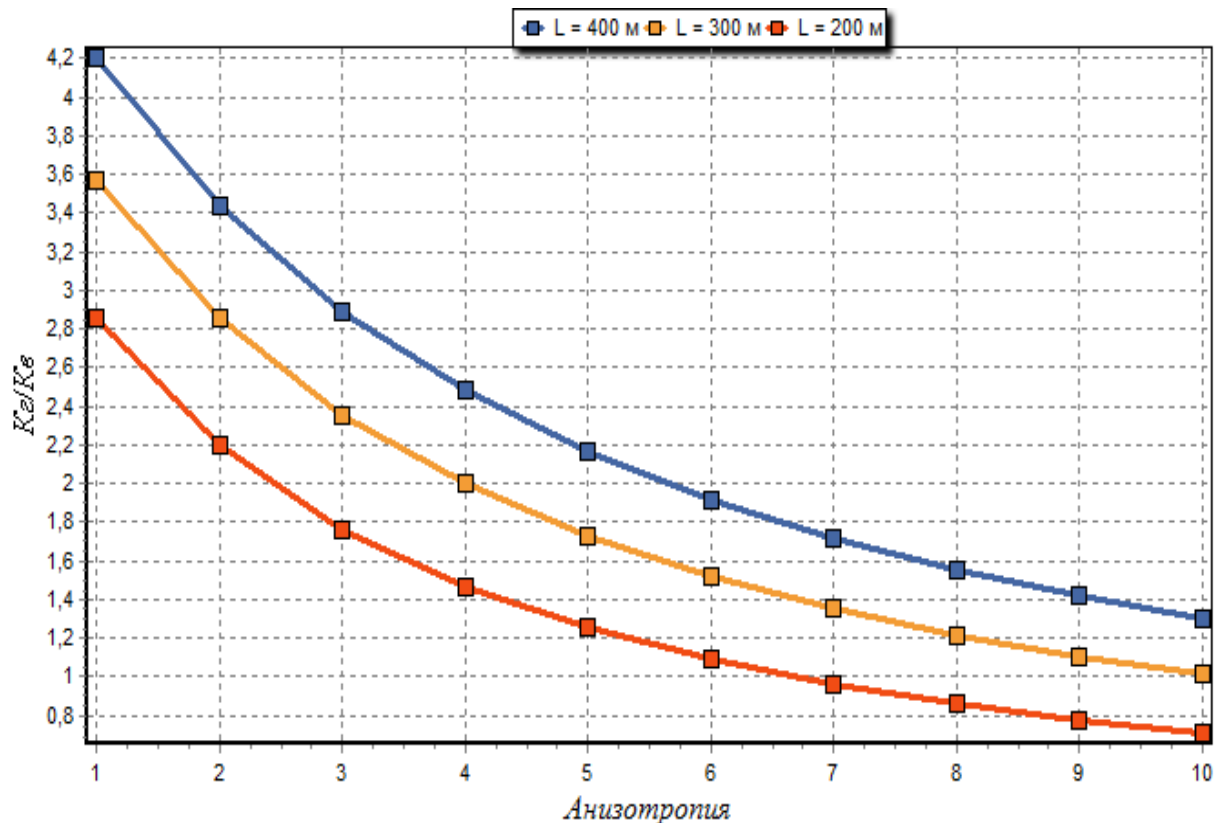


Рис. 1.7 — Отношение продуктивностей горизонтальной (метод Борисова) и вертикальной скважины при различной анизотропии и длине горизонтального ствола

Как видно из рисунка 1.7, применение горизонтальных скважин нецелесообразно в пластах с низкой вертикальной проницаемостью. Например, в сильно анизотропном пласте скважина с небольшой длиной горизонтального ствола может быть менее эффективна, чем вертикальная.

На рисунке 1.8 показано влияние мощности пласта на эффективность разработки горизонтальной скважиной.

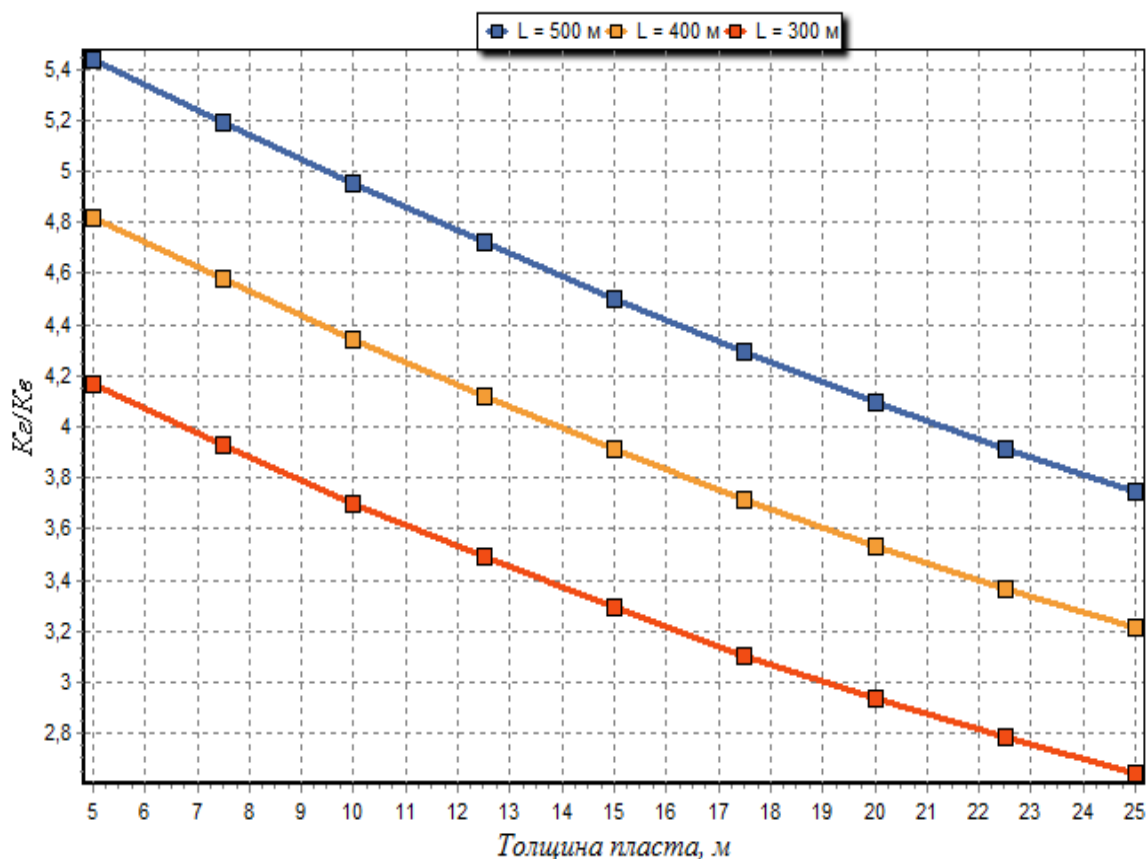


Рисунок 1.8 — Отношение продуктивностей горизонтальной (метод Борисова) и вертикальной скважины при различной толщине пласта и длине горизонтального ствола

Приведенные зависимости подтверждают, что горизонтальными скважинами целесообразно разрабатывать маломощные пласты и пласты с высокой вертикальной проницаемостью.

В работе [55] Л. А. Гайдуковым предложена методика определения скин-фактора S горизонтальной скважины.

$$S = \left(\int_{r_c}^{r_s} \frac{dr}{A(r)r} - \ln(r_s / r_c) \right) \chi R(L, H, r_c, h), \quad (1.30)$$

где: r_s — радиус околоскважинной зоны, м;

χ — аппроксимационный коэффициент;

r_e — приведенный радиус, м;

$A(r)$ — функция приведенной проницаемости;

$$R(L, H, r_c, h) = \ln \left(\frac{ch \left(\frac{\pi L \sqrt{\lambda}}{H} \right) - \cos \left(2\pi \frac{h}{H} \right)}{ch \left(\frac{\pi r_c \sqrt{\lambda}}{H} \right) - \cos \left(2\pi \frac{h}{H} \right)} \cdot \frac{ch \left(\frac{\pi L \sqrt{\lambda}}{H} \right) - 1}{ch \left(\frac{\pi r_c \sqrt{\lambda}}{H} \right) - 1} \right);$$

H — расстояние от подошвы до кровли пласта, м;

L — расстояние от скважины до контура питания;

h — расстояние от оси скважины до кровли пласта, м.

Там же [55] предложен способ прогнозирования притока жидкости к горизонтальному участку ствола горизонтальной скважины в неоднородном пласте.

Для наклонных скважин известно решение Ю. П. Борисова [26]

$$Q = \frac{2\pi k h \Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{4R_\kappa}{l \sin(\alpha)} \right) + \frac{h}{l} \ln \left(\frac{h \sin(\alpha)}{2r_c} \right) \right)}, \quad (1.31)$$

где α — зенитный угол, °; l — длина наклонного участка, м.

Пологой называется скважина с зенитным углом $25^\circ < \alpha \leq 55^\circ$. Проведя аналогичные преобразования для анизотропного пласта сравним продуктивность пологой и вертикальной скважин в диапазоне изменения $25^\circ < \alpha \leq 55^\circ$ (рисунок 1.9).

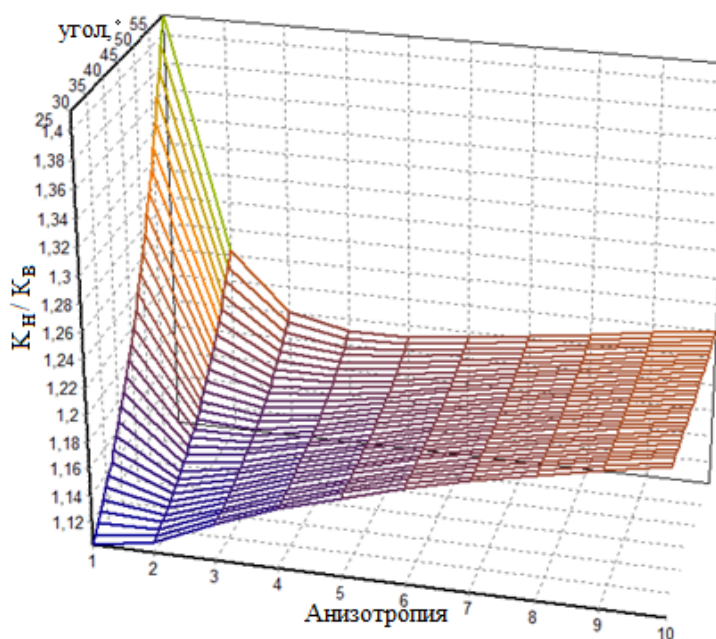


Рисунок 1.9 — Отношение продуктивностей пологой и вертикальной скважины при различной анизотропии и зенитном угле

1.6 Обзор работ в области исследования профиля притока к горизонтальным, пологим и стволам сложной траектории

Описанные выше решения для горизонтальных и пологих скважин не учитывают гидравлические сопротивления, хотя в больших по протяженности стволах потери напора жидкости на трение могут оказать влияние на продуктивность. С. К. Сохошко в работе [56] предложено решение с учетом всех видов гидравлических сопротивлений для определения профиля притока к перфорированной пологой нефтяной скважине, работающей на нестационарном режиме, которое получено с использованием выражения для потенциала нестационарного точечного стока. С. К. Сохошко в работах [57–69] получены и исследованы решения для перфорированных пологих и горизонтальных, многоствольных нефтяных и газовых скважин на неустановившемся режиме газовой скважины, в различных постановках.

О. П. Торопчин [70–73] при помощи компьютерного моделирования в системе SolidWorks рассмотрел влияние различных схем размещения перфорационных отверстий на потери напора в стволе пологих и горизонтальных нефтяных скважин. Им установлено, что при слиянии потока движущегося по стволу с жидкостью, поступающей через перфорационные отверстия, наименьшие потери давления возникают при расположении перфорационных каналов под тупым углом (135°) к траектории движения жидкости по стволу.

Ф. Н. Доманюком [74–76] рассмотрена задача о притоке нефти к скважине с волнообразным профилем открытого горизонтального ствола. Идея работы Ф. Н. Доманюка состоит в моделировании ствола скважины цепочкой соприкасающихся точечных стоков (сфер) радиусом равным радиусу скважины. Автором не показаны результаты численного моделирования профиля притока к участкам ствола (дебиты сфер), а лишь приведены полученные аналитические формулы для определения производительности горизонтального ствола.

С. К. Сохошко [56], А. С. Самойловым [77] проведены исследования распределения давления по стволу нефтяной скважины, и показано, что

возникающие гидравлические потери крайне незначительны для прогнозирования продуктивности, и ими можно пренебречь. В то же время С. К. Сохошко [56], З. С. Алиевым и В. В. Шереметом [34] показана важность учета гидравлических сопротивлений, возникающих при движении газа по стволу. Ввиду более высокой скорости движения газа, потери давления на движение и на смешение потоков оказывают существенное влияние на дебит скважины.

З. С. Алиевым и В. В. Шереметом [34] проведены исследования влияния потерь давления на дебит участков ствола газовой скважины. Для решения поставленной задачи предложено совместно решать уравнение притока газа к горизонтальному стволу и уравнение движения в нем. Для решения этой задачи авторами составлена система дифференциальных уравнений первого порядка вида

$$\begin{cases} \frac{\partial P(l)}{\partial l} = \left(\lambda \frac{Q(l)}{D} + 2 \frac{\partial Q(l)}{\partial l} \right) \frac{\alpha Q(l) P(l)}{2\alpha(Q(l))^2 - (P(l))^2}, \\ \frac{\partial Q(l)}{\partial l} = \frac{-A + \sqrt{A^2 + 4B(P_k^2 - (P(l))^2)}}{2B}, \end{cases}, \quad (1.32)$$

где A и B — коэффициенты, входящие в двухчленную формулу притока (1.14);

$P(l)$ — давление на расстоянии l от конца ствола, Па,

с начальными условиями $P(0) = P_z$, $Q(0) = 0$.

К недостаткам методики стоит отнести, что существенные характеристики движущегося потока газа, такие как плотность газа и коэффициент сверхсжимаемости, входящие в коэффициенты A и B двухчленного уравнения притока принимаются как постоянные величины, независимые от давления.

Разработки зарубежных исследователей направлены на создание сеточных моделей притока к горизонтальным стволам скважин [78, 79]. В работе [78] предпринята попытка решения задачи нестационарного притока к горизонтальному перфорированному стволу при помощи прикладной программы «Finite Element Program Generator» (FEPG), в которой реализованы алгоритмы моделирования физических процессов на основе конечно-разностных схем. При, в целом правдоподобных картинах профиля притока, приведенные в работе [78] зависимости заставляют усомниться в целесообразности применения

неспециализированных программных средств для решения поставленной задачи, или, как минимум, в правильном использовании авторами возможностей программы. Например, дебиты отверстий, при изменении в несколько раз длины перфорационного канала и проницаемости, остаются практически неизменными, что противоречит как формулам притока к горизонтальным скважинам [26, 32, 35, 36], так и общеизвестным положениям подземной гидродинамики.

В работе [79] предложен численный алгоритм для выравнивания профиля притока к горизонтальной скважине, основанный на идее увеличении плотности перфорации на конце ствола. Установлено, что большее количество отверстий в конце ствола ведет к возрастанию скорости течения на конечном участке за счет слияния потоков из отверстий и потока движущегося по стволу.

Yula Tang [80] получено решение для горизонтальной с использованием функций Грина для нестационарного точечного стока. Рассмотрены скважины с различной конструкцией забоя, проведено сравнение профилей притока к перфорированным стволам, с различной плотностью расположения отверстий на участках перфорации и открытому стволу [80] (рисунок 1.10).

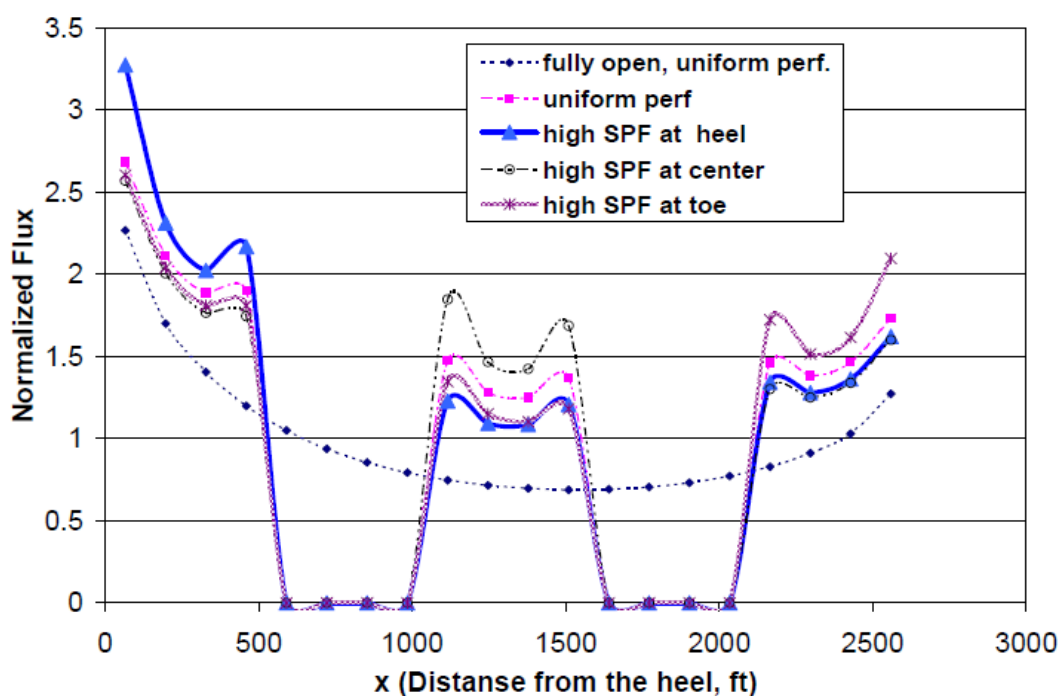


Рисунок 1.10 — Профили притока к открытому и перфорированному стволу с различной плотностью перфорации на участках

Примечание для рисунка: ось x — координата вдоль ствола, ось y — нормированный дебит, легенда сверху вниз — открытый ствол; равномерная перфорация; высокая плотность перфорации в начале ствола; высокая плотность перфорации в середине ствола; высокая плотность перфорации в конце ствола.

V. R. Penmatcha и K. Aziz [81] получили решение с использованием функции Грина для работы открытого горизонтального ствола нефтяной скважины в замкнутой прямоугольной области на нестационарном режиме.

K. Aziz и L. Ouyang [82] рассмотрели неустановившийся приток к многоствольной скважине с длиной ствола 1219 м (4000 футов).

Решений для перфорированной нефтяной скважины, работающей на стационарном режиме с учетом гидравлических сопротивлений нет. Также открытым остается вопрос о решении для скважин сложной траектории, вскрывающих несколько разнопроницаемых пропластков, и многозабойных скважин, боковые стволы которой забурены через несколько продуктивных пластов.

Выводы по разделу 1

1. Проведен анализ работ в области оценки продуктивности нефтяных скважин и определения притока вдоль ствола добывающих скважин.
2. Показана необходимость разработки решений, корректно описывающих работу скважин сложного профиля и архитектуры.

2 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К СТВОЛУ ПЕРФОРИРОВАННОЙ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ НА СТАЦИОНАРНОМ РЕЖИМЕ

2.1 Численно-аналитическая модель притока к стволу нефтяной скважины на стационарном режиме

Рассмотрим однородно-анизотропный пласт толщиной h с горизонтальной проницаемостью k_h и вертикальной проницаемостью k_v , непроницаемыми кровлей и подошвой, который вскрывает обсаженная и перфорированная скважина. Ось z направлена перпендикулярно плоскости OXY положительными значениями вертикально вниз (рисунок 2.1).

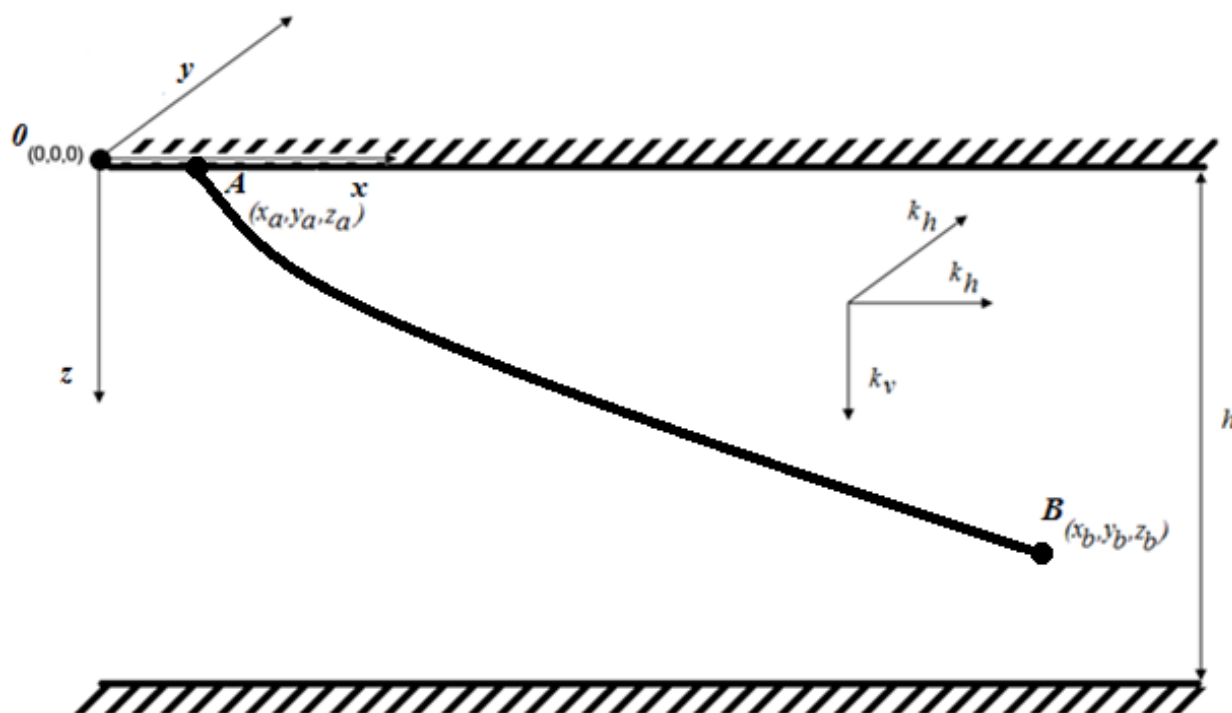


Рисунок 2.1 — Схема расположения скважины в пласте

Скважина работает на стационарном режиме

$$\begin{aligned}\nabla^2 P &= 0, \\ \nabla^2 v &= 0,\end{aligned}\tag{2.1}$$

где v — скорость течения жидкости, м/с;

P — давление, Па.

Стационарный процесс фильтрации можно описать уравнением Пуассона. В работе [10] показано, что при установившейся фильтрации жидкости можно считать ее плотность не зависящей от давления, т. е. рассматривать жидкость как несжимаемую, тогда

$$\rho = const. \quad (2.2)$$

Поступление жидкости в скважину осуществляется через перфорационные отверстия. Приток к перфорационному каналу радиально-сферический.

Для расчета профиля притока к стволу скважины, работающей на стационарном режиме необходимо решать уравнение Пуассона для потенциала точечного стока.

$$\frac{\partial^2 \Phi}{\partial x^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial y^2} + \frac{\partial^2 \Phi}{\partial z^2} = 0. \quad (2.3)$$

Граничными условиями примем постоянство потенциала на контуре питания бесконечного пласта

$$\Phi = \Phi_k, \text{ при } R_k \rightarrow \infty,$$

где $\Phi = \frac{k}{\mu} P$ — потенциал точечного стока, м²/с;

k — проницаемость пласта, м²;

P — давление, Па,

μ — вязкость флюида, Па·с,

Φ_k — потенциал на контуре питания, м²/с,

R_k — радиус контура питания, м,

а также непроницаемость кровли и подошвы пласта

$$\left. \frac{\partial P}{\partial z} \right|_{z=0; z=h} = 0.$$

Решение уравнения Пуассона для потенциала точечного стока в пространстве, имеет вид [1].

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi r} + C, \quad (2.4)$$

где Q — дебит стока, $\text{м}^3/\text{с}$;

r — расстояние от точечного стока по радиальной координате, на котором определяется потенциал, м ;

C — константа.

Переходя от сферической системы координат к прямоугольной, получаем

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi} \left(\frac{1}{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}} \right) + C, \quad (2.5)$$

где x, y, z — расстояние по декартовым координатам, на котором определяется потенциал, м .

Тогда разность потенциалов в точке $M(x, y, z)$ определится в виде

$$\Delta\Phi = -\frac{Q}{4\pi} \left(\frac{1}{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}} - \frac{1}{R_k} \right), \quad (2.6)$$

где $\Delta\Phi = \Phi_k - \Phi$ — разность потенциалов, $\text{м}^2/\text{с}$;

Φ — потенциал в точке $M(x, y, z)$, $\text{м}^2/\text{с}$.

Для бесконечного пласта $R_k \rightarrow \infty$ выражение для разности потенциалов примет вид:

$$\Delta\Phi = -\frac{Q}{4\pi} \left(\frac{1}{\sqrt{x^2 + y^2 + z^2}} \right). \quad (2.7)$$

Чтобы добиться непроницаемости кровли и подошвы, применим метод отражения [10]. Бесконечно отображая точечный сток, расположенный в точке $M_0(x_0, y_0, z_0)$ относительно кровли и подошвы получим выражение для потенциала

$$\Phi_0 = -\frac{Q_0}{4\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z-z_0+2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x-x_0)^2 + (y-y_0)^2 + (z+z_0+2nh)^2}} \right) + C, \quad (2.8)$$

где h — толщина пласта, м .

Потенциал стока с координатами $M_i(x_i, y_i, z_i)$ созданный им в точке $M_j(x_j, y_j, z_j)$ будет определяться формулой

$$\Phi_j = -\frac{Q_i}{4\pi} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right) + C \quad (2.9)$$

Каждое перфорационное отверстие нефтяной скважины представим в виде стока с дебитом Q_i . В случае, если у нас имеется N стоков (перфорационных отверстий) с дебитами Q_i и координатами $M_i(x_i, y_i, z_i)$, $i = 1 \div N$, то потенциал, созданный ими в точке $M_j(x_j, y_j, z_j)$, будет определяться по зависимости

$$\Phi_j = -\frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right) + C. \quad (2.10)$$

Соответственно, разность потенциалов определится формулой

$$\Delta\Phi_j = \frac{1}{4\pi} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right). \quad (2.11)$$

Переходя к давлению, получаем

$$\Delta P_j = \frac{\mu}{4\pi k} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{(x_j - x_i)^2 + (y_j - y_i)^2 + (z_j + z_i + 2nh)^2}} \right). \quad (2.12)$$

В случае однородно-анизотропного пласта, согласно (1.25), формула запишется в виде

$$\Delta P_j = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{i=1}^N Q_i \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\frac{1}{\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2}} + \frac{1}{\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2}} \right). \quad (2.13)$$

Проведенные в системе компьютерной алгебры MathCAD исследования показали, что ряд в выражении (2.13) расходящийся. Это указывает на то, что скважина в бесконечном пласте не может работать бесконечное время с постоянными дебитом и депрессией. Необходимо отбор компенсировать закачкой. Поэтому расположим симметрично справа и слева по оси x относительно добывающей скважины на расстоянии y_k две нагнетательные скважины, дебит каждой из которых будет равен $Q_n = -\frac{Q}{2}$, где Q — дебит добывающей скважины. Соответственно дебит каждого отверстия нагнетательной скважины примем равным $Q_{in} = -\frac{Q_i}{2}$. Тогда выражение для падения депрессии в пласте (2.13) примет следующий вид

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} \quad (2.14)$$

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} + \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} \right)$$

Пусть у нас имеется скважина в пласте толщиной h . Скважина обсажена и имеет N перфорационных отверстий. Каждое перфорационное отверстие представим точечным стоком с координатами x_i, y_i, z_i и дебитом Q_i , где i — порядковый номер отверстия, от начала ствола. Пусть Q_i — дебит каждого отверстия. Если представить каждое перфорационное отверстие в виде точечного стока, то давление, P_j , создаваемое в точке $M_j(x_j, y_j, z_j)$ при работе ствола, будет определяться по формуле (2.14).

Учитывая наличие вместо перфорационных отверстий достаточно протяженных перфорационных каналов естественно было бы учитывать направление и длину перфорационных каналов. Это можно осуществить, если каждый перфорационный канал ствола представлять в виде линии стоков, а значение давления (депрессии) в районе каждого канала представлять в виде суперпозиции давлений, создаваемых каждым каналом в районе рассматриваемого. Депрессия ΔP_j в пласте в районе канала с номером j для пологой скважины в этом случае имеет вид:

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} \quad (2.15)$$

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \int_{L_i} \left(\begin{aligned} & \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} + \\ & + \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j + y_{ki})^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j + y_{ki})^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_{ki})^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_{ki})^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} \end{aligned} \right) dL_i$$

где Q_i — дебит перфорационного канала с номером i , м³/с;

x_j, y_j, z_j — координаты точки, в которой определяется давление (стенка

канала), м;

x_i, y_i, z_i — координаты перфорационного канала с номером i добывающей скважины, м;

$y_{ki} = y_i + R_k$ — координаты перфорационного канала с номером i фиктивной нагнетательной скважины, м;

R_k — расстояние до фиктивной нагнетательной скважины, м;

L_i — траектория перфорационного канала с номером i .

В случае пологой скважины уравнение траектории перфорационного канала представляет собой уравнение прямой линии, перпендикулярной стволу скважины. Таким образом, зная зенитный угол α и длину перфорационного канала l_0 , несложно определить траекторию расположения канала.

Перфорационный канал, будем размещать так, чтобы его середина, проходила через ось скважины (x_i, y_i, z_i) .

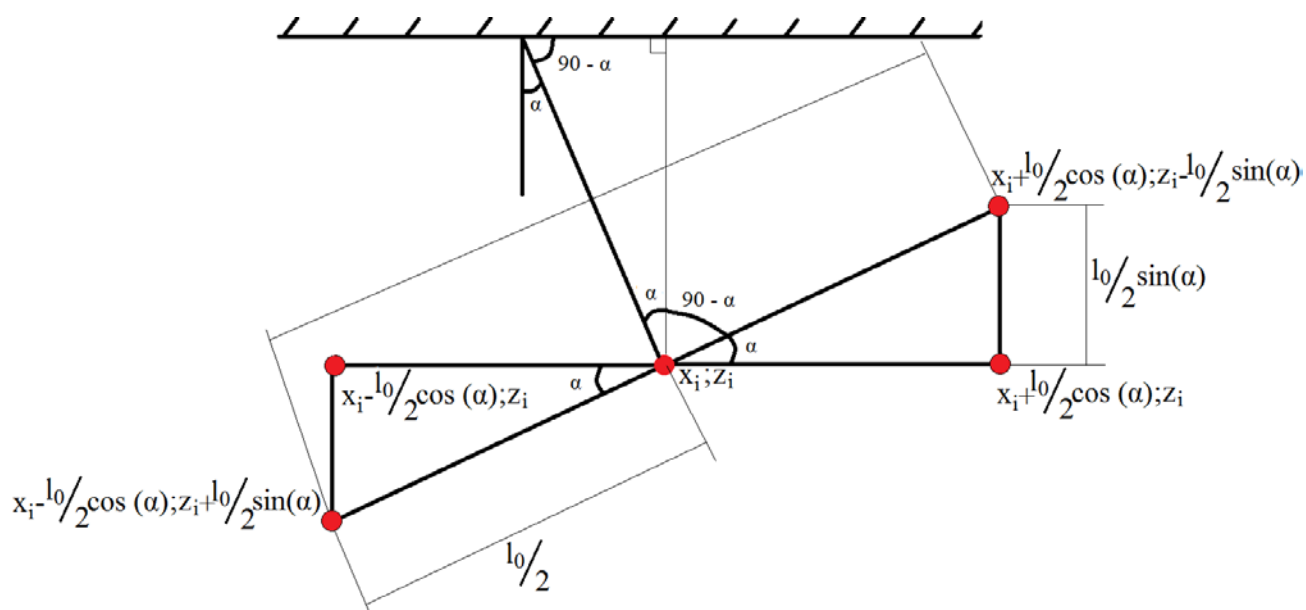


Рисунок 2.2 — Схема определения траектории перфорационного канала

При таком подходе депрессия ΔP_j в пласте в районе канала с номером j для пологой скважины в этом случае имеет вид:

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} \quad (2.16)$$

где

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \int_{-\frac{l_0}{2}}^{\frac{l_0}{2}} \left(\sqrt{\chi_h(x_j - (x_i + l \cdot \cos(\alpha)))^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j - (z_i - l \cdot \sin(\alpha)) + 2nh)^2} \right)^{-1} +$$

$$+ \left(\sqrt{\chi_h(x_j - (x_i + l \cdot \cos(\alpha)))^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j + (z_i - l \cdot \sin(\alpha)) + 2nh)^2} \right)^{-1}$$

$$- 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - (x_i + l \cdot \cos(\alpha)))^2 + \chi_h(y_j + y_{ki})^2 + \chi_v(z_j - (z_i - l \cdot \sin(\alpha)) + 2nh)^2} \right)^{-1} -$$

$$- 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - (x_i + l \cdot \cos(\alpha)))^2 + \chi_h(y_j + y_{ki})^2 + \chi_v(z_j + (z_i - l \cdot \sin(\alpha)) + 2nh)^2} \right)^{-1} -$$

$$- 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - (x_i + l \cdot \cos(\alpha)))^2 + \chi_h(y_j - y_{ki})^2 + \chi_v(z_j - (z_i - l \cdot \sin(\alpha)) + 2nh)^2} \right)^{-1} -$$

$$- 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - (x_i + l \cdot \cos(\alpha)))^2 + \chi_h(y_j - y_{ki})^2 + \chi_v(z_j + (z_i - l \cdot \sin(\alpha)) + 2nh)^2} \right)^{-1} dl$$

Для определения дебитов перфорационных отверстий Q_i (профиля притока), необходимо решать совместно систему уравнений распределения давления в пласте при работе N перфорационных отверстий и уравнение развивающегося потока жидкости в стволе скважины.

Движение жидкости по стволу скважины между точками b и a (рисунок 2.1) описывается уравнением Бернулли:

$$z_b + \frac{P_b}{\rho g} + \frac{V_b^2}{2g} = z_a + \frac{P_a}{\rho g} + \frac{V_a^2}{2g} + \sum h \quad (2.17)$$

где P_a, P_b — давление в точках a и b соответственно, Па;

V_a, V_b — скорость жидкости в точках a и b соответственно, м/с;

$\sum h$ — потери напора между точками a и b , м;

z_a, z_b — вертикальные координаты точек a и b соответственно, м;

ρ — плотность жидкости кг/м³.

Или, переходя к давлению,

$$\rho g z_b + P_b + \frac{\rho V_b^2}{2} = \rho g z_a + P_a + \frac{\rho V_a^2}{2} + \rho g \sum h \quad (2.18)$$

где $\rho g \sum h$ — потери давления, при движении жидкости между точками b и a , Па

Для расчета профиля притока необходимо учитывать характер течения жидкости в стволе скважины и наличие в нем отверстий.

При прохождении потока через перфорационное отверстие происходит его слияние с потоком, движущимся по стволу скважины, которое сопровождается определенными потерями давления [57].

При слиянии двух потоков происходит обмен количествами движения между частицами жидкости, обладающими различными скоростями, что приводит к выравниванию поля скоростей потока. При этом струя с большей скоростью теряет часть кинетической энергии, передавая ее струе с меньшей скоростью [59].

В результате слияния двух потоков образуется застойная зона, в которой жидкость находится в состоянии медленного циркуляционного движения, и не участвует в главном движении потока.

С. К. Сохошко в работе [56] предложено моделировать соединение потока из отверстия с потоком жидкости, движущейся по стволу, вытяжным тройником.

В вытяжном тройнике возникают сопротивления на боковое ответвление и на прямой проход. Коэффициент сопротивления на боковое ответвление рассчитывается по формуле [84]

$$\zeta_{c.б.} = A \left(1 + \left(\frac{Q_б}{Q_c} \frac{F_б}{F_c} \right)^2 - 2 \frac{F_c}{F_б} \frac{Q_б}{Q_c} \cos(\alpha) \right) + K_б' \left(\frac{Q_б}{Q_c} \frac{F_c}{F_б} \right)^2. \quad (2.19)$$

Для тройников, в которых $F_n = F_c$, коэффициент A находится из таблицы 2.1., а величина $K_б = 0$.

Таблица 2.1 — Значения коэффициента A для вытяжных тройников

$\frac{F_б}{F_c}$	$\leq 0,35$		$> 0,35$	
$\frac{Q_б}{Q_c}$	$\leq 0,4$	$> 0,4$	$\leq 0,6$	$> 0,6$
A	$1,1 - 0,7 \frac{Q_б}{Q_c}$	0,85	$1 - 0,6 \frac{Q_б}{Q_c}$	0,6

Коэффициент сопротивления на прямой проход рассчитывается по формуле

$$\zeta_{c.n.} = 1 - \left(1 - \frac{Q_6}{Q_c}\right)^2 - \left(1,4 - \frac{Q_6}{Q_c}\right) \left(\frac{Q_6}{Q_c}\right)^2 \sin(\alpha) - 2K'_n \frac{F_c}{F_6} \frac{Q_6}{Q_c} \cos(\alpha), \quad (2.20)$$

где K'_n определяется из таблицы 2.2.

Таблица 2.2 — Значения коэффициента K'_n для вытяжных тройников

$\frac{F_6}{F_c}$	$\leq 0,35$	$> 0,35$	
$\frac{Q_6}{Q_c}$	0 – 10	$\leq 0,6$	$> 0,6$
K'_n	$0,8 \frac{Q_6}{Q_c}$	0,5	$0,8 \frac{Q_6}{Q_c}$

Потери напора на боковое ответвление и на прямой проход равны соответственно

$$h_6 = \zeta_{c.б.} \frac{V^2}{2g}, \quad (2.21)$$

$$h_n = \zeta_{c.n.} \frac{V^2}{2g}. \quad (2.22)$$

где h_6 — потери напора на боковое ответвление, м;

h_n — потери напора на прямой проход, м;

V — средняя скорость в стволе скважины на рассматриваемом участке, м/с.

Помимо потерь на прохождение отверстия, при движении потока на участке между отверстиями возникают потери напора на трение, которые рассчитываются по формуле Дарси-Вейсбаха

$$h_{mp} = \lambda \frac{L}{D} \frac{V^2}{2g}, \quad (2.23)$$

где h_{mp} — потери напора на трение, м;

L — расстояние между отверстиями, м;

D — диаметр скважины, м.

Число Рейнольдса определяется из

$$Re = \frac{\rho v D}{\mu}, \quad (2.24)$$

с учетом скорости на каждом участке между отверстиями,

Коэффициент гидравлических потерь λ при турбулентном режиме ($Re > Re_{кр}$) течения есть функция от шероховатости внутренней стенки трубы (ε) и числа Рейнольдса (Re).

$$\lambda = 0,11 \cdot \left(\frac{68}{Re} + \varepsilon \right)^{0.25}, \quad (2.25)$$

В случае ламинарного течения коэффициент гидравлического сопротивления рассчитывается как

$$\lambda = \frac{64}{Re}, \quad (2.26)$$

С учетом местных сопротивлений отверстий и гидравлических сопротивлений, депрессия для 1-го от начала ствола отверстия запишется в виде

$$\Delta P_1 = \Delta P_a - \frac{\rho}{2} (V_a^2 - V_1^2) - \rho g (h_n + h_{mp})_1, \quad (2.27)$$

для второго

$$\Delta P_2 = \Delta P_1 - \frac{\rho}{2} (V_1^2 - V_2^2) - \rho g (h_n + h_{mp})_2, \quad (2.28)$$

для j-го

$$\Delta P_j = \Delta P_{j-1} - \frac{\rho}{2} (V_{j-1}^2 - V_j^2) - \rho g (h_n + h_{mp})_j, \quad (2.29)$$

Таким образом, зная депрессию в точке а, можно найти потери давления в районе каждого отверстия по формуле

$$\Delta P_j = \Delta P_a - \frac{\rho}{2} (V_a^2 - V_j^2) - \sum_{k=1}^j \rho g (h_n + h_{mp})_k, \quad (2.30)$$

С другой стороны, депрессия в пласте у отверстия с номером «j» определится исходя из выражения для депрессии (2.15).

С учетом местного сопротивления на боковое ответвление в j-ом

перфорационном канале (2.15) примет вид

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} + \rho g (h_{\delta})_j \quad (2.31)$$

где $(h_{\theta})_i$ — потеря напора в j -ом перфорационном канале, м.

Очевидно, падения давления у отверстия с номером j , определяемые по формулам (2.30) и (2.31) должны быть равны

$$\sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} = \Delta P_j = \Delta P_a - \frac{\rho}{2} (V_a^2 - V_j^2) - \sum_{k=1}^j \rho g (h_n + h_{mp})_k - \rho g (h_{\delta})_j \quad (2.32)$$

Если записать уравнение (2.32) для каждого отверстия, то получим систему из N уравнений, неизвестными в которой будут дебиты отверстий Q_i .

$$\left\{ \begin{aligned} Q_1 S_{1,1} + Q_2 S_{2,1} + \dots + Q_N S_{N,1} &= \Delta P_a - \frac{\rho}{2}(V_a^2 - V_1^2) - \rho g(h_n + h_{mp})_1 - \rho g(h_{\bar{o}})_1 \\ Q_1 S_{1,2} + Q_2 S_{2,2} + \dots + Q_N S_{N,2} &= \Delta P_a - \frac{\rho}{2}(V_a^2 - V_2^2) - \sum_{k=1}^2 \rho g(h_n + h_{mp})_k - \rho g(h_{\bar{o}})_2 \\ \dots\dots\dots \\ Q_1 S_{1,j} + Q_2 S_{2,j} + \dots + Q_N S_{N,j} &= \Delta P_a - \frac{\rho}{2}(V_a^2 - V_j^2) - \sum_{k=1}^j \rho g(h_n + h_{mp})_k - \rho g(h_{\bar{o}})_j \\ \dots\dots\dots \\ Q_1 S_{1,N} + Q_2 S_{2,N} + \dots + Q_N S_{N,N} &= \Delta P_a - \frac{\rho}{2}(V_a^2 - V_N^2) - \sum_{k=1}^N \rho g(h_n + h_{mp})_k - \rho g(h_{\bar{o}})_N \end{aligned} \right. \quad (2.33)$$

Если в системе уравнений (2.33) обозначить $\Delta P_a - \frac{\rho}{2}(V_a^2 - V_j^2) - \sum_{k=1}^j \rho g(h_n + h_{mp})_k - \rho g(h_6)_j$ как ΔP_j^{cme} , получим систему в матричном виде

$$SQ = \Delta P^{cm6} \quad (2.33.a)$$

Корни данной системы находятся любым численным методом (итераций, Гаусса, Зейделя, прогонки и др.) решения СЛАУ [84, 85]. Однако, система уравнений (2.33) нелинейна, так как величины, стоящие в левой части зависят от искомых дебитов отверстий Q_i . Так, при изменении дебитов отверстий,

изменится и скорость в районе каждого отверстия, а, следовательно, и потери депрессии по стволу. Поэтому, предлагается следующий, итерационный, алгоритм расчета профиля притока.

Алгоритм расчета профиля притока к скважине произвольного профиля на установившемся режиме

1. Задаются исходные данные и начальные приближения для дебитов отверстий Q^0 и точность вычислений eps .
2. Вычисляется матрица взаимного влияния отверстий S .
3. Рассчитывается падение депрессии по стволу $\Delta P_{ст}$ от значений дебитов на данной итерации.
4. Решается система линейных алгебраических уравнений (2.33) относительно Q .
5. Проверяется условие $\max |Q^i - Q^{i-1}| < eps$.
6. Если условие 5 выполняется, то решение Q^i найдено, иначе переход к пункту 3.

2.2 Метод поинтервального разбиения профиля

Сложным профилем будем называть профиль, отличный от вертикального, пологого или горизонтального. Несмотря на современное развитие техники бурения, реальные профили скважин всегда имеют некоторое отклонение от проектной траектории.

Для описания геометрии профиля скважины будем применять метод поинтервального разбиения. Такой подход позволяет представить профиль скважины как множество последовательных элементарных участков. Еще одним преимуществом этого подхода является то, что в проектных организациях, как правило, статистика по скважинам представлена в виде электронных таблиц MS Excel, в которых используется схожий формат.

Метод поинтервального разбиения профиля заключается в описании ствола скважины множеством прямолинейных участков, размер которых намного меньше ее длины [86].

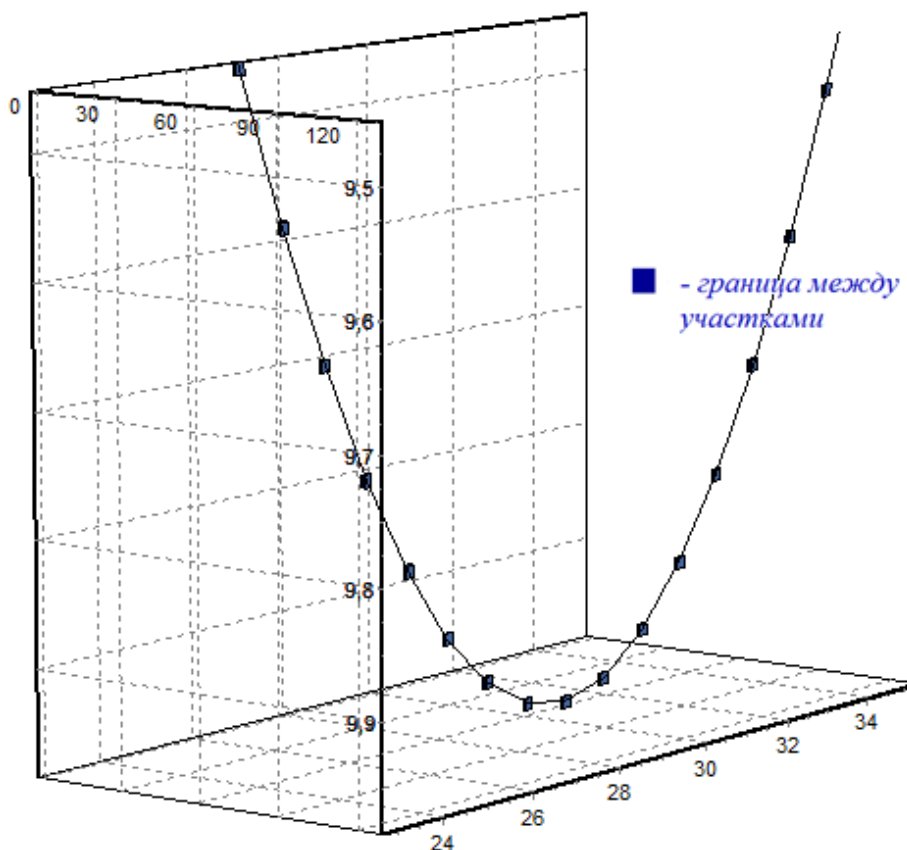


Рисунок 2.3 — Описание профиля скважины прямолинейными участками

Каждый участок l_i описывается координатами конца по оси скважины

$$l_i \{x_i, y_i, z_i\}, \quad (2.34)$$

где x, y, z — пространственные координаты конца участка, м;

i — порядковый номер участка от начала координат,

и представляет собой трехмерный вектор. Тогда длина i -го участка определится как длина трехмерного вектора

$$|l_i| = \sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2}. \quad (2.35)$$

Длина ствола L , разбитого на N участков будет равна

$$L = \sum_{i=1}^n |l_i|. \quad (2.36)$$

Начало ствола (точка а, рисунок 2.1) представляется как координата конца нулевого участка

$$l_0 \{x_0, y_0, z_i\} = M_a \{x_a, y_a, z_a\}. \quad (2.37)$$

Угол между соседними участками i и $i-1$ будет равен

$$\Delta l_i = \text{Arc cos} \left(\frac{(x_{i-1} - x_i)(x_{i-1} - x_{i-2}) + (y_{i-1} - y_i)(y_{i-1} - y_{i-2}) + (z_{i-1} - z_i)(z_{i-1} - z_{i-2})}{\sqrt{(x_i - x_{i-1})^2 + (y_i - y_{i-1})^2 + (z_i - z_{i-1})^2} \times \sqrt{(x_{i-1} - x_{i-2})^2 + (y_{i-1} - y_{i-2})^2 + (z_{i-1} - z_{i-2})^2}} \right). \quad (2.38)$$

Тогда при прохождении жидкости границы между участками возникают потери напора на поворот, которые необходимо учитывать при решении системы (2.33)

$$h_{нов} = \zeta_{нов} \frac{V^2}{2g}, \quad (2.39)$$

где R — радиус искривления;

d — диаметр трубы;

α — угол поворота, °.

$\zeta_{нов}$ — потери напора на поворот, м.

$$\zeta_{нов} = 0,73 f_1(\alpha) f_2 \left(\frac{R}{d} \right). \quad (2.40)$$

Радиус кривизны для i -го участка рассчитывается по формуле

$$R_i = \frac{|l_i|}{2 \sin(\Delta l_i)}, \quad (2.41)$$

где значения f_1 и f_2 определяются по таблице 2.3.

Таблица 2.3 — Зависимость f_1 и f_2 от угла поворота и радиуса кривизны

$\alpha, ^\circ$	40	60	90	120	180	R/d	1	2	4	6	10
$f_1(\alpha)$	0,55	0,75	1,05	1,2	1,4	$f_1(R/d)$	0,32	0,2	0,14	0,11	0,09

Для табличных данных несложно получить зависимость в виде полинома

$$f_1(\alpha) = 10^{-7}x^3 - 710^{-5}x^2 + 0,0179x - 0,0614; \quad (2.42)$$

$$f_2(R/d) = 0,3063(R/d)^{-0,553}. \quad (2.43)$$

2.3 Ствол скважины пересекает несколько пластов

Рассмотрим обсаженную и перфорированную нефтяную скважину сложного профиля, вскрывающую m не сообщающиеся друг с другом пласты разной толщины с различной проницаемостью и пластовым давлением (рисунок 2.4).

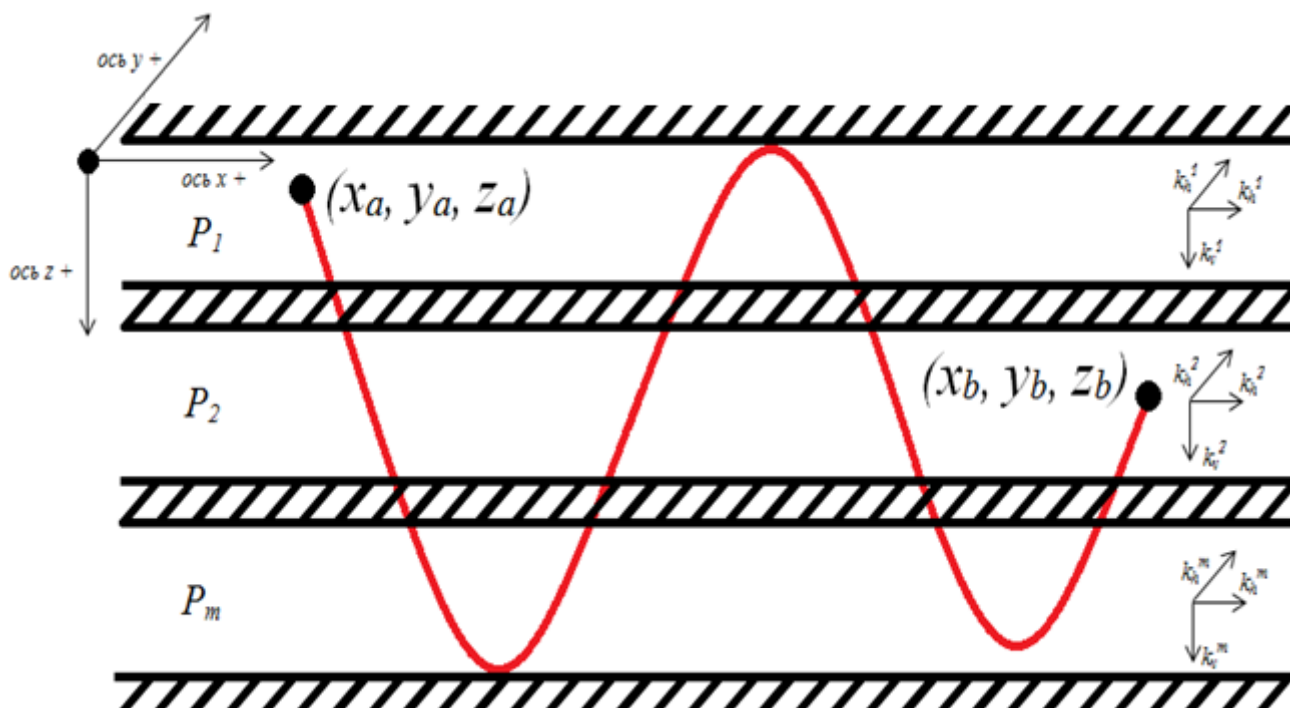


Рисунок 2.4 — Скважина сложного профиля вскрывает несколько пластов

На падение депрессии в пласте, будет оказывать влияние работа только тех перфорационных отверстий (стоков), которые расположены в этом же пласте. Тогда необходимо решать m систем уравнений вида (2.33).

Представим P_{nl} , k_h , k_v , h , μ в виде m -мерных векторов, в которых элементы $r = 1..m$ соответствуют порядковому номеру пласта, начиная от плоскости OXY . Тогда формула для падения депрессии у j -го отверстия в пласте r , в котором

работает N^r отверстий, представится в виде

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^{N^r} Q_i S_{ij} \quad (2.44)$$

где

$$S_{ij} = \frac{\mu^r}{4\pi k_{eq}^r} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{aligned} & \left(\sqrt{\chi_h^r (x_j - x_i)^2 + \chi_h^r (y_j - y_i)^2 + \chi_v^r (z_j - z_i + 2nh^r)^2} \right)^{-1} + \\ & + \left(\sqrt{\chi_h^r (x_j - x_i)^2 + \chi_h^r (y_j - y_i)^2 + \chi_v^r (z_j + z_i + 2nh^r)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h^r (x_j - x_i)^2 + \chi_h^r (y_j - y_k)^2 + \chi_v^r (z_j - z_i + 2nh^r)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h^r (x_j - x_i)^2 + \chi_h^r (y_j - y_k)^2 + \chi_v^r (z_j + z_i + 2nh^r)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h^r (x_j - x_i)^2 + \chi_h^r (y_j - y_k)^2 + \chi_v^r (z_j - z_i + 2nh^r)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h^r (x_j - x_i)^2 + \chi_h^r (y_j - y_k)^2 + \chi_v^r (z_j + z_i + 2nh^r)^2} \right)^{-1} \end{aligned} \right)$$

Определив принадлежность отверстий к пластам, сформируем m матриц S^r , отражающих взаимовлияние отверстий, расположенных в одном пласте.

Решение уравнения движения развивающегося потока по стволу (2.30) при течении по участкам, проходящим через пласт r , будет выглядеть следующим образом:

$$\Delta P_j = P_{ni}^r - P_j = P_{ni}^r - \left(P_a + \frac{\rho}{2} (V_a^2 - V_j^2) + \sum_{k=1}^j \rho g (h_n + h_{mp})_k \right), \quad (2.45)$$

Тогда, для каждого пласта можно записать систему уравнений

$$S^r Q^r = \Delta P^{cmg}, \quad r = 1..m. \quad (2.46)$$

Предлагаемая методика была программно реализована в среде разработки приложений Embarcadero Delphi 2010. Блок-схема и описание программного продукта InflowProfileModelling [87] представлены в Приложениях 1, 2.

2.4 Оценка качества модели

Рассмотрим обсаженную и перфорированную вертикальную нефтяную скважину, вскрывающую изотропный пласт толщиной $h = 20$ метров с пластовым давлением $P_{пл} = 30$ МПа и проницаемостью 40 мДа. Параметры перфорации $r_0 = 6$ мм, $l_0 = 0,3$ м, $m = 10$ отв./м. Радиус скважины $r_c = 0,1$ м, радиус контура питания $R_k = 1000$ м, давление в скважине (точка а, рисунок 2.1) 20 МПа.

Результаты расчета, полученные с помощью разработанной программы, представлены на рисунке 2.5.

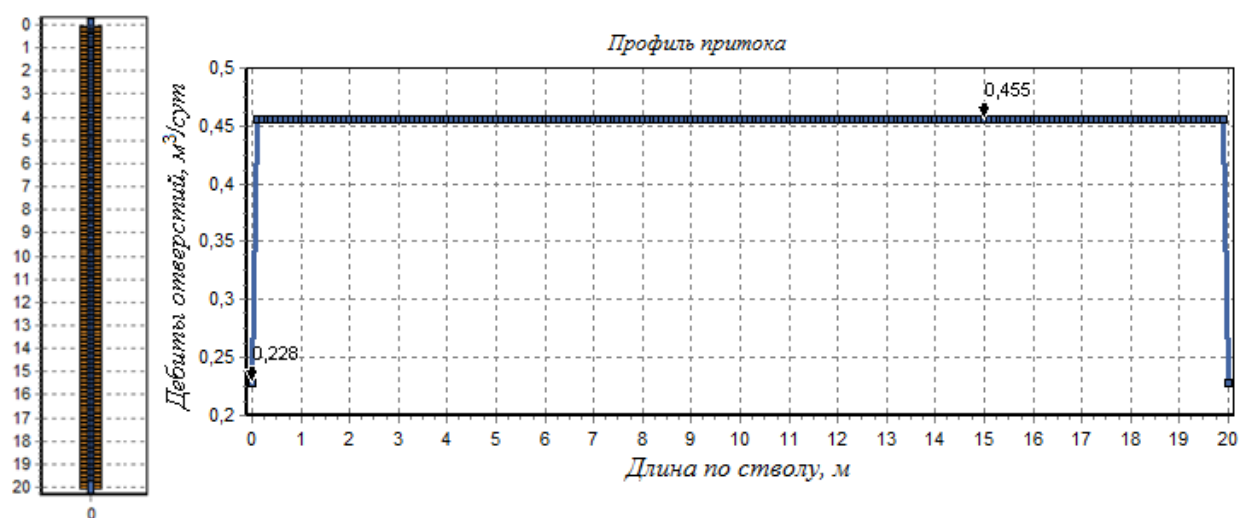


Рисунок 2.5 — Профиль притока к вертикальной перфорированной скважине

На рисунке 2.5 показан профиль притока описанной выше скважины. Из графика следует, что дебиты всех отверстий равны между собой, за исключением первого и последнего отверстий, находящихся у кровли и подошвы соответственно. Суммарный дебит всех отверстий $89,074 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Такая форма профиля притока характерна для скважины, совершенной по степени вскрытия, сообщающейся с пластом по всей его толщине, и обусловлена наличием радиального течения только вблизи перфорационных каналов. Из известных положений подземной гидродинамики можно наглядно представить приток к перфорационным каналам следующей схемой.

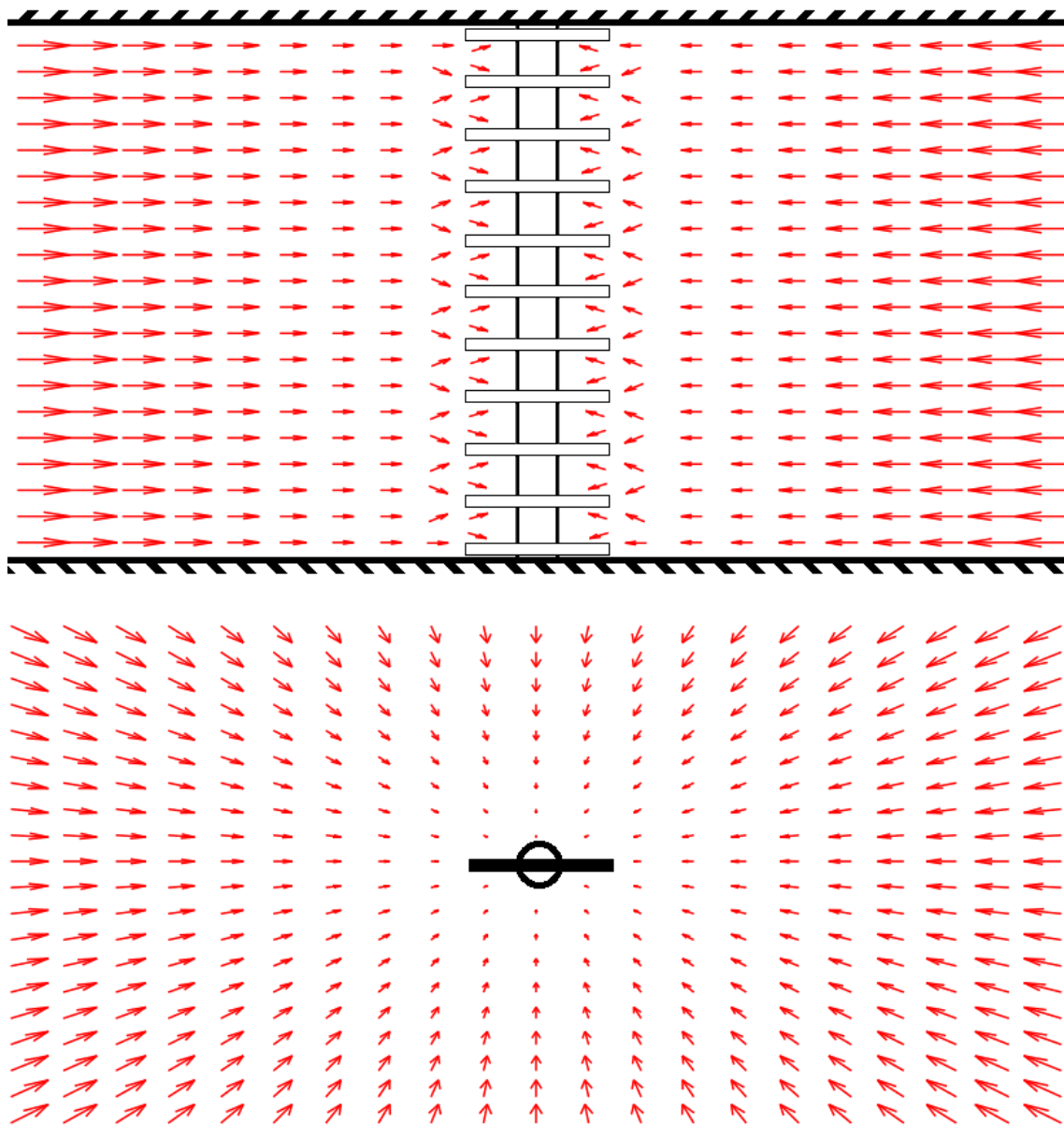


Рисунок 2.6 — Схема притока к совершенной по степени вскрытия скважине

Для сравнения произведем расчет по известному решению (1.4), (1.13) для перфорированной нефтяной скважины:

$$C_0 = \frac{1}{h} \left(\ln \left(\frac{4r_c}{l_0} \right) + \frac{1}{ml_0} \ln \left(\frac{1}{2\pi r_0 m} \right) \right) = 0,613.$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P \cdot 86400}{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_0} = 89,074 \text{ , м}^3/\text{сут}$$

Значения, полученные с помощью формулы (1.13) и программы, достаточно близки.

Оценим корректность моделирования контура питания двумя нагнетательными скважинами справа и слева по оси x в формуле (2.14). Для этого произведем расчет по формуле Щелкачева [88] и с помощью программы, варьируя этот параметр.

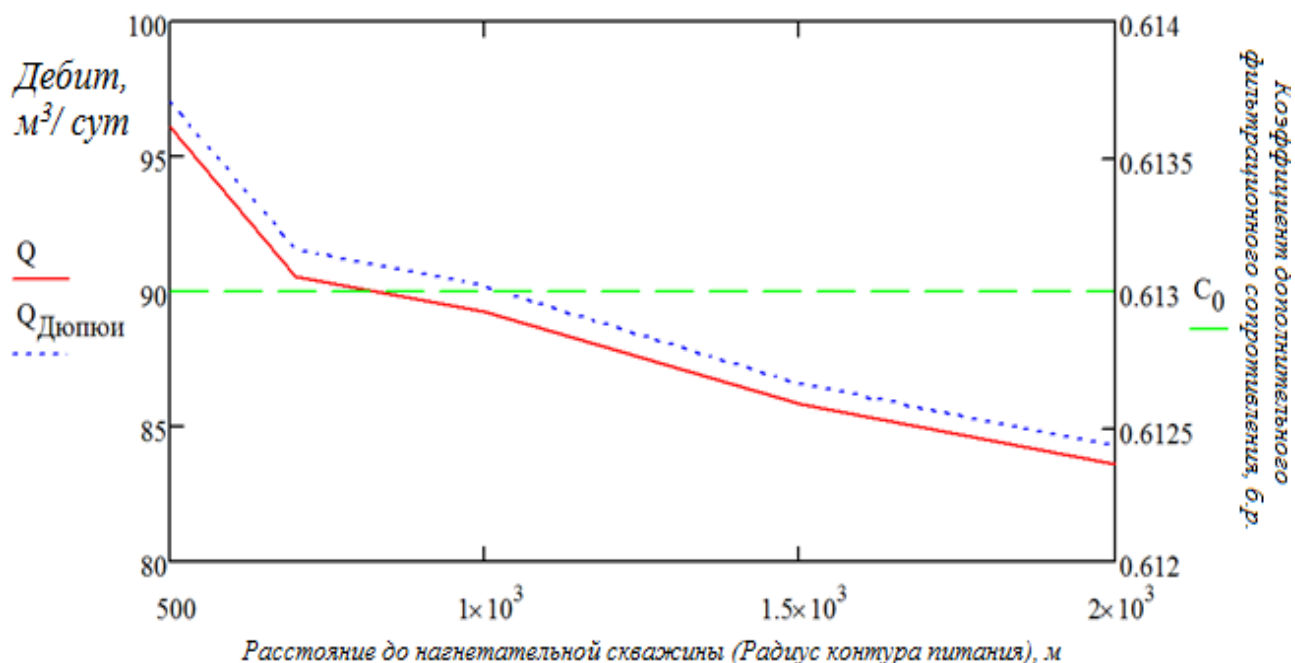


Рисунок 2.7 — Зависимость дебита, рассчитанного по формуле (1.4) с учетом (1.13) и в программе от радиуса контура питания

Как видно из рисунка 2.7, при различных значениях R_k кривые зависимости $Q(R_k)$ проходят параллельно друг другу, расхождение результатов не превышает 1 м³/сут.

Аналогичным образом, получим зависимости дебита вертикальной перфорированной скважины от параметров перфорации с помощью разработанной программы и сравним их со значениями, которые дает формула Дюпюи (1.4), с учетом коэффициента несовершенства по характеру вскрытия C_1 (1.5)–(1.12).

На рисунках 2.8–2.10 показаны зависимости дебита вертикальной нефтяной скважины от длины перфорационного канала, радиуса перфорационного отверстия и плотности перфорации.

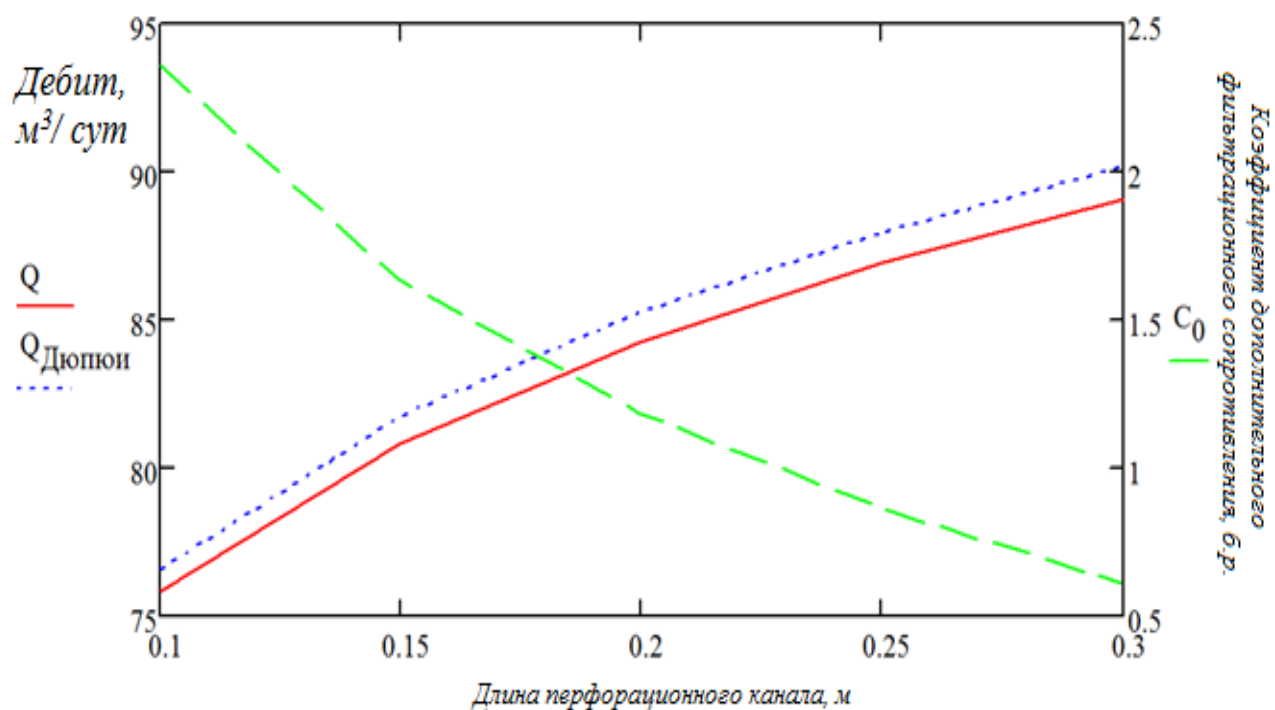


Рисунок 2.8 — Зависимость дебита, рассчитанного по формуле (1.4) с учетом (1.13) и в программе от длины перфорационного канала

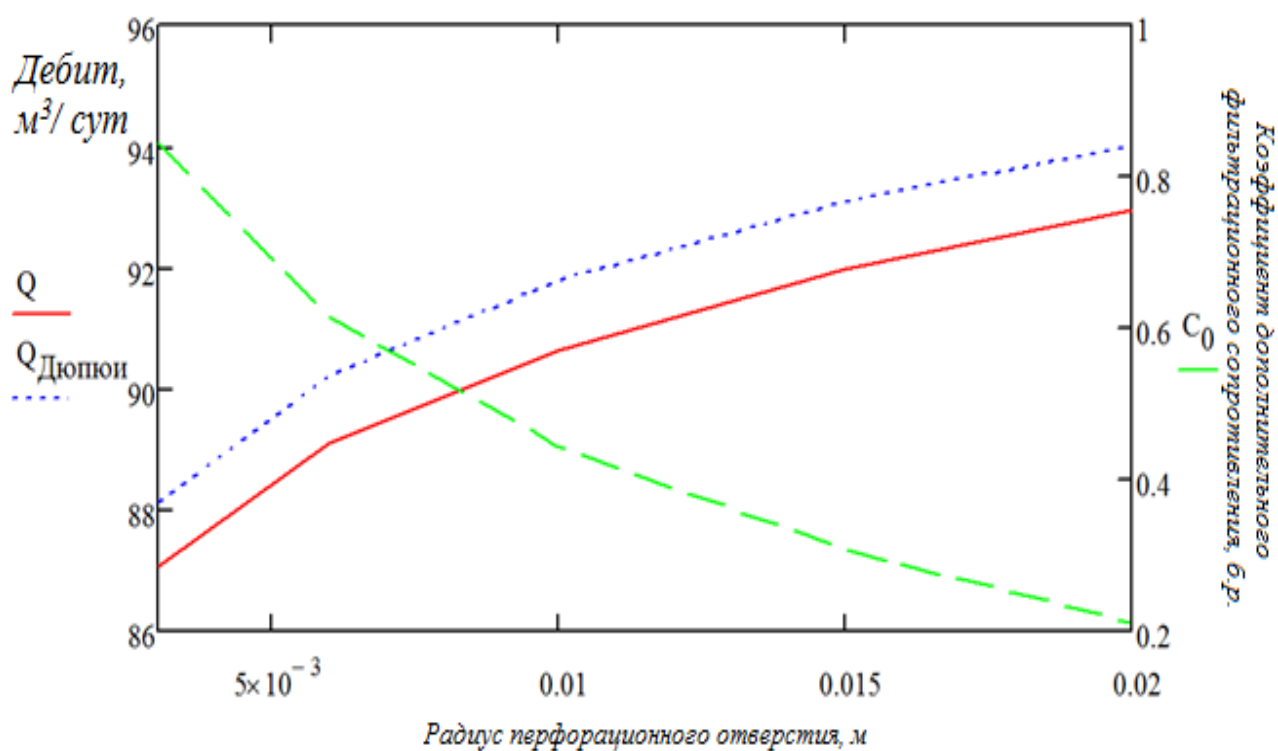


Рисунок 2.9 - Зависимость дебита, рассчитанного формуле (1.4) с учетом (1.13) и в программе от радиуса перфорационного отверстия

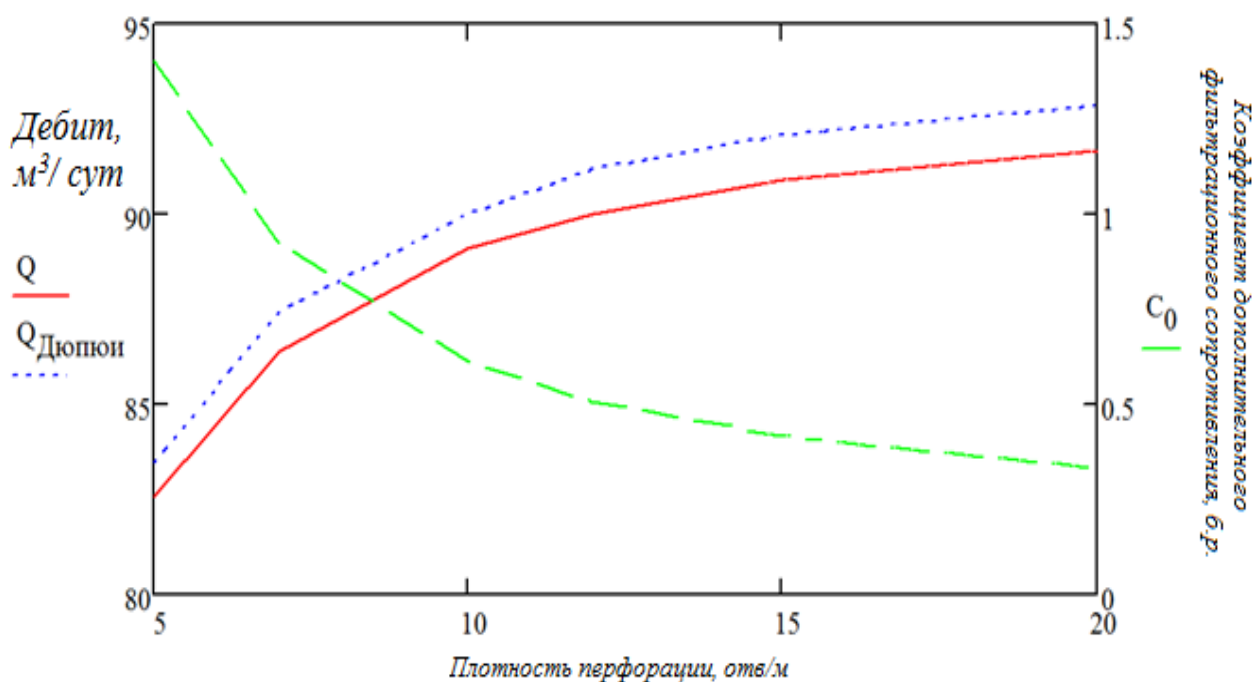


Рисунок 2.10 — Зависимость дебита, рассчитанного формуле (1.4) с учетом (1.13) и в программе от плотности перфорации

Как следует из приведенных выше графиков, при варьировании параметров перфорации, расхождение между формулой (1.13) и разработанной программой также не превышает 1 м³/сут, что говорит о корректности модели.

Рассмотрим перфорированную нефтяную скважину, несовершенную как по степени, так и по характеру вскрытия. При тех же исходных данных примем относительное вскрытие пласта $\bar{h} = 0,5$ (интервал перфорации $z = 0-10$ м). Профиль притока к скважине с двойным видом несовершенства показан на рисунке 2.11.

Результаты расчета в программе дают значение дебита 60,435 м³/сут. Сопоставим полученный результат с формулой Дюпюи, в знаменатель которой введем коэффициенты C_1 и C_0 , учитывающие несовершенство по степени и по характеру вскрытия соответственно.

$$C_1 = \left(\frac{1}{\bar{h}} - 1 \right) \left(\frac{1}{1 - \frac{r_c}{h}} \ln \left(\frac{h}{r_c} \right) - 1 \right) = \left(\frac{1}{0,5} - 1 \right) \left(\frac{1}{1 - \frac{0,1}{20}} \ln \left(\frac{20}{0,1} \right) - 1 \right) = 4.325$$

$$C_0 = \frac{1}{h} \left(\ln \left(\frac{4r_c}{l_0} \right) + \frac{1}{ml_0} \ln \left(\frac{1}{2\pi r_0 m} \right) \right) = \frac{1}{0,5} \left(\ln \left(\frac{0,4}{0,3} \right) + \frac{1}{5 \cdot 0,3} \ln \left(\frac{1}{2\pi \cdot 0,1 \cdot 10} \right) \right) = 1,226$$

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P \cdot 86400}{\ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right) + C_0 + C_1} = 60,02 \text{ м}^3/\text{сут}$$

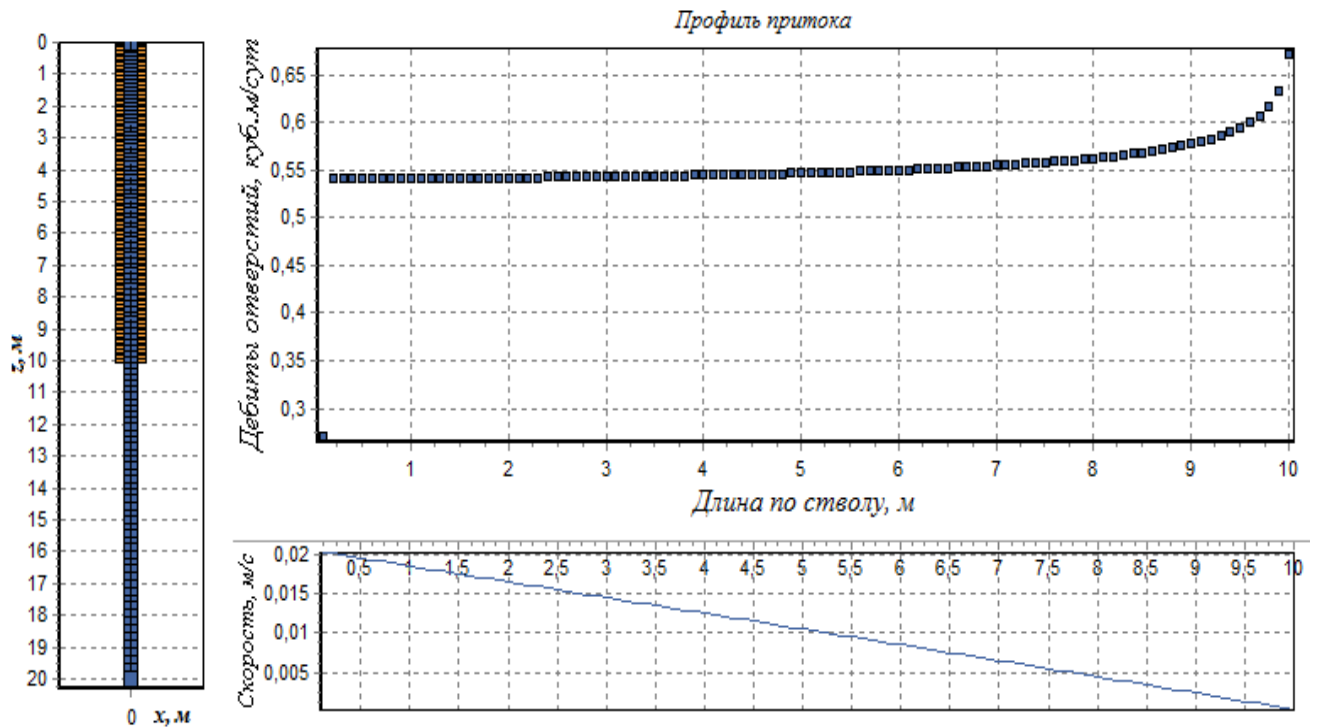


Рисунок 2.11 — Профиль притока к скважине
с двойным видом несовершенства

Значения, полученные в программе и по формуле Дюпюи для скважины с двойным видом несовершенства также близки.

На профиле притока к стволу скважины, частично вскрывшей пласт (рисунок 2.11), видно, что отверстия находящиеся на конце интервала перфорации работают с большими дебитами, чем отверстия в начале. Это вызвано тем, что они расположены в середине пласта, в отличие от начальных отверстий, находящихся у кровли.

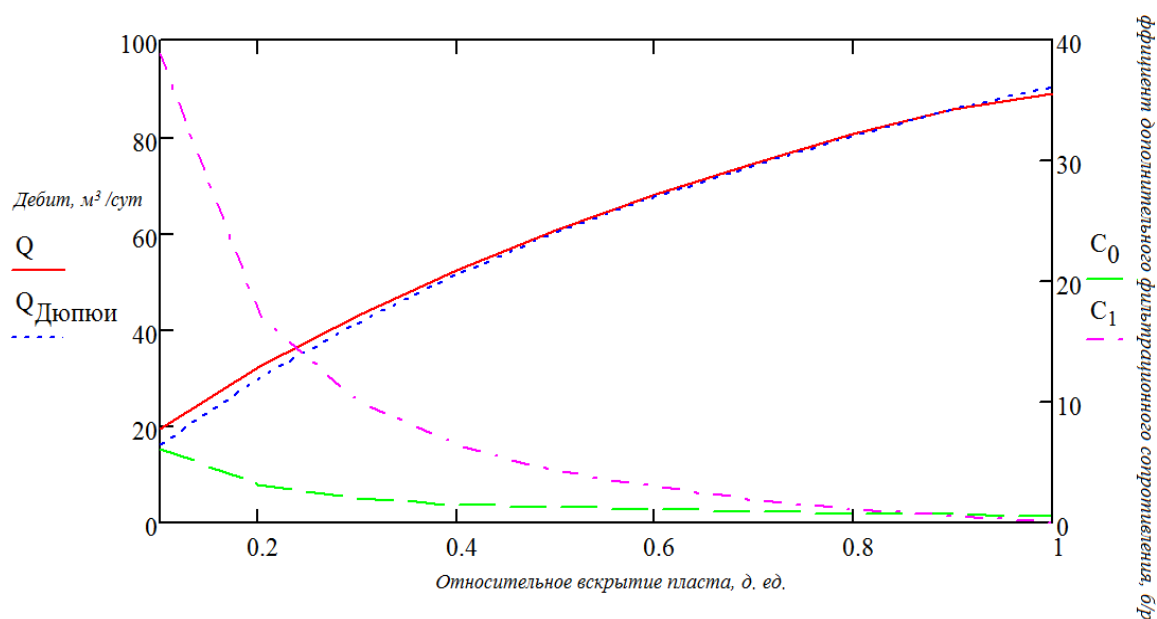


Рисунок 2.12 — Зависимость дебита, рассчитанного по формуле Дюпюи, с учетом несовершенства по степени и характеру вскрытия и в программе от относительного вскрытия пласта

В качестве еще одного примера рассмотрим перфорированную нефтяную скважину, несовершенную по степени и по характеру вскрытия. Для этого разместим перфорационные отверстия в интервале ($z = 3-12$ м).

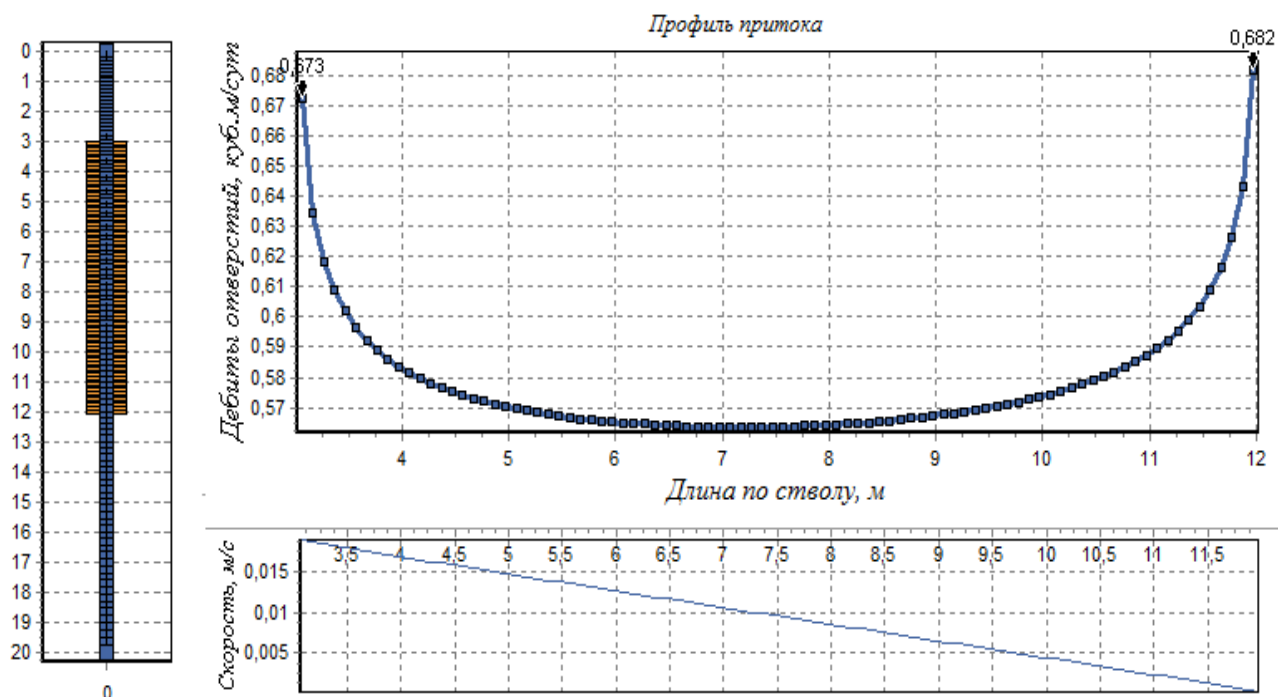


Рисунок 2.13 — Профиль притока к скважине с двойным видом несовершенства

Как видно из рисунка 2.13, меньшие дебиты наблюдаются у отверстий, находящихся в середине перфорированного интервала, причем дебиты отверстий, находящихся ближе к началу интервала, ниже, чем у симметрично расположенных у конца интервала. Вогнутая форма профиля притока объясняется взаимным влиянием работы перфорационных отверстий, и наглядно демонстрируется следующим схематичным изображением (рисунок 2.14).

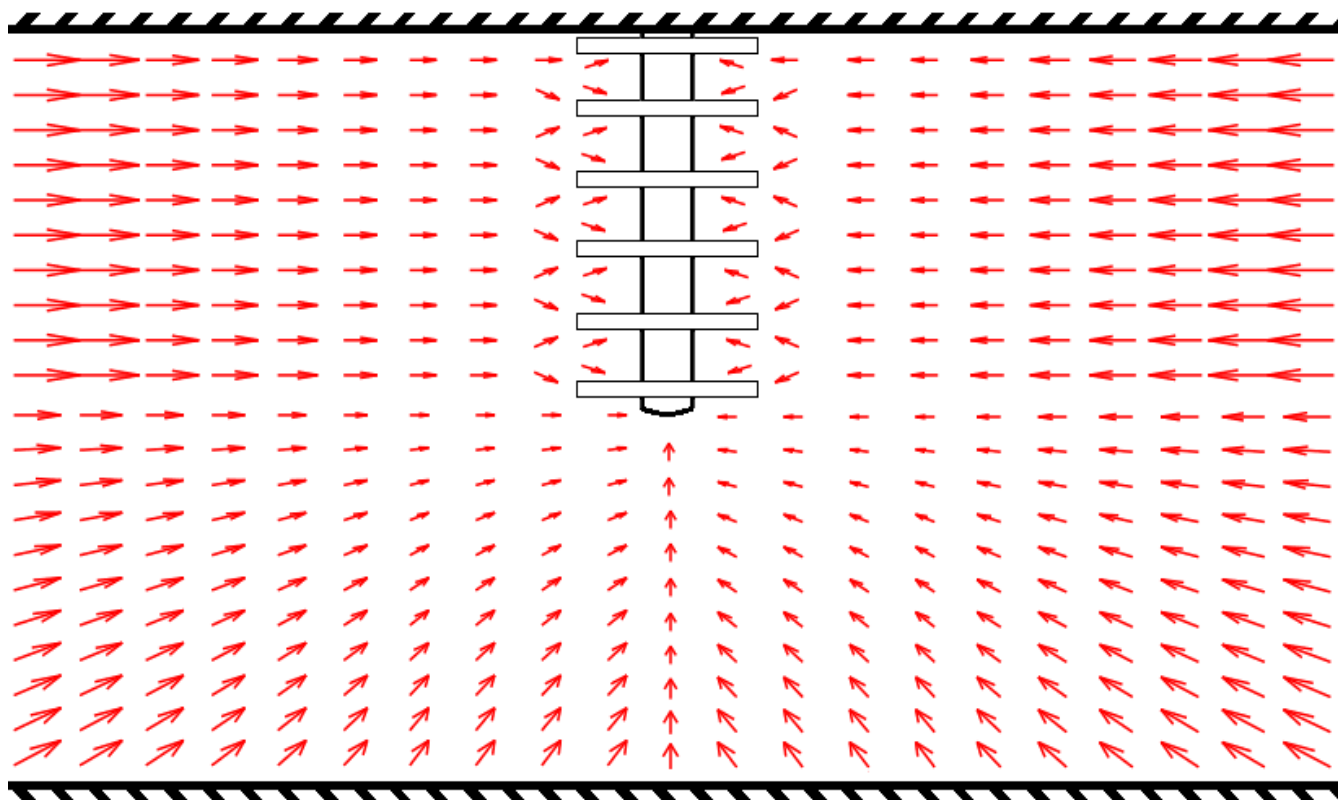


Рисунок 2.14 — Схема притока к перфорационным каналам

На рисунке 2.14 показано, что к перфорационным каналам, находящимся в начале и конце интервала перфорации, приток больше, вследствие их геометрического положения относительно кровли и подошвы, а также относительно других отверстий.

В рассматриваемом случае начало интервала перфорации ближе к кровле, чем конец интервала к подошве, поэтому дебиты отверстий на конце интервала несколько выше.

2.5 Моделирование работы пологих и горизонтальных скважин

Рассмотрим перфорированную нефтяную скважину, работающую на стационарном режиме, пологий ствол которой вскрывает пласт мощностью 20 м. Перфорированный интервал ($z = 2\text{--}8$ м) находится в верхней части пласта.

Исходные данные для численного моделирования: Радиус контура питания 1000 м, забойное давление в начале ствола 20 МПа, Пластовое давление 30 МПа, Горизонтальная проницаемость 80 мД, Вертикальная проницаемость 40 мД, Длина ствола 104,64 м, плотность перфорации 5 отв/м, Количество отверстий 140 шт.

На рисунке 2.15 показана графическая визуализация траектории пологого ствола и интервала перфорации.

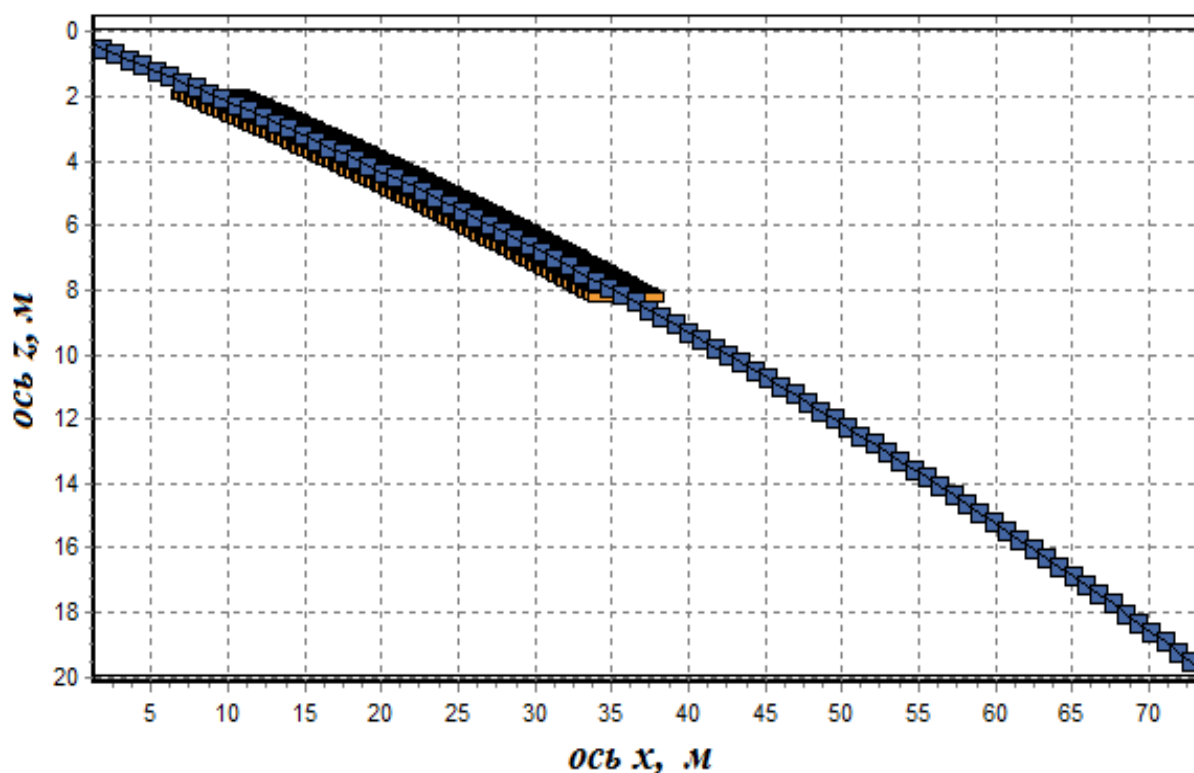


Рисунок 2.15 — Траектория пологого ствола скважины

Варьируя глубину перфорационного канала, были получены следующие профили притока к перфорационным каналам (рисунок 2.16).

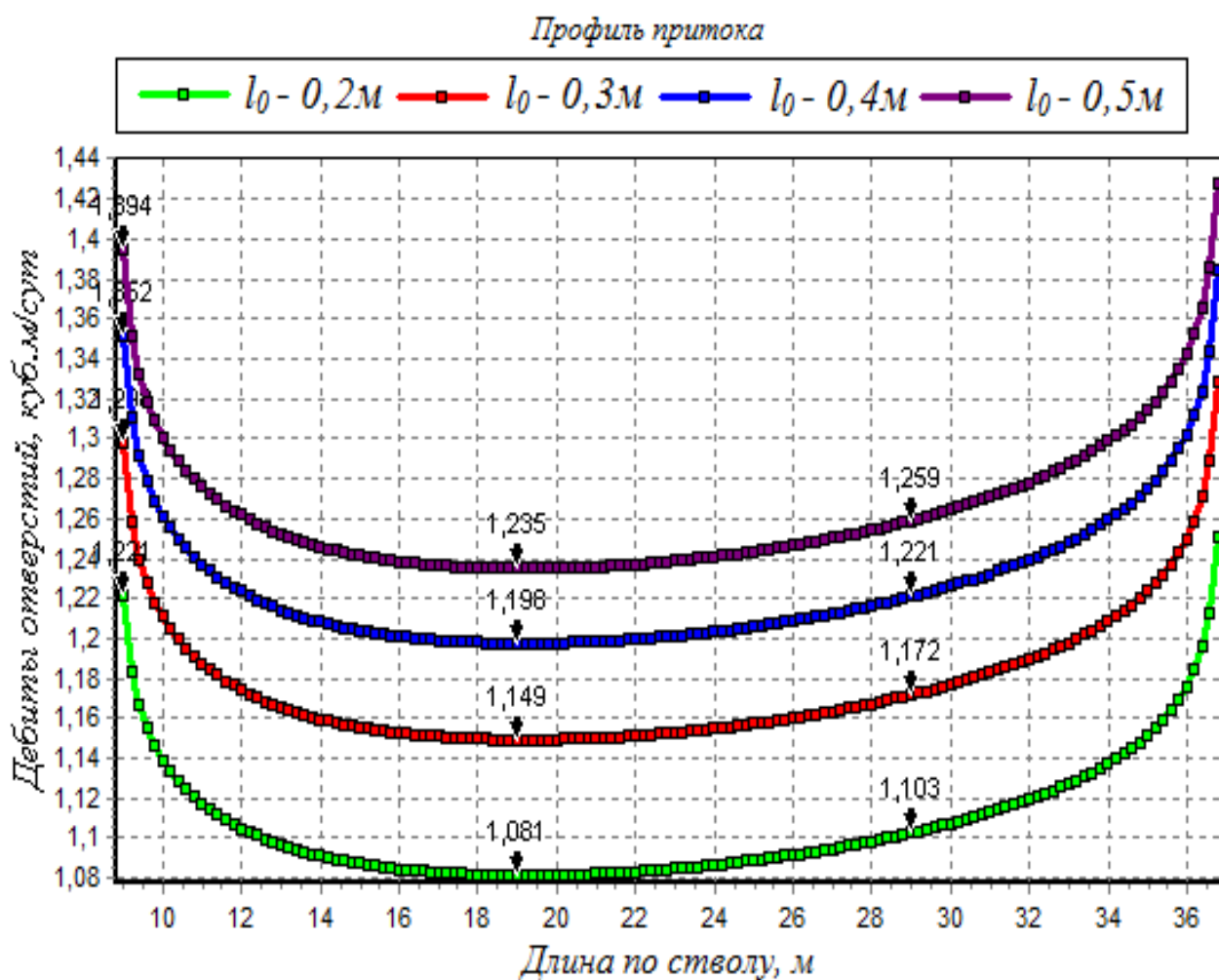


Рисунок 2.16 — Профили притока к пологому стволу нефтяной скважины при различной глубине перфорационного канала

Меньшие дебиты отверстий, находящихся в первой половине интервала перфорации, обусловлены близостью начала интервала к кровле пласта.

Вторая половина интервала находится близко к середине пласта, поэтому приток к отверстиям, расположенным на ней, больше.

В горизонтальных стволах расстояние до кровли и подошвы пласта всех отверстий одинаково.

На рисунке 2.17 показаны профили притока к горизонтальным стволам, расположенным в середине ($z = 5$ м) и ближе к кровле ($z = 2$ м, $z = 1$ м) пласта, мощностью 10 м.

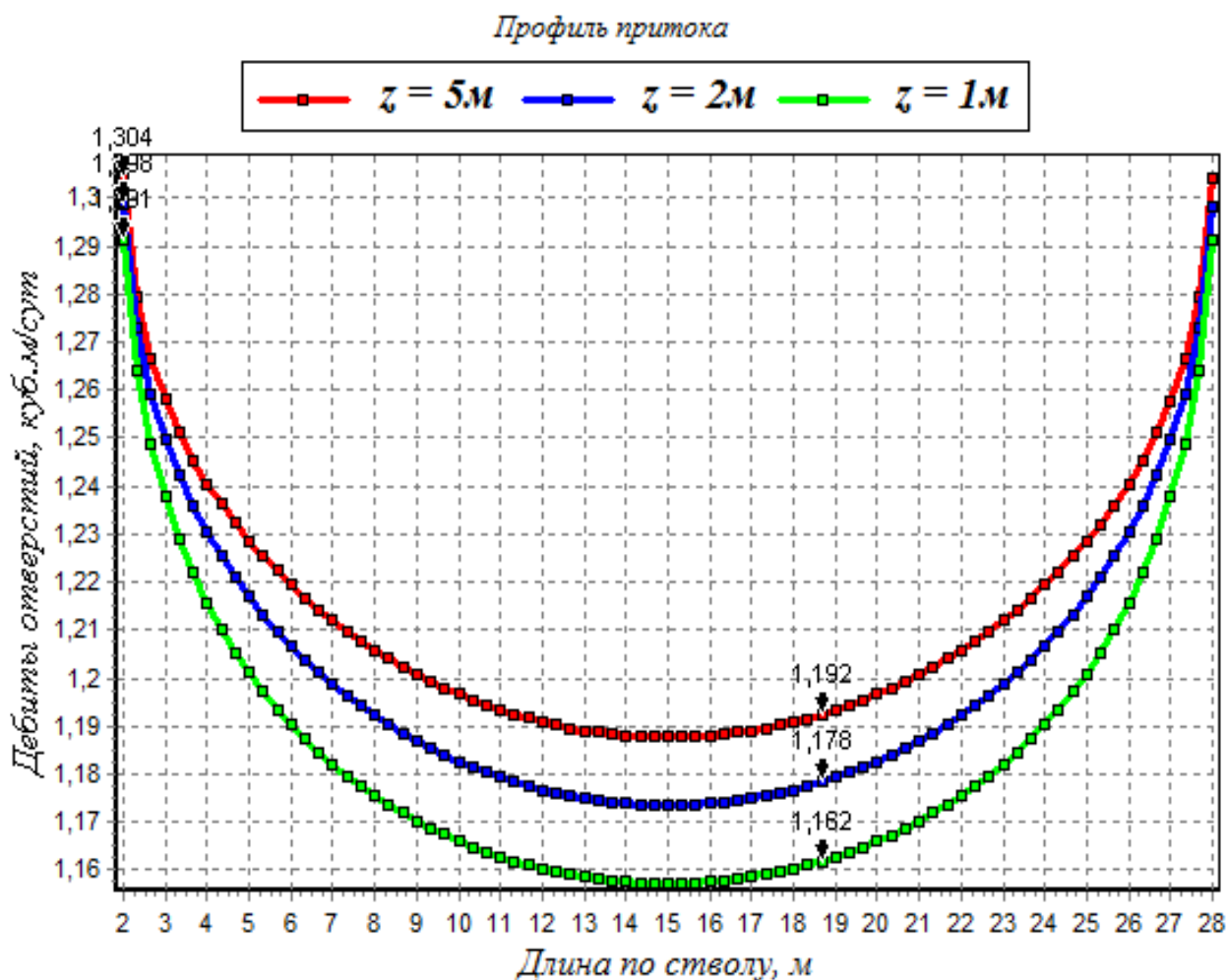


Рисунок 2.17 — Профили притока к горизонтальному стволу при расположении в середине пласта и у кровли

Как видно из рисунка 2.17, расположение горизонтального ствола относительно границ пласта существенно влияет на дебит отверстий. Оценим влияние кровли и подошвы пласта на дебит горизонтальной скважины. Для этого, в интервале продуктивного пласта мощностью 10 м разместим горизонтальный ствол скважины у кровли ($z=0$ м), у подошвы ($z=10$ м), и в различной удаленности от границ пласта.

На рисунке 2.18 показаны зависимости дебита горизонтальной скважины от глубины расположения ствола при различном значении вертикальной проницаемости.

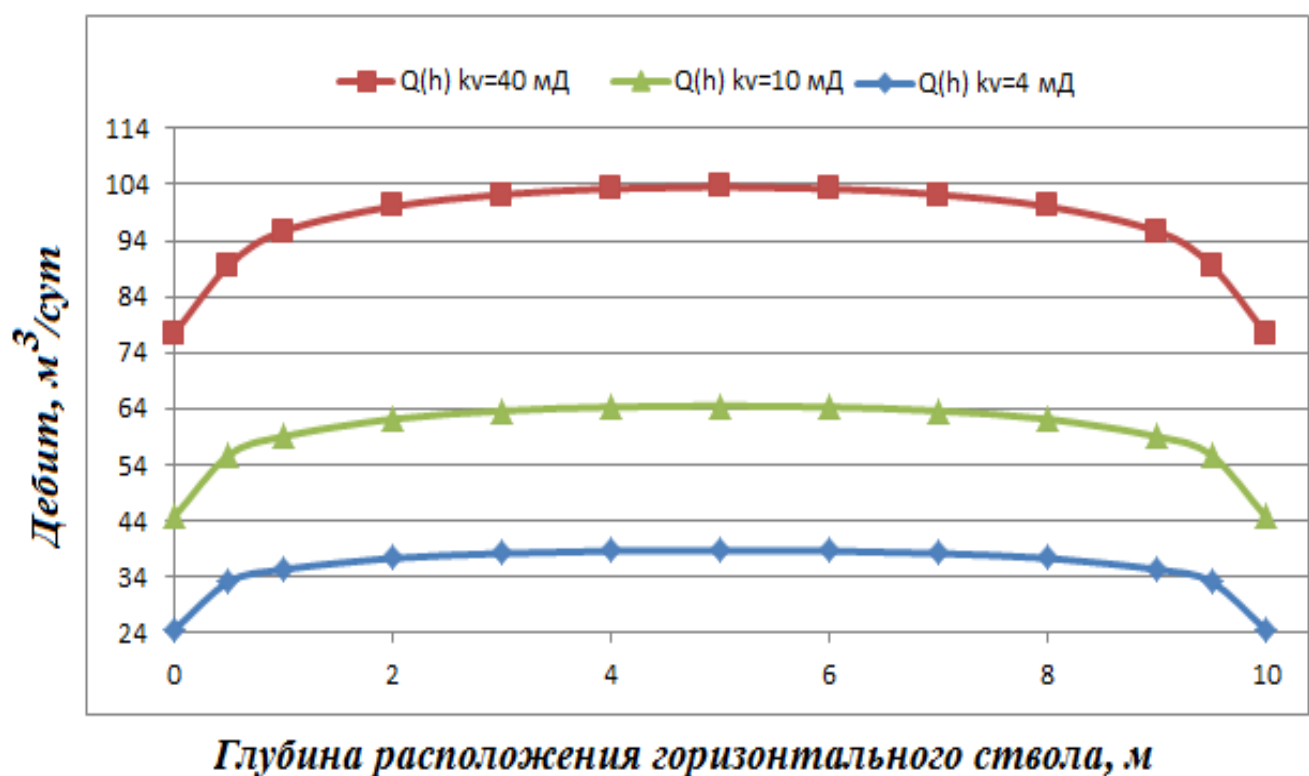


Рисунок 2.18 — Зависимость дебита горизонтальной скважины от вертикальной координаты и проницаемости по вертикали

Как следует из рисунка 2.18 наибольшие дебиты дает горизонтальный ствол, расположенный в середине продуктивного пласта. Существенное снижение дебита происходит при расположении горизонтального ствола на расстоянии 0–30 % от границ пласта.

Рассмотрим нефтяную скважину с тремя интервалами перфорации 5, 7 и 10 *отв./м*, вскрывающую пласт толщиной 20 м от кровли до подошвы (рисунок 2.19). Первый интервал перфорации разместим у кровли пласта (глубина $z = 0–5$ м), второй в середине ($z = 7,5–12,5$ м) и третий у подошвы ($z = 15–20$ м).

Давление на контуре питания 30 МПа, давление в начале ствола (точке а) 20 МПа, горизонтальная проницаемость пласта 40 мДа, вертикальная проницаемость 4 мДа. Длина перфорационного канала 0,2 м, радиус перфорационного отверстия 0,006 м.

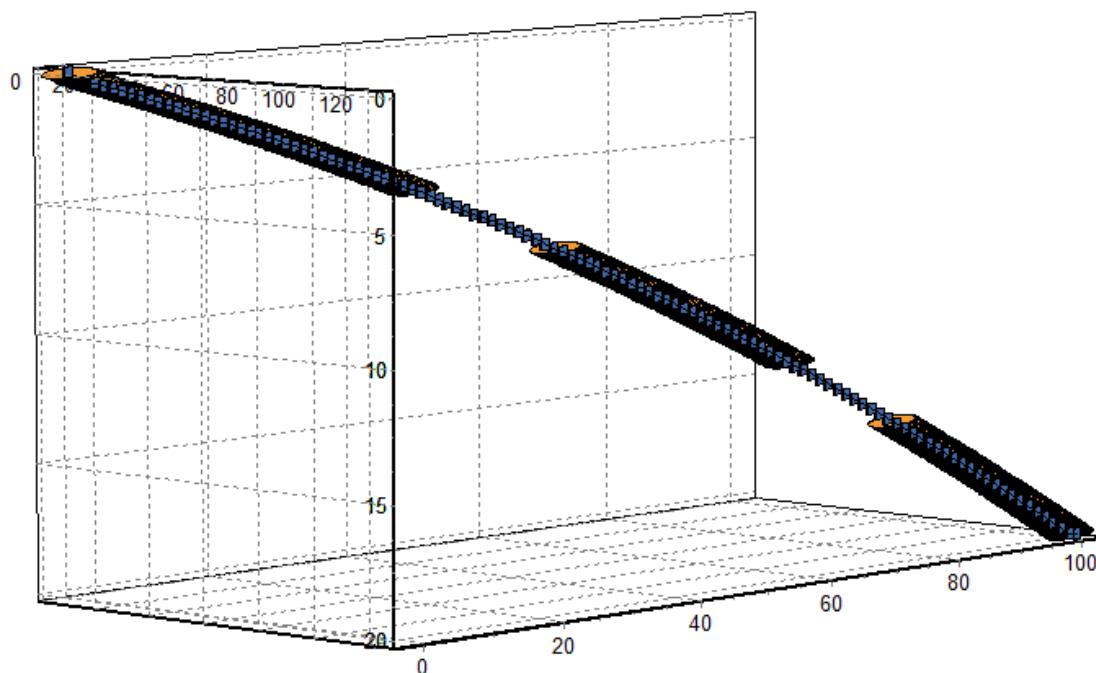


Рисунок 2.19 — Расположение ствола скважины и интервалов перфорации в пласте

В результате расчета получена следующая картина работы перфорационных отверстий по стволу скважины (рисунок 2.20).

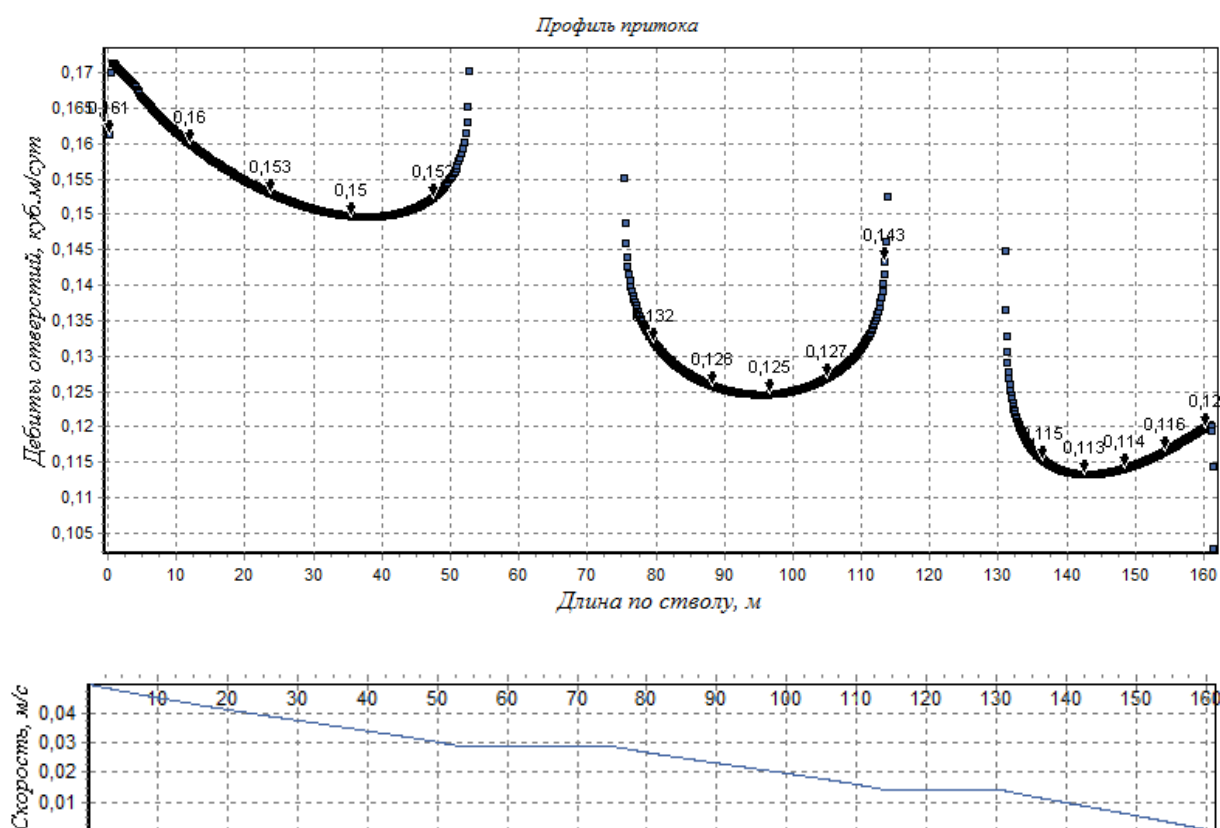


Рисунок 2.20 — Профиль притока и эпюра скоростей

Из рисунка 2.20 видно, что меньшие дебиты наблюдаются у отверстий, находящихся в середине перфорированных интервалов и на участках ствола близких к кровле и подошве пласта. Интересен тот факт, что дебиты отверстий меньше на участках с большей плотностью перфорации. Это объясняется взаимовлиянием близко расположенных друг к другу отверстий. Например, в центральном интервале перфорации, который имеет почти симметричный, относительно центрального отверстия, вид, заметно уменьшение дебитов отверстий, близких к третьему интервалу с большей плотностью перфорации.

Рассмотрим случай с одним интервалом перфорации в середине пласта и будем последовательно увеличивать плотность расположения отверстий.

На рисунке 2.21 представлены профили притока к единственному, расположенному в центре пласта ($z = 7,5-12,5$ м) интервалу при различных плотностях перфорации, а также график зависимости дебита интервала от количества отверстий.

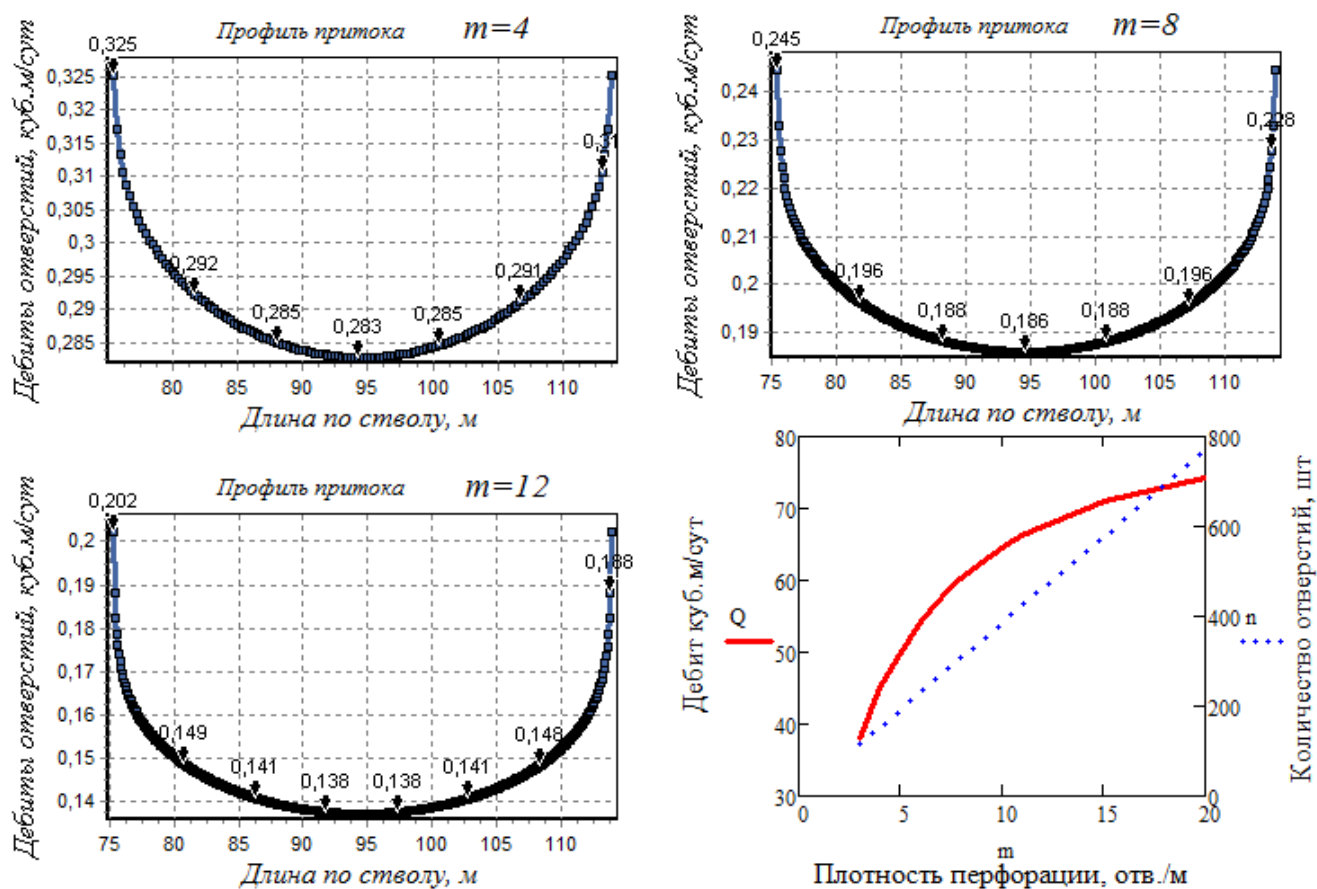


Рисунок 2.21 — Зависимость дебита интервала от плотности перфорации

Из рисунка 2.21 видно, что, тот же самый интервал перфорации, при отсутствии влияния отверстий других интервалов, дает больший дебит. Наблюдается большая симметрия относительно центра, хотя отверстия, расположенные дальше по стволу работают с дебитами несколько ниже симметричных отверстий ближе к началу ствола. Это объясняется незначительными потерями депрессии $\Delta P^{ств}$ при движении жидкости по стволу.

Из графической зависимости дебита интервала от плотности перфорации следует, что увеличение числа отверстий не ведет к кратному увеличению дебита, так как с увеличением площади фильтрации возрастает и падение депрессии от работы большего количества отверстий на участке.

В качестве еще одного примера рассмотрим пологую нефтяную скважину с тремя интервалами перфорации. Исходные данные для расчетов: толщина нефтяного пласта 10 м ; проницаемость по горизонтали 20 мДд ; по вертикали 5 мДд ; скважина с тремя интервалами перфорации с плотностью 8 отв./м ; скважина вскрывает пласт от кровли до подошвы, внутренний диаметр ствола $0,1\text{ м}$. Результаты расчетов профиля притока для трех значений длин стволов представлены на рисунке 2.22.

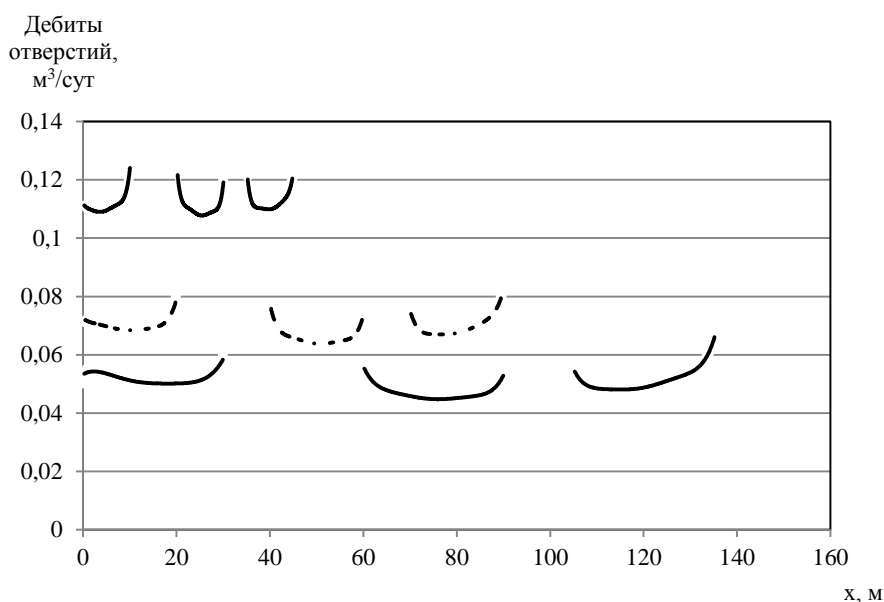


Рисунок 2.22 — Профили притока к пологой нефтяной скважине с тремя интервалами перфорации

— длина ствола 50 м; - - - длина ствола 100 м; — · — длина ствола 150 м.

Как видно из рисунка 2.22, с увеличением длины ствола дебиты отверстий уменьшаются, однако общий дебит Q скважины растет. Для ствола длиной 50 м $Q = 13,85 \text{ м}^3/\text{сут}$, для ствола длиной 100 м $Q = 16,56 \text{ м}^3/\text{сут}$ и для ствола длиной 150 м $Q = 18,07 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Падение депрессии вдоль стволов крайне незначительно, скорость потока также мала и не превышает 0,2 м/с.

Выводы по разделу 2

1. Получено и исследовано решение для установившегося притока к перфорированной нефтяной скважине сложной траектории с учетом развивающегося характера потока в стволе

2. Проведена оценка качества предлагаемой численно-аналитической модели путем сравнения результатов с известными решениями в широком диапазоне изменяемых входных параметров.

3. Разработано и опубликовано программное обеспечение для моделирования притока к перфорированной нефтяной скважине.

3 МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ СКВАЖИНЫ СЛОЖНОЙ ТРАЕКТОРИИ И СКВАЖИН, ПРОХОДЯЩИХ ЧЕРЕЗ РАЗНОПРОНИЦАЕМЫЕ ПРОПЛАСТКИ

3.1 Моделирование работы скважины сложной траектории

Выше были рассмотрены случаи вертикального, наклонного и горизонтального расположения ствола в продуктивном пласте. Такие траектории можно описать уравнением прямой вида $y = ax + b$, частные случаи которого: при $a = 0$ соответствует горизонтальному стволу, при $ax = \text{const}$ вертикальному.

Для ствола скважины, который невозможно описать элементарными математическими функциями, применим метод поинтервального разбиения профиля. В таком случае траектория ствола в продуктивном пласте будет описываться множеством прямолинейных участков, длина которых много меньше длины ствола (0,5-1 м).

Рассмотрим ствол скважины синусоидального профиля, графическая визуализация которого представлена на рисунке 3.1. Мощность пласта 10 м, колена ствола располагаются возле кровли и подошвы.

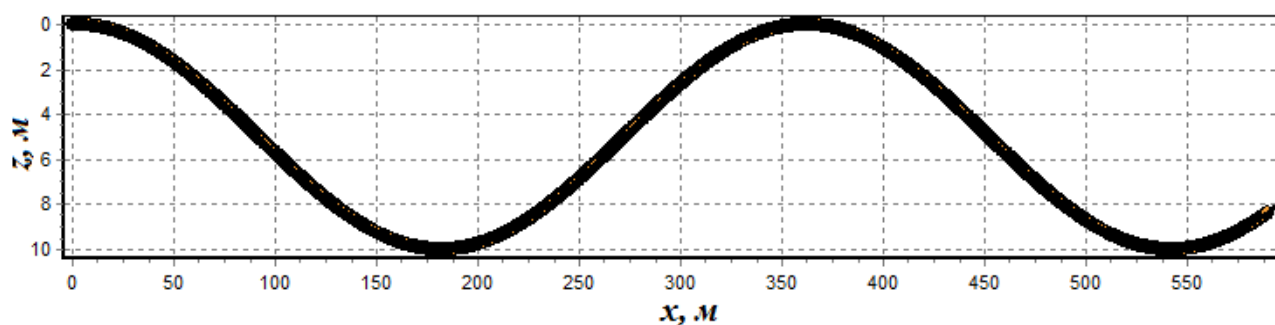


Рисунок 3.1 — Ствол скважины синусоидального профиля

В качестве эксперимента зададим плотность перфорации 7 отв./м и разместим отверстия по всей длине ствола. Профиль притока к стволу с синусоидальной траекторией и эпюра скоростей показаны на рисунке 3.2.

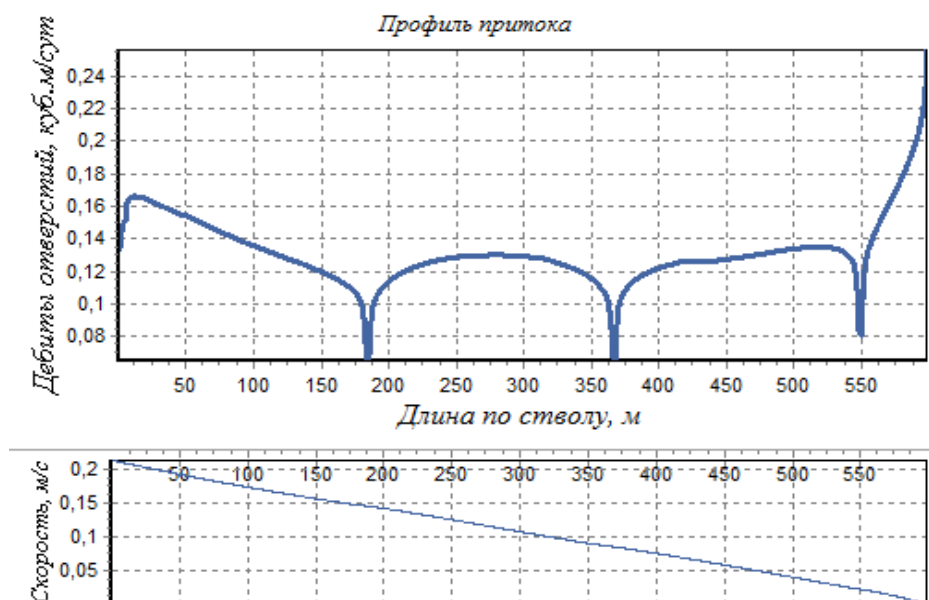


Рисунок 3.2 — Профиль притока к стволу с синусоидальной траекторией и эпюра скоростей

Как видно из рисунка 3.2, отверстия расположенные в середине колен и близко к границам пласта дают меньшие дебиты, отверстия находящиеся на прямолинейном участке и в середине пласта работают с большими дебитами. Сравним полученный профиль притока с профилем притока к аналогичному стволу синусоидальной траектории, расположенному на расстоянии 3 м от границ пласта. Для этого разместим их на одной координатной плоскости (рисунок 3.3).

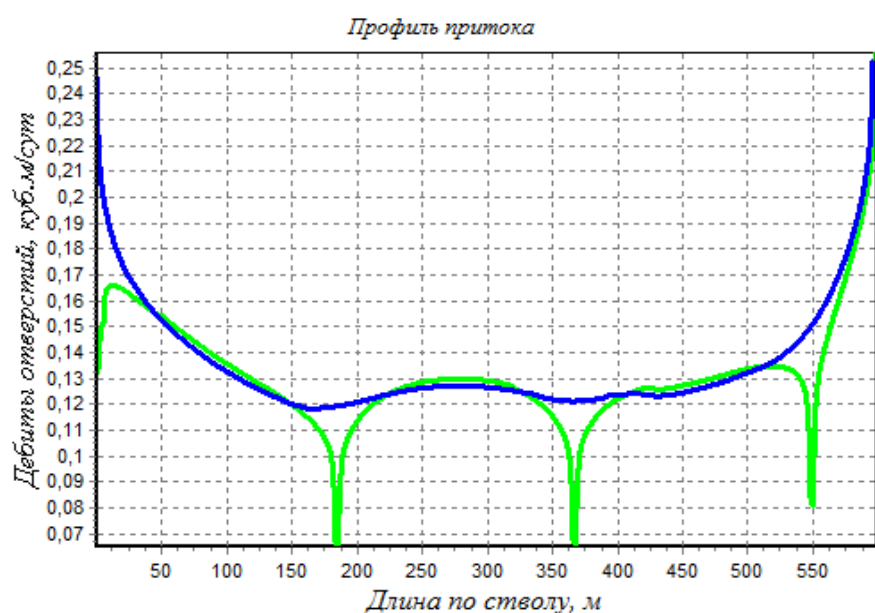


Рисунок 3.3 — Сравнение профиля притока синусоидальных стволов с расположением колен у границ пласта и на удалении от них

На рисунке 3.3 показано, что участок ствола в колене, расположенном у границ пласта ($L = 150\text{--}200, 340\text{--}490, 525\text{--}575$) работает существенно хуже, чем остальная часть ствола. При этом заметно, что и отверстия в колене, находящемся на удалении от границ пласта дают меньшие дебиты по сравнению с отверстиями находящимися на прямолинейном участке. Это объясняется тем, что отверстия на прямолинейном участке и в колене, располагающиеся на одном расстоянии по траектории ствола, имеют различное расстояние в пласте.

3.2 Моделирование работы скважины, вскрывающей разнопонищаемые объекты

Рассмотрим пологую скважину, вскрывающую 2 несообщающихся пропластка мощностью 6 и 18 м. Участок ствола, проходящий через верхний пропласток перфорирован от кровли до подошвы, в нижнем, более мощном пропластке, расположены 2 интервала перфорации. Графическая визуализация траектории профиля показана на рисунке 3.4 Исходные данные для расчета приведены в таблице 3.1.

Таблица 3.1 — Исходные данные для численного моделирования

Интервал	Параметр	Значение			Размерность
1	Начало	4			м
	Конец	10			м
	Плотность перфорации	10			отв./м
	Длина канала	0,2			м
	Количество отверстий	261			шт.
2	Начало	12			м
	Конец	20			м
	Плотность перфорации	7	7	12	отв./м
	Длина канала	0,2			м
	Количество отверстий	198	198	339	шт.
3	Начало	23			м
	Конец	30			м
	Плотность перфорации	5	10	5	отв./м
	Длина канала	0,2			м

Продолжение таблицы 3.1

Пласт	Параметр	Значение	Размерность
1	Давление	30	МПа
	Кровля	4	М
	Подошва	10	м
	Вертикальная проницаемость	20	мДа
	Горизонтальная проницаемость	50	мДа
2	Давление	30,5	МПа
	Кровля	12	М
	Подошва	30	м
	Вертикальная проницаемость	100	мДа
	Горизонтальная проницаемость	10	мДа

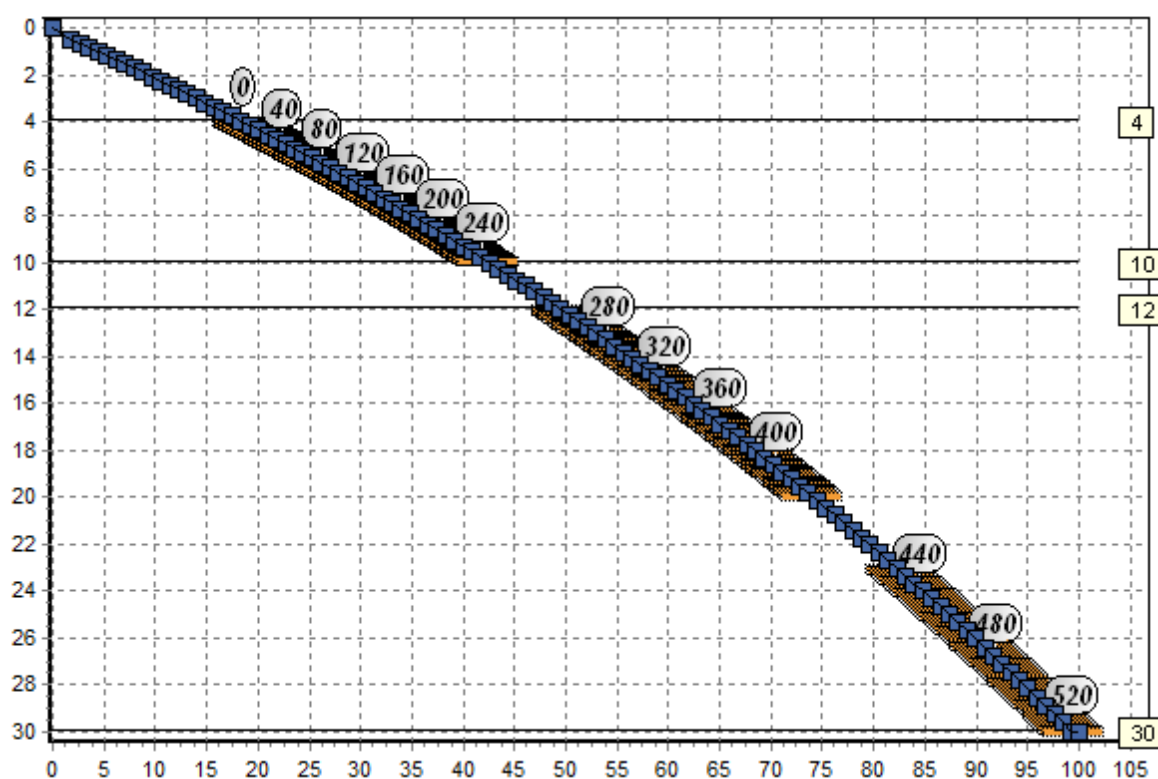


Рисунок 3.4 — Траектория пологого ствола, вскрывающего 2 пласта

- 40 порядковый номер отверстия ■ граница между участками профиля
 граница пласта перфорационный канал
10 отметка границы пласта

Результаты расчета показали, что дебит пологой скважины равен 191,42 м³/сут., из них 73,158 м³/сут. отбирается из верхнего пропластка и 118,263 из нижнего. Профиль притока и эпюра скоростей показаны на рисунке 3.5.

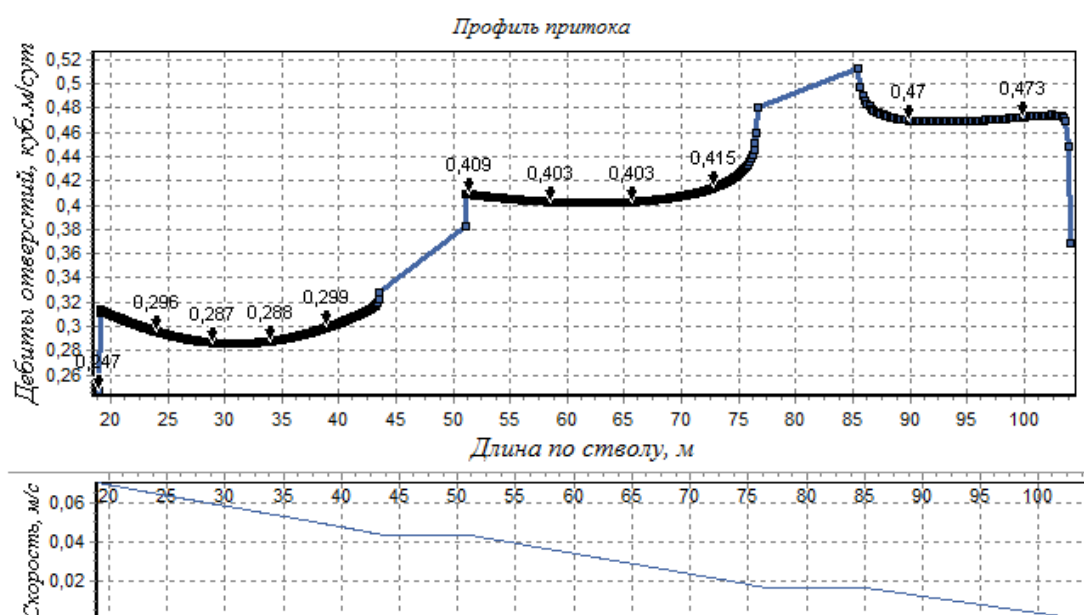


Рисунок 3.5 — Профиль притока к пологой скважине

Как видно из рисунка 3.5, дебиты отверстий, нижнего пропластка выше. В отверстиях, находящихся у кровли и подошвы наблюдается заметное падение дебита. Наибольшие дебиты дают отвестия третьего интервала, с наименьшей плотностью перфорации, из-за меньшей их интерференции. Рассмотрим, как изменится профиль притока, при изменении плотности перфорации (m) каждого из интервалов перфорации.

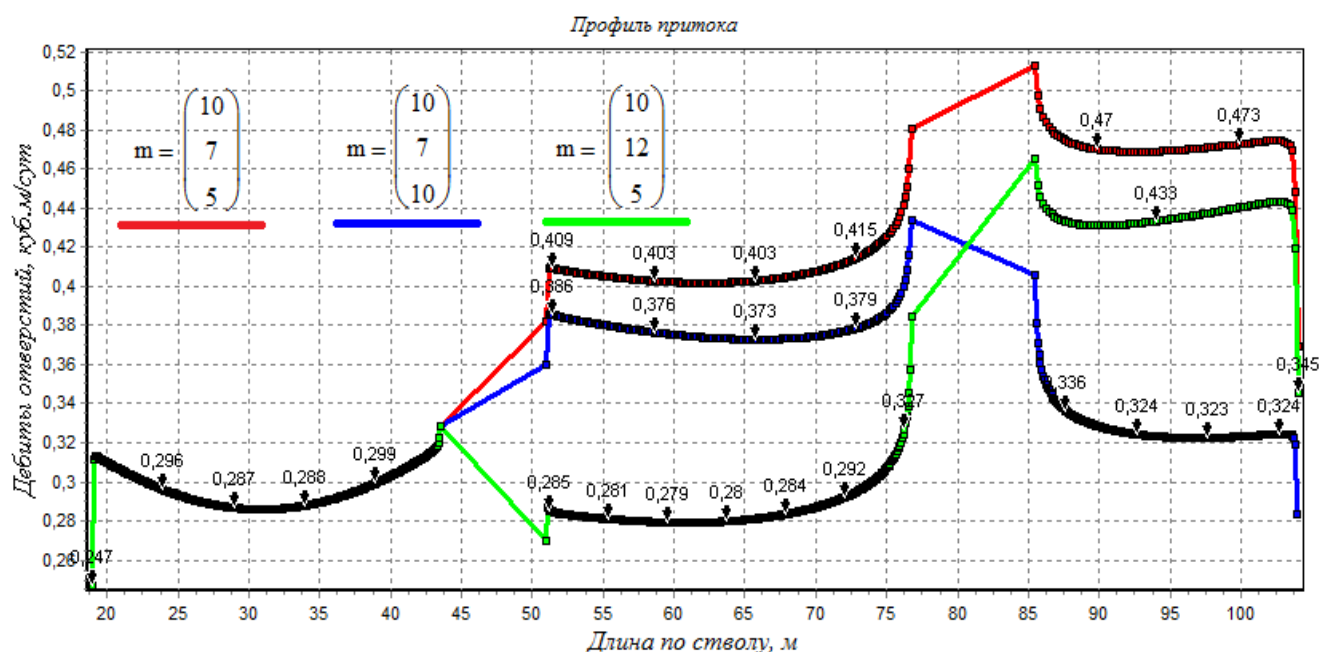


Рисунок 3.6 — Изменение профиля притока пологой скважине при изменении плотности перфорации одного из интервалов

Увеличение плотности расположения отверстий во втором интервале не понижает дебит первом интервале, так как из-за непроницаемой границы отсутствует взаимовлияние отверстий находящихся в разных пластах. Однако с увеличением плотности перфорации на одном из интервалов, расположенном в нижнем пласте, падает дебит отверстий как данного интервала, так и других, расположенных в том же пласте.

3.3 Приток к скважине сложного профиля, вскрывающей разнопроницаемые пропластки

Широкое применение горизонтальных скважин при разработке нефтяных и газовых месторождений вызывает необходимость изучения их работы, в том числе при вскрытии ими многопластовых объектов. При этом возникают такие задачи, как определение для каждого вскрываемого пласта профиля притока, эпюры скорости потока флюида по стволу, расположения интервалов перфорации в пределах пластов и других параметров с учетом фильтрационно-емкостных свойств продуктивных пластов.

Выше было получено решение для распределения депрессии и профиля притока вдоль ствола пологой перфорированной нефтяной скважины, работающей на стационарном режиме в однородно-анизотропном пласте. Каждое перфорационное отверстие ствола представлялось в виде точечного стока, а значение давления (депрессии) в районе каждого отверстия представлялось в виде суперпозиции давлений, создаваемых каждым отверстием в районе рассматриваемого отверстия.

В случае пологой скважины, ствол скважины вскрывает каждый из пропластков только один раз (1, рисунок 3.7). В случае же скважины сложной траектории, ствол скважины может вскрывать каждый из пропластков несколько раз (2, рисунок 3.7).

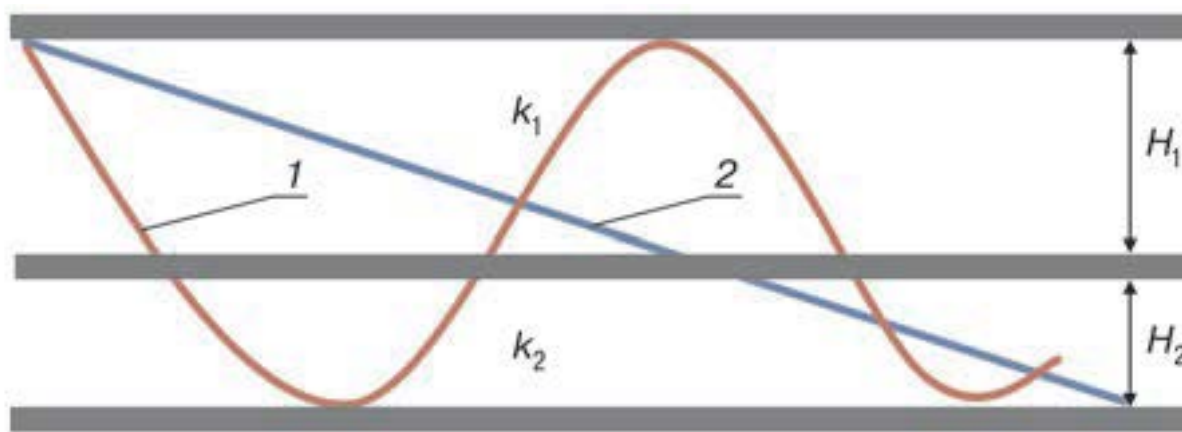


Рисунок 3.7 — Пологая скважина и скважина сложной траектории в двухпластовом объекте. 1 — пологий ствол; 2 — ствол сложного профиля

Давление (депрессия) в районе перфорационного отверстия с номером j следует определять как суперпозицию давлений (депрессий), создаваемых при работе отверстий участков ствола, находящихся в рассматриваемом пропластке с номером m .

$$\Delta P_j^m = \sum_{i=1}^{N_1} Q_i S_{ij}^m + \sum_{i=1}^{N_2} Q_i S_{ij}^m + \dots + \sum_{i=1}^{N_k} Q_i S_{ij}^m, \quad (3.1)$$

где N_1, N_2, \dots, N_k — количество перфорационных отверстий для k -го интервала ствола в рассматриваемом пласте. Функция S_{ij}^m для пласта с номером m должна определяться с учетом его характеристик (толщины и проницаемости). Уравнения вида (2.44) записываются для каждого из вскрываемых пластов, и полученная система уравнений решается совместно с уравнением движения жидкости в стволе скважины вида (2.27). В результате решения полученной системы уравнений определяются неизвестные дебиты отверстий Q_i .

В качестве примера рассмотрим работу скважины со сложной траекторией ствола (1, рисунок 3.7) и работу пологой скважины (2, рисунок 3.7). Примем следующие исходные данные: давление на забое 17 МПа, вязкость нефти 5 мПа·с, плотность нефти 850 кг/м³, радиус скважины 0,1 м, расстояние до нагнетательной скважины 1000 м, плотность перфорации 4 отв./м, глубина перфорационного канала 0,2 м. Длина стволов скважин сложного профиля и пологой составляет

600,5 м. Проницаемость в горизонтальном направлении верхнего пласта $0,05 \text{ мкм}^2$, нижнего $0,01 \text{ мкм}^2$, вертикальная проницаемость $0,01 \text{ мкм}^2$ в обоих пластах, пластовое давление 20 и 20,5 МПа соответственно.

На рисунке 3.8 представлен профиль притока к стволу скважины со сложной траекторией ствола и профиль притока к пологой скважине.

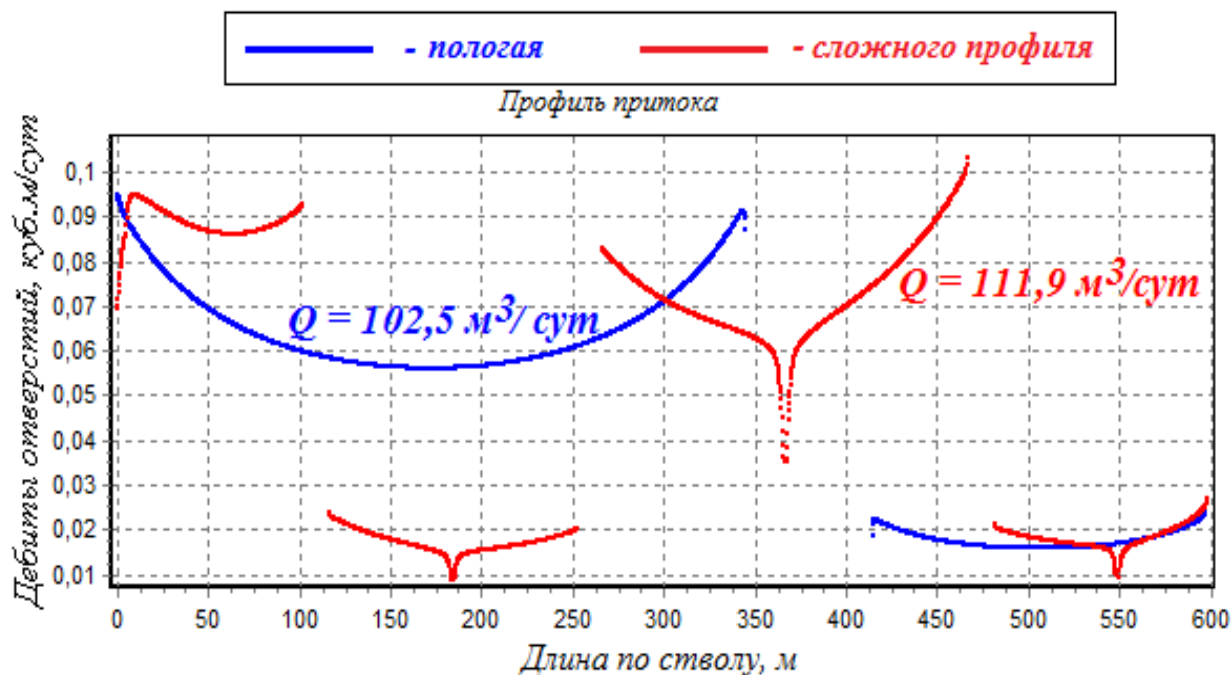


Рисунок 3.8 — Профили притока к пологой скважине и скважине со сложной траекторией

Расчетный дебит скважины со сложной траекторией ствола составил $111,9 \text{ м}^3/\text{сут}$, пологой скважины $102,5 \text{ м}^3/\text{сут}$. Дебит скважины сложной траектории выше за счет расположения интервалов вскрытия в каждом из пластов на расстоянии друг от друга и меньшего взаимного влияния этих интервалов.

С приближением ствола к непроницаемым кровле и подошве дебит перфорационных отверстий уменьшается. Особенно это заметно для «колен» скважины сложного профиля.

Для нижнего пласта с низкой проницаемостью увеличить отборы можно за счет увеличения длины ствола для равномерной выработки запасов верхнего и нижнего пластов

На рисунке 3.9 показаны эпюры скоростей потока вдоль стволов скважин.

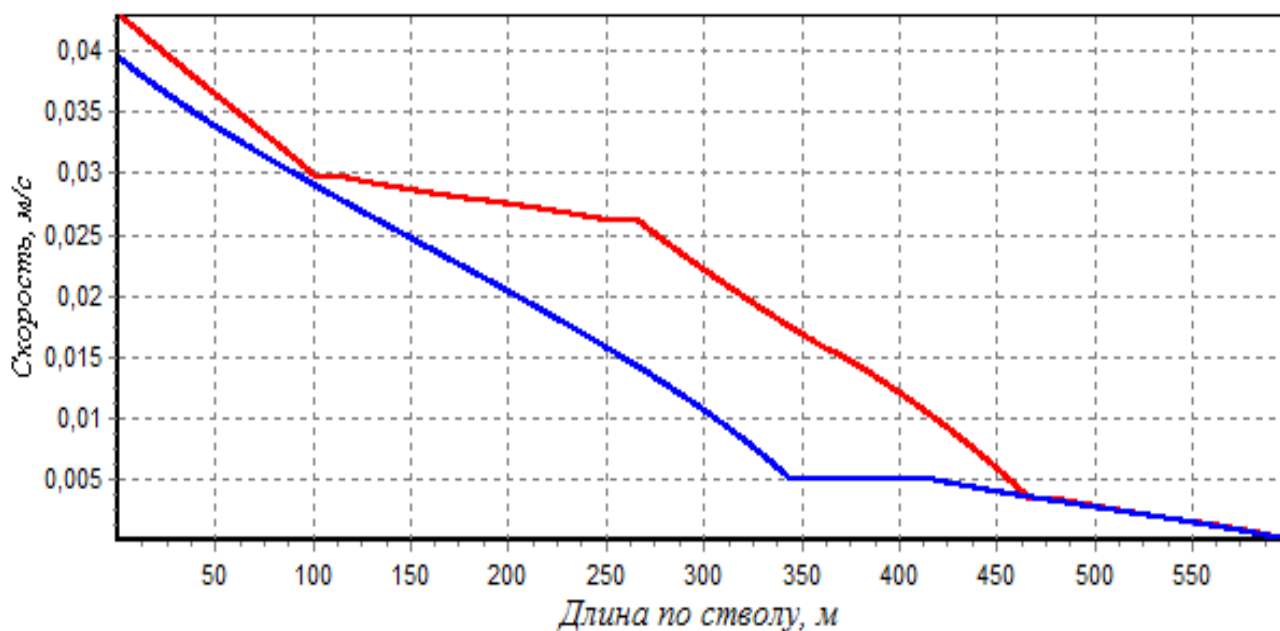


Рисунок 3.9 — Эпюры скоростей потока вдоль стволов

Скорость потока на большей части ствола скважины сложного профиля выше, чем у пологой скважины за счет большего дебита на конце ствола.

3.4 Работа скважины сложного профиля в условиях осаждения мехпримесей

Для обоих стволов скорость потока нефти недостаточна для выноса мехпримесей и не превышает 0,04 м/с. В случае ствола сложной траектории имеется угроза закупоривания нижних участков ствола мехпримесями в районе «колен» (рисунок 3.10).

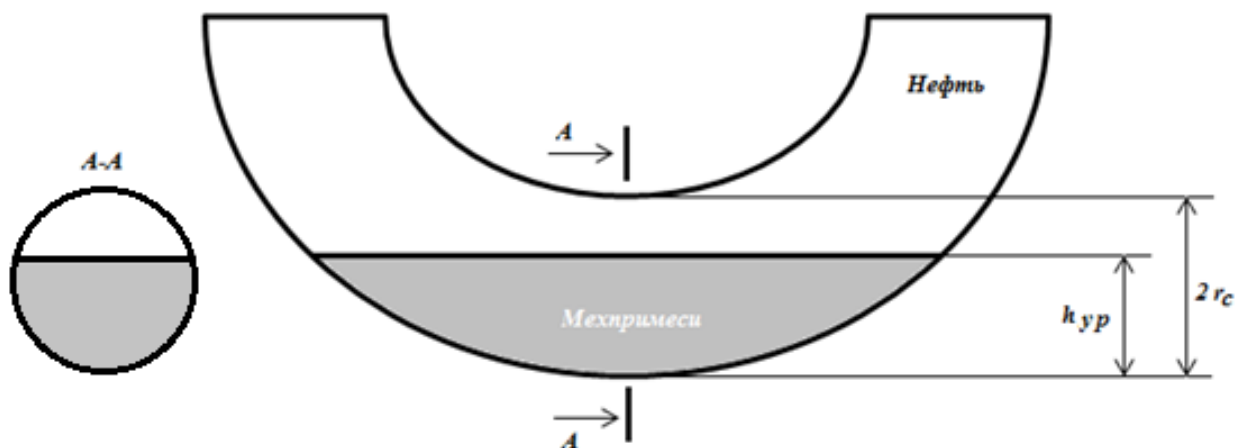


Рисунок 3.10 — Схематичное изображение колена с мехпримесями

При отложении мехпримесей в «колене» происходит сужение его поперечного сечения, что влечет за собой увеличение скорости при течении через «колени». Площадь поперечного сечения «колена» рассчитывается по формуле для сегмента круга.

В то же время, за счет поворота и сужения потока, а также слияния потоков из перфорационного канала с потоком, движущимся по стволу с большей скоростью, в коленах с мехпримесями возникают гидравлические потери большие, чем в остальных участках ствола.

На рисунке 3.11 представлена эпюра скоростей при 50%-ом ($h_{yp}/2r_c = 0,5$) заполнении мехпримесями середины «колен».

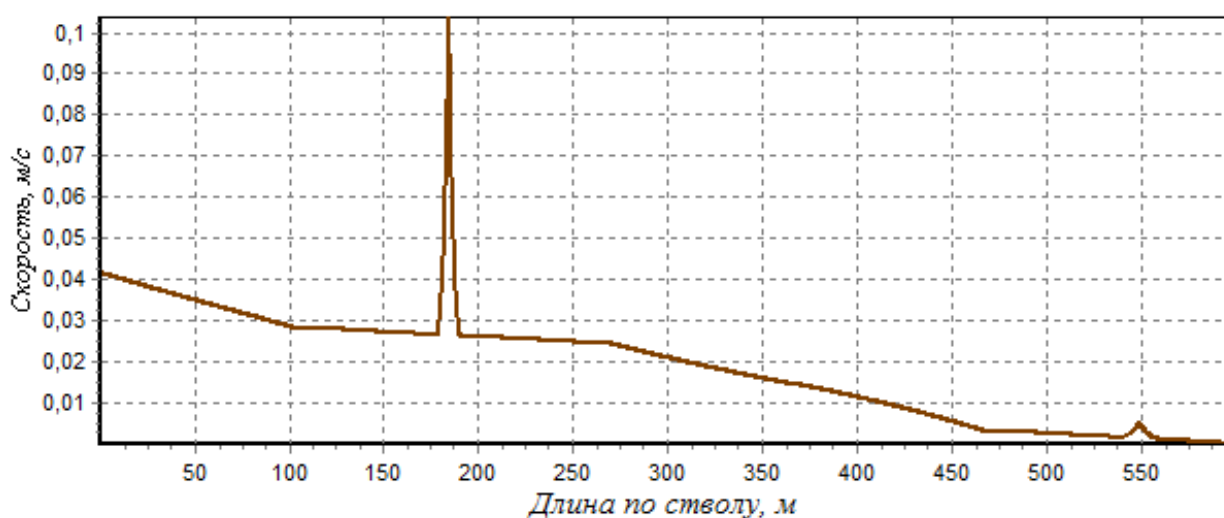


Рисунок 3.11 — Эпюра скорости потока в скважине сложного профиля при формировании песчаных пробок

Из рисунка 3.11 видно, что наибольшие скорости потока наблюдаются в районе отверстий, расположенных в участках ствола с наименьшим поперечным сечением, т.е. в середине «колен». После прохождения «колена» скорость потока падает. Если скорость потока недостаточна для выноса мехпримесей, то «колени» неизбежно будет рано или поздно закупорено мехпримесями в результате их постоянного поступления в ствол. У пологой скважины мехпримеси будут скапливаться в конце ствола, что может привести к прекращению дренирования нижнего пласта.

На рисунке 3.12 показана зависимость скорости потока в колене от уровня закупоривания мехпримесями.

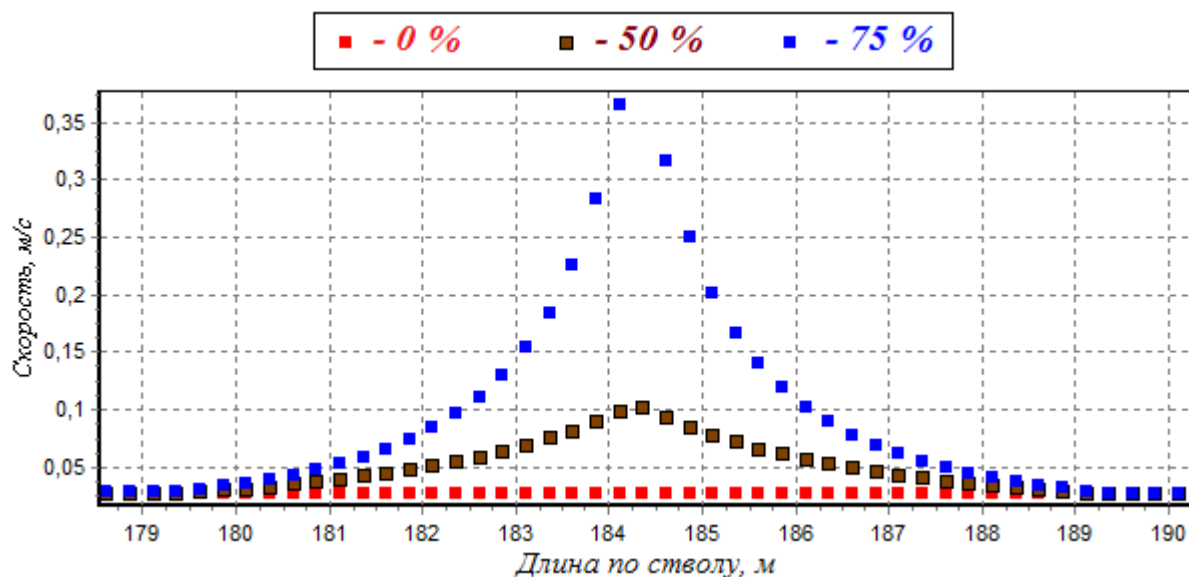


Рисунок 3.12 — Изменение скорости потока в колене с мехпримесями в районе каждого перфорационного отверстия

Разработанная методика расчета профиля притока к нефтяным скважинам со сложной траекторией ствола в многопластовом объекте позволяет рассчитывать продуктивность скважин, продуктивность отдельных интервалов ствола и оценивать их работу при различной траектории ствола.

Выводы по разделу 3

1. Получена система уравнений для установившегося притока к перфорированной нефтяной скважине сложной траектории, вскрывающей разнопроницаемые несообщающиеся пропластки, с учетом развивающегося потока в стволе.

2. Исследовано решение для работы перфорированной нефтяной скважины со сложной траекторией в условиях отложения мехпримесей.

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К ОТКРЫТОМУ СТОЛУ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ И МНОГОЗАБОЙНОЙ СКВАЖИНЕ

Известные формулы для расчета дебита нефтяной скважины с открытым стволом (1.4, 1.14, 1.22–1.24) широко применяются для оценки производительности вертикальных, либо горизонтальных скважин, однако, не дают картины работы отдельных участков ствола. Многими исследователями [78–82, 92–93] отмечается, что приток к горизонтальному стволу нефтяной скважины имеет U-образную форму, то есть дебит участков в середине горизонтального ствола ниже, чем на его концах. Знание дебита отдельных участков, позволяет оценить влияние интерференции на другие участки ствола с учетом расстояния между участками и их производительности, поэтому, остается невозможным использование аналитических формул в условиях работы системы нескольких стволов, таких как скважина с забуренным боковым стволом, боковым стволом с горизонтальным участком, для многоствольной, для многозабойных вертикальных, многозабойных горизонтальных и других скважин сложной архитектуры.

4.1 Математическая модель притока к открытому стволу горизонтальной нефтяной скважины

Для решения описанной выше задачи разобьем открытый ствол на множество участков, длина каждого из которых много меньше длины ствола, и определим дебит каждого участка с учетом его интерференции с остальными. Рассмотрим горизонтальный открытый ствол нефтяной скважины (рисунок 4.1). К элементарному участку ствола dl идет приток жидкости dQ из пласта и смешивается с потоком Q , движущемся в стволе скважины.

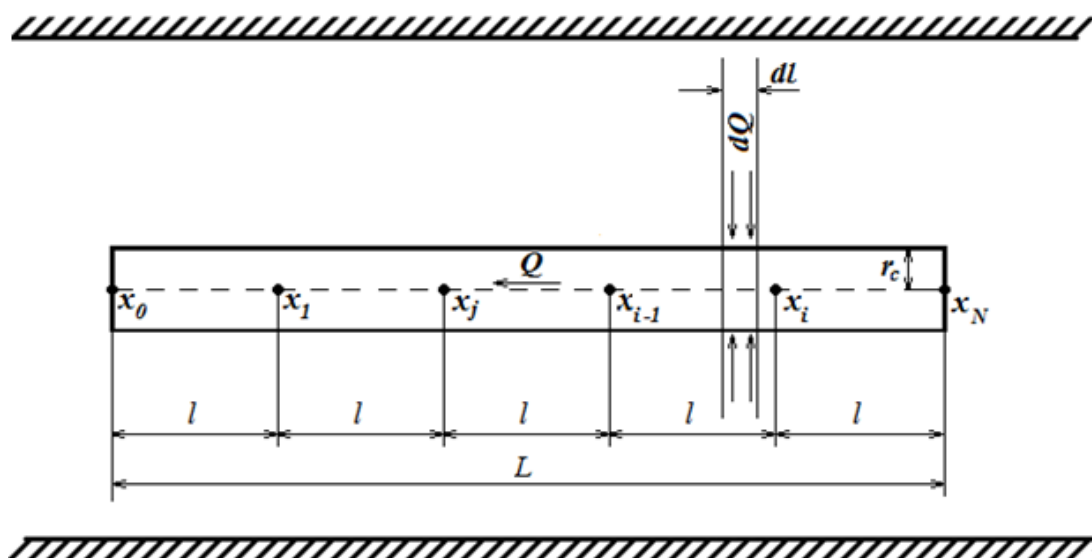


Рисунок 4.1 — Схема притока к открытому стволу горизонтальной скважины

Представим элементарный участок ствола dl точечным стоком, к которому идет радиально-сферический приток. Тогда горизонтальный участок конечной длины с координатами концов x_1 и x_2 является линией стоков. В таком случае выражение для потенциала, вызванного работой линии стоков (x_1 - x_2) примет вид:

$$\Phi_0 = -\frac{Q_0}{4\pi} \int_{x_1}^{x_2} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\left(\sqrt{(x-X)^2 + (y-y_0)^2 + (z-z_0+2nh)^2} \right)^{-1} + \left(\sqrt{(x-X)^2 + (y-y_0)^2 + (z+z_0+2nh)^2} \right)^{-1} \right) dX + C \quad (4.1)$$

Разделяя траекторию ствола длиной L на N равных участков конечной длины l , преобразуем выражение для потерь депрессии в пласте, вызванных интерференцией (2.14). Пусть x — вектор координат концов участков, $x = (x_0, L/N..N)$, тогда потери депрессии для j -го участка ствола на единицу длины определятся как

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} \quad (4.2)$$

где

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \cdot \frac{N}{L} \int_{x_{i-1}}^{x_i} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{aligned} & \left(\sqrt{\chi_h(x_j - X)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} + \\ & + \left(\sqrt{\chi_h(x_j - X)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - X)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - X)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - X)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - X)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2nh)^2} \right)^{-1} \end{aligned} \right) dX$$

Найдем первообразную от подынтегральной функции в выражении (4.2).

$$\begin{aligned} & \ln \left(\chi_h(X - x_j) + \sqrt{\chi_h(X - x_j)^2 + \chi_h(y_i - y_j)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2 \cdot h \cdot n)^2} \right) + \\ & \ln \left(\chi_h(X - x_j) + \sqrt{\chi_h(X - x_j)^2 + \chi_h(y_i - y_j)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2 \cdot h \cdot n)^2} \right) + \\ & - 0,5 \cdot \ln \left(\chi_h(X - x_j) + \sqrt{\chi_h(X - x_j)^2 + \chi_h(y_i - y_j)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2 \cdot h \cdot n)^2} \right) - \\ & - 0,5 \cdot \ln \left(\chi_h(X - x_j) + \sqrt{\chi_h(X - x_j)^2 + \chi_h(y_i - y_j)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2 \cdot h \cdot n)^2} \right) - \\ & - 0,5 \cdot \ln \left(\chi_h(X - x_j) + \sqrt{\chi_h(X - x_j)^2 + \chi_h(y_i - y_j)^2 + \chi_v(z_j - z_i + 2 \cdot h \cdot n)^2} \right) - \\ & - 0,5 \cdot \ln \left(\chi_h(X - x_j) + \sqrt{\chi_h(X - x_j)^2 + \chi_h(y_i - y_j)^2 + \chi_v(z_j + z_i + 2 \cdot h \cdot n)^2} \right) \end{aligned} \quad (4.3)$$

По правилу Ньютона-Лейбница [94] для вычисления определенного интеграла, подставляя концы участка разбиения в выражение 3.3, находим значение функции S для каждой пары интервалов. Несмотря на громоздкий аналитический вид функции первообразной, ее использование позволяет существенно сократить время, затрачиваемое на вычисления, в противовес численному интегрированию, особенно, при детальном разбиении горизонтального ствола.

4.2 Численное моделирование притока к открытому горизонтальному стволу нефтяной скважины

Рассмотрим открытый горизонтальный ствол длиной 100 м, диаметром 0,2 м, проходящий посередине однородного изотропного пласта мощностью 10 м с проницаемостью 40 мДа. Пластовое давление 30 МПа, забойное давление 20 МПа, расстояние до контура питания 1000 м.

Известная формула Борисова (1.22) для горизонтальной скважины дает

$$Q = \frac{2\pi kh\Delta P}{\mu \left(\ln\left(\frac{4R_{\kappa}}{L}\right) + \frac{h}{L} \ln\left(\frac{h}{2\pi r_c}\right) \right)} = \frac{2\pi \cdot 40 \cdot 10^{-15} 10^7}{0.005 \left(\ln\left(\frac{4000}{100}\right) + \frac{10}{100} \ln\left(\frac{10}{2\pi 0.1}\right) \right)} = 0,001268 \text{ м}^3/\text{с},$$

$$Q = 109,515 \text{ м}^3/\text{сут}.$$

Применим описанную выше методику для моделирования установившегося притока к открытому горизонтальному стволу. Для этого разобьем горизонтальный ствол на N равных участков. Варьируя количество разбиений, были получены следующие расчетные дебиты (рисунок 4.2).

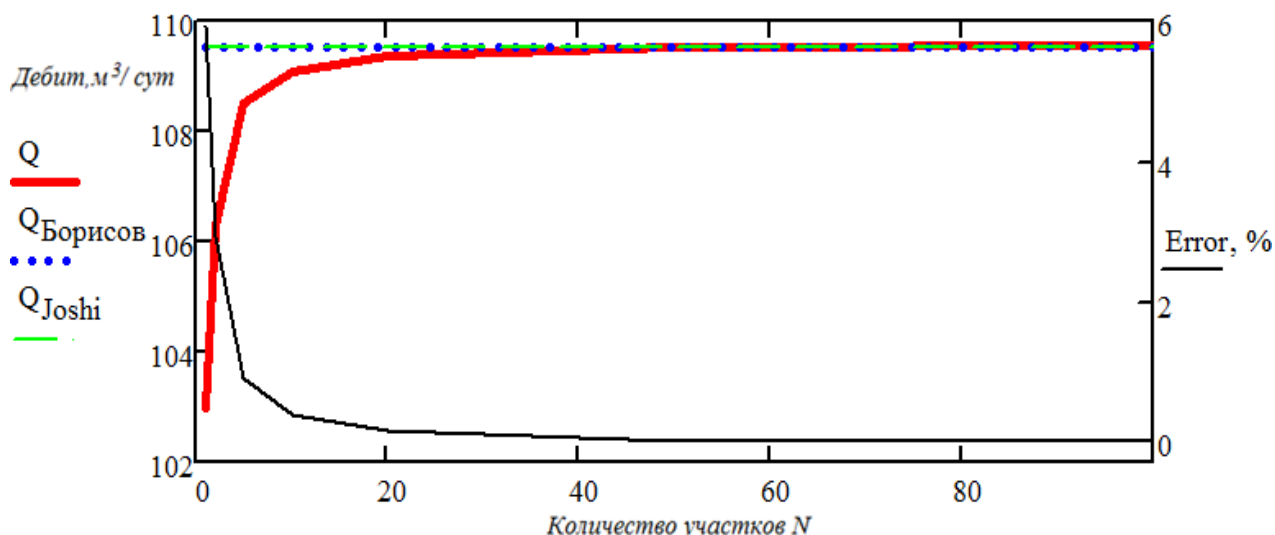


Рисунок 4.2 — Зависимость дебита от количества участков

В ходе численного эксперимента установлено, что, с увеличением количества разбиений значение суммарного дебита всех участков сходится к значению, близкому полученному по формуле Борисова.

На рисунке 4.3 приведен профиль притока к горизонтальному стволу, при $N = 100$ длина участка 1 м.

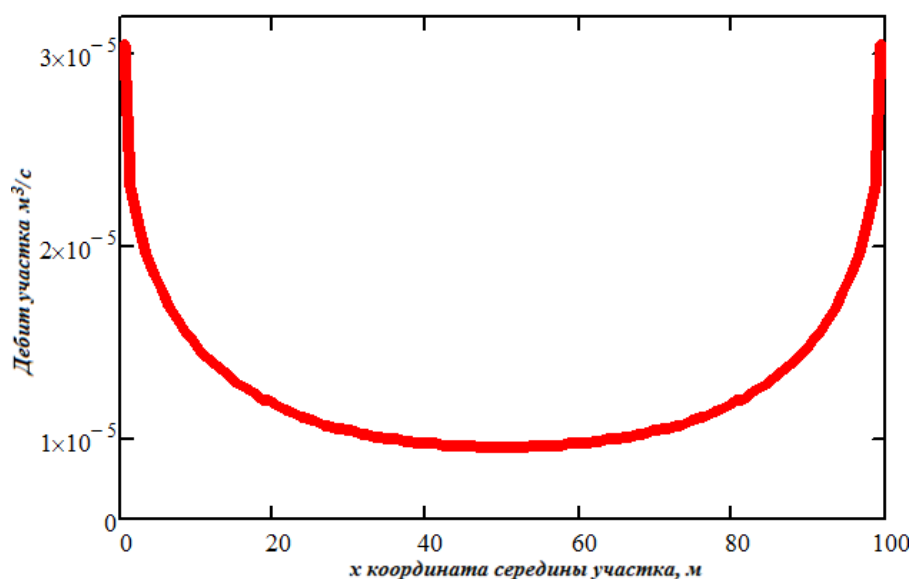


Рисунок 4.3 — Профиль притока к горизонтальному стволу

Уменьшение длины участка l , ведет к понижению приходящегося на него притока, и, следовательно, создаваемого понижения депрессии в пласте (рисунок 4.4). В то же время, количество участков увеличивается, а их суммарный дебит остается в районе величины, близкой к значению, которое дают известные формулы для ГС.

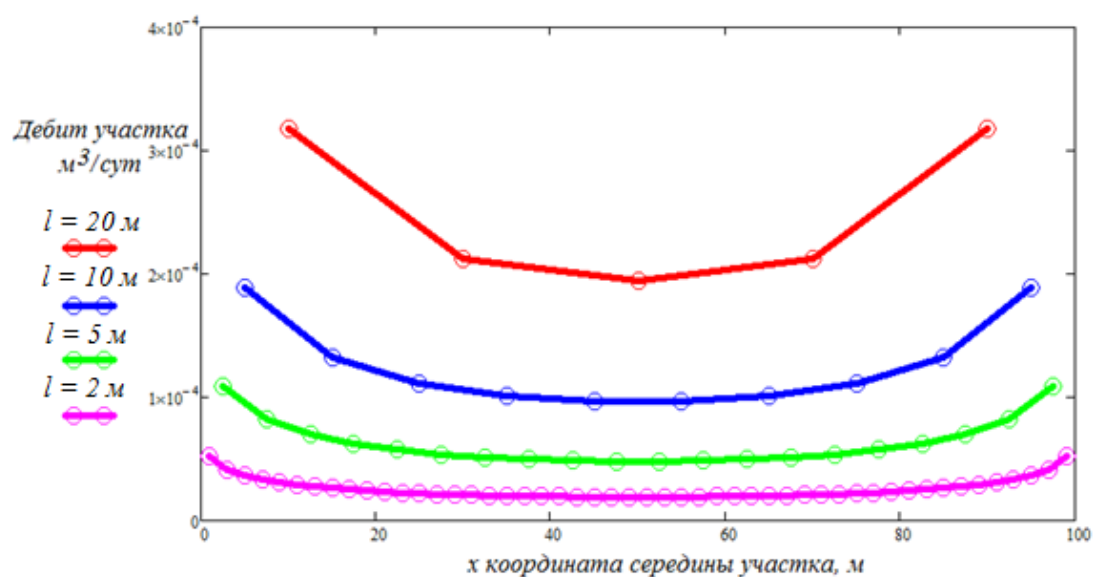


Рисунок 4.4 — Профили притока при разном количестве разбиений ствола ($N = 5, 10, 20, 50$)

Рассмотрим горизонтальный ствол длиной 100 м, диаметром 0,2 м, проходящий по середине однородного пласта мощностью 10 м с проницаемостью 50 мДа. Пластовое давление 30 МПа, забойное давление 20 МПа, расстояние до контура питания 1000 м.

В результате численного моделирования получен профиль притока к горизонтальному стволу (рисунок 4.5).

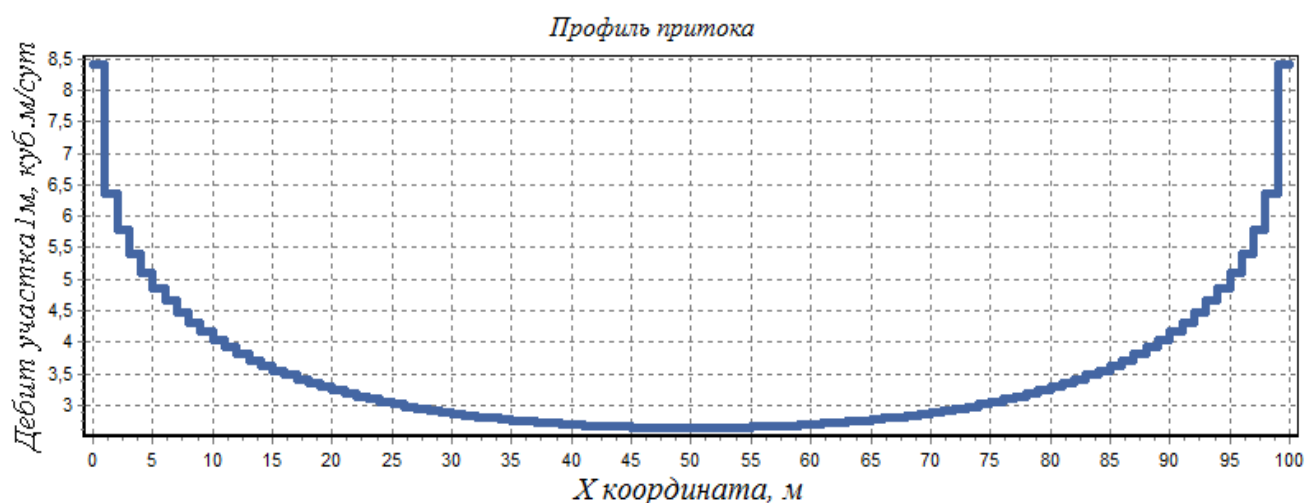


Рисунок 4.5 — Профиль притока к горизонтальному стволу

Суммарный дебит всех участков равен 349,25 м³/сут. Сравним полученные результаты с известными аналитическими решениями для установившегося притока к горизонтальным скважинам. Результаты расчета по различным методикам (1.22–1.24) и с помощью разработанной методики представлены в таблице 4.1.

Таблица 4.1 — Сравнение методов оценки дебита горизонтального ствола

Метод	Дебит, м ³ /сут
Борисов	349,08
Joshi	349,08
Giger	349,13
Решение с помощью функции потенциала точечного стока (4.2)	349,25

Рассмотрим, как меняется профиль притока при различной мощности пласта (рисунок 4.6).

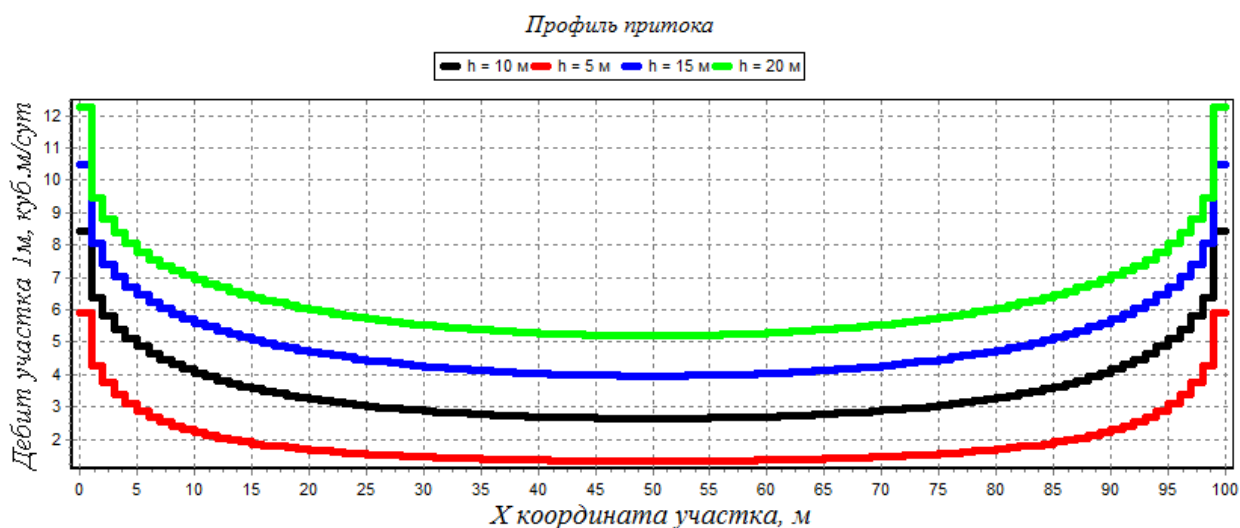


Рисунок 4.6 — Профили притока при различной мощности пласта

Как следует из рисунка 4.6, в пластах малой мощности разность дебитов на концах ствола и середине выше, а форма профиля притока более вогнутая. Это связано с тем, что в маломощных пластах, расстояние до непроницаемых границ меньше, и работающие в пласте участки создают большую интерференцию на остальные.

Рассмотрим зависимость отношения дебитов участков на конце и в середине от толщины пласта (рисунок 4.7).

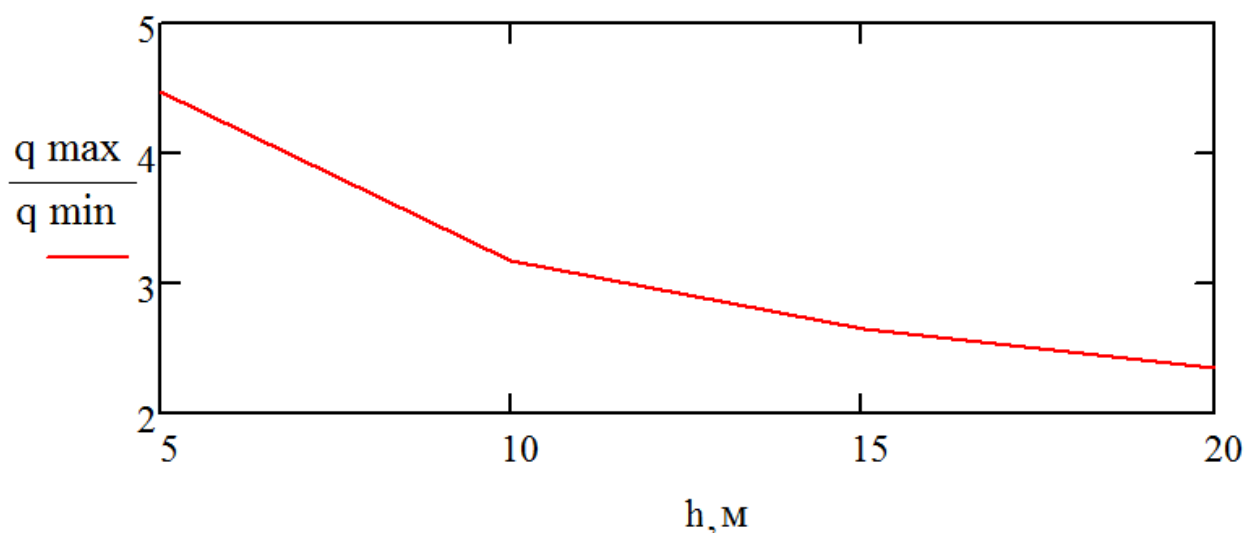


Рисунок 4.7. — Зависимость отношения дебитов участков на конце и в середине от толщины пласта

Зависимость на рисунке 4.7 показывает, что в пластах малой толщины дебиты участков могут различаться почти в 5 раз.

Данный подход, показывающий хорошую сходимость с известными формулами, позволяет рассчитывать приток к системам из перфорированных и открытых стволов, учитывая взаимное влияние одновременно работающих в пласте участков открытого ствола и перфорационных отверстий.

4.3 Профиль притока к нефтяной скважине с протяженным синусоидальным окончанием

Рассматривается анизотропный пласт мощностью h с горизонтальной проницаемостью k_h и вертикальной проницаемостью k_v , пластовым давлением $P_{пл}$, который вскрывает скважина с произвольной траекторией горизонтального окончания (рисунок 4.8). Точка входа в пласт $A (x_a, y_a, z_a)$.

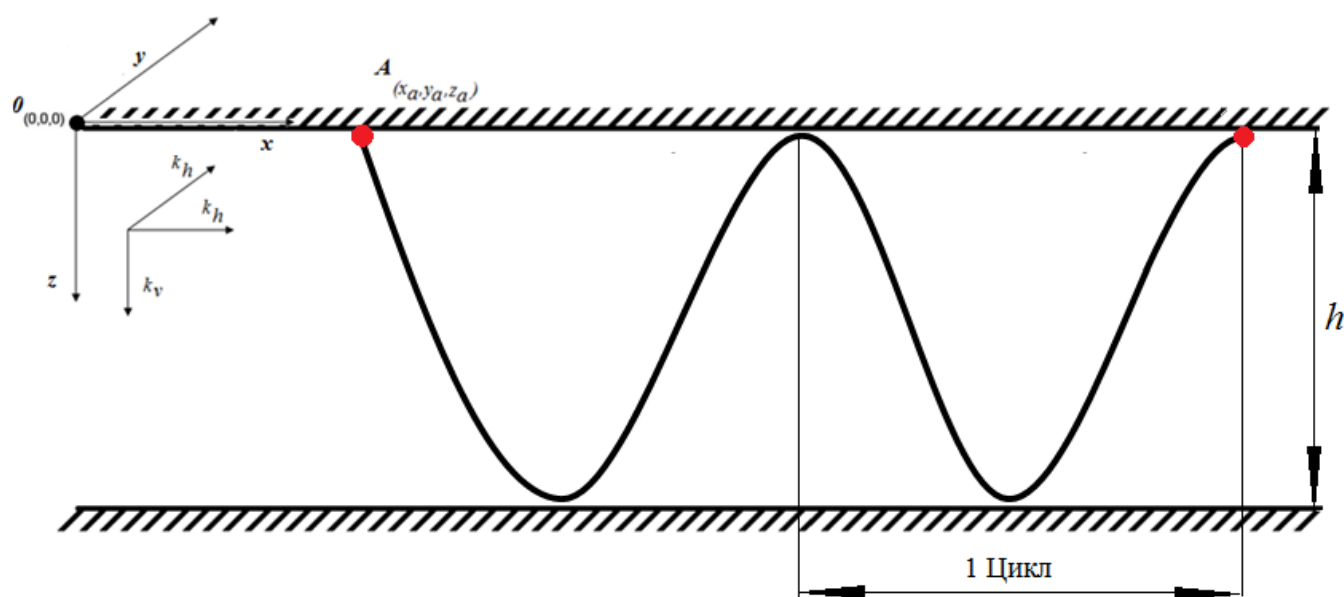


Рисунок 4.8. — Расположение скважины в пласте

Представляя траекторию ствола как множество последовательно расположенных прямолинейных участков (линий стоков), вычисляя угол (α) с вертикалью каждого участка длиной (l), получаем выражение для падения депрессии в пласте.

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij} \quad (4.4)$$

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \int_0^{l_j} \sum_{n=-\infty}^{\infty}$$

$$\begin{aligned} & \sqrt{\chi_h \left(\left(x_{j-1} + \frac{l_j}{2} \sin(\alpha_j) \right) - (x_{i-1} - L \cdot \sin(\alpha_j)) \right)^2 + \chi_h r_c^2 + \chi_v \left(\left(z_{j-1} + \frac{l_j}{2} \cos(\alpha_j) \right) - (z_{i-1} + L \cdot \cos(\alpha_j)) + 2nh \right)^2}^{-1} + \\ & + \sqrt{\chi_h \left(\left(x_{j-1} + \frac{l_j}{2} \sin(\alpha_j) \right) - (x_{i-1} - L \cdot \sin(\alpha_j)) \right)^2 + \chi_h r_c^2 + \chi_v \left(\left(z_{j-1} + \frac{l_j}{2} \cos(\alpha_j) \right) + (z_{i-1} + L \cdot \cos(\alpha_j)) + 2nh \right)^2}^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h \left(\left(x_{j-1} + \frac{l_j}{2} \sin(\alpha_j) \right) - (x_{i-1} - L \cdot \sin(\alpha_j)) \right)^2 + \chi_h R_k^2 + \chi_v \left(\left(z_{j-1} + \frac{l_j}{2} \cos(\alpha_j) \right) - (z_{i-1} + L \cdot \cos(\alpha_j)) + 2nh \right)^2}^{-1} - \right. \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h \left(\left(x_{j-1} + \frac{l_j}{2} \sin(\alpha_j) \right) - (x_{i-1} - L \cdot \sin(\alpha_j)) \right)^2 + \chi_h R_k^2 + \chi_v \left(\left(z_{j-1} + \frac{l_j}{2} \cos(\alpha_j) \right) + (z_{i-1} + L \cdot \cos(\alpha_j)) + 2nh \right)^2}^{-1} - \right. \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h \left(\left(x_{j-1} + \frac{l_j}{2} \sin(\alpha_j) \right) - (x_{i-1} - L \cdot \sin(\alpha_j)) \right)^2 - \chi_h R_k^2 + \chi_v \left(\left(z_{j-1} + \frac{l_j}{2} \cos(\alpha_j) \right) - (z_{i-1} + L \cdot \cos(\alpha_j)) + 2nh \right)^2}^{-1} - \right. \\ & \left. - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h \left(\left(x_{j-1} + \frac{l_j}{2} \sin(\alpha_j) \right) - (x_{i-1} - L \cdot \sin(\alpha_j)) \right)^2 - \chi_h R_k^2 + \chi_v \left(\left(z_{j-1} + \frac{l_j}{2} \cos(\alpha_j) \right) + (z_{i-1} + L \cdot \cos(\alpha_j)) + 2nh \right)^2}^{-1} \right) dL \end{aligned}$$

Потери депрессии в стволе рассчитываются аналогично, с учетом шероховатости горной породы. Так для карбонатных пород шероховатость внутренней стенки трубы $\varepsilon = 0,25$.

Рассмотрим однородный нефтяной пласт мощностью 10 м проницаемостью 0,04 мкм² и пластовым давлением 20 МПа, который вскрыт скважиной с синусоидальным профилем горизонтального окончания. Траектория представлена на рисунке 4.9. Радиус контура питания 1500 м, вязкость нефти 5 сПз, плотность 850 кг/м³, радиус скважины 0,075 м, давление в начале ствола (точка А, рисунок 4.8) 10 МПа.

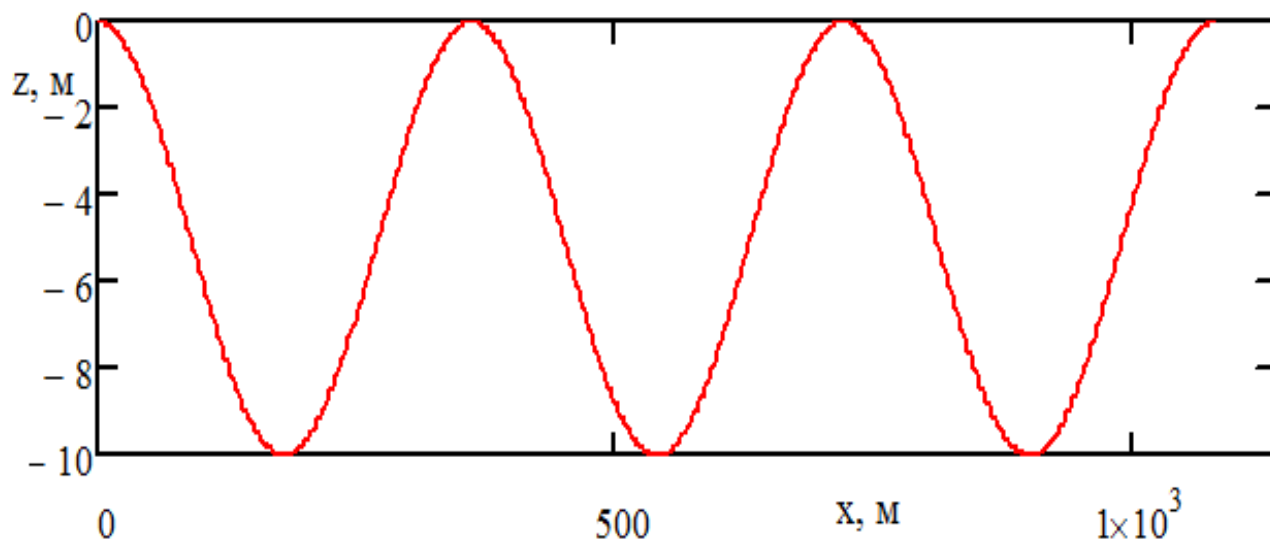


Рисунок 4.9. — Траектория скважины по пласту

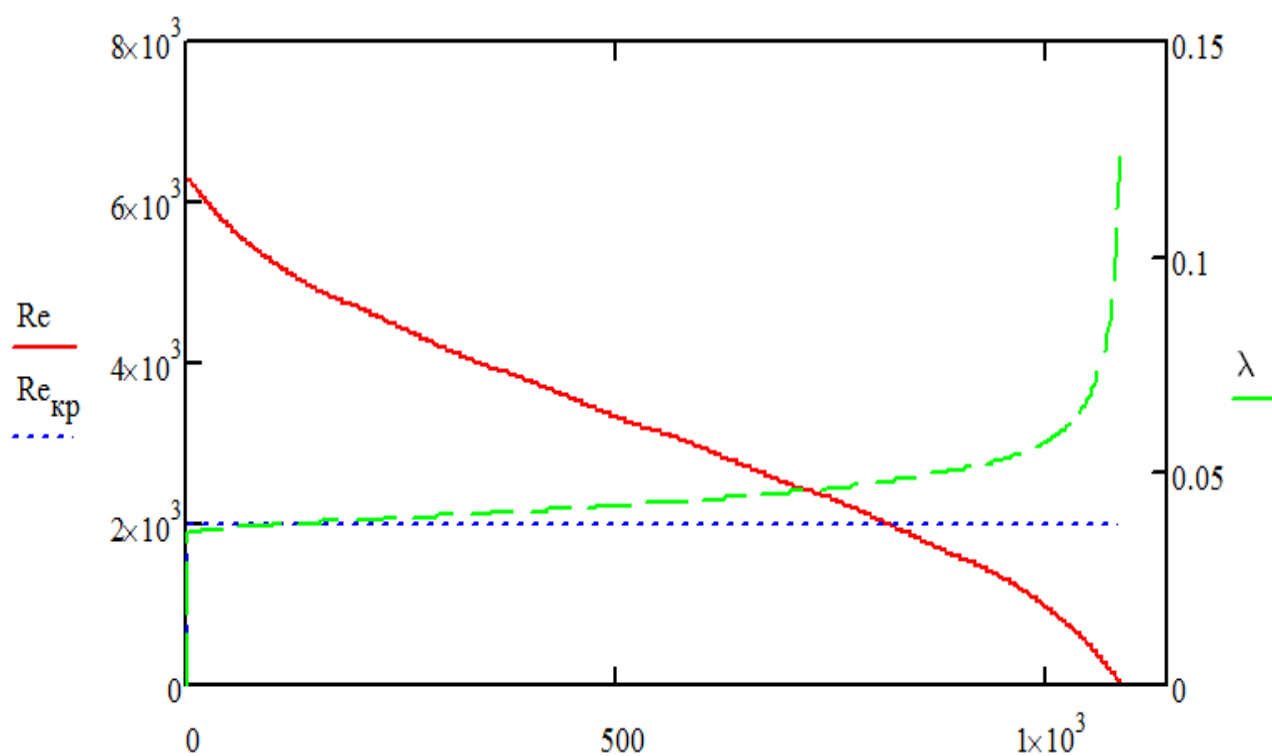


Рисунок 4.10. — Числа Рейнольдса и коэффициент гидравлического сопротивления на участках синусоидального окончания ГС

Профиль скоростей и давления в скважине с протяжённым синусоидальным горизонтальным окончанием представлен на рисунке 4.11.

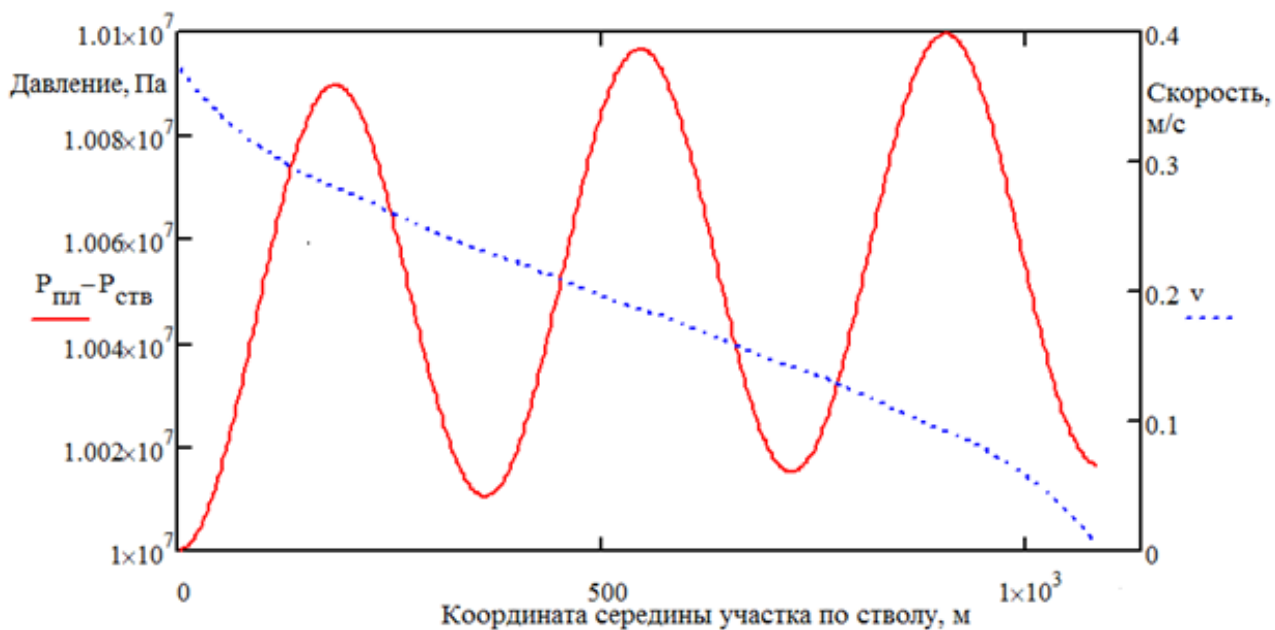


Рисунок 4.11 — Распределение давления по стволу скважины

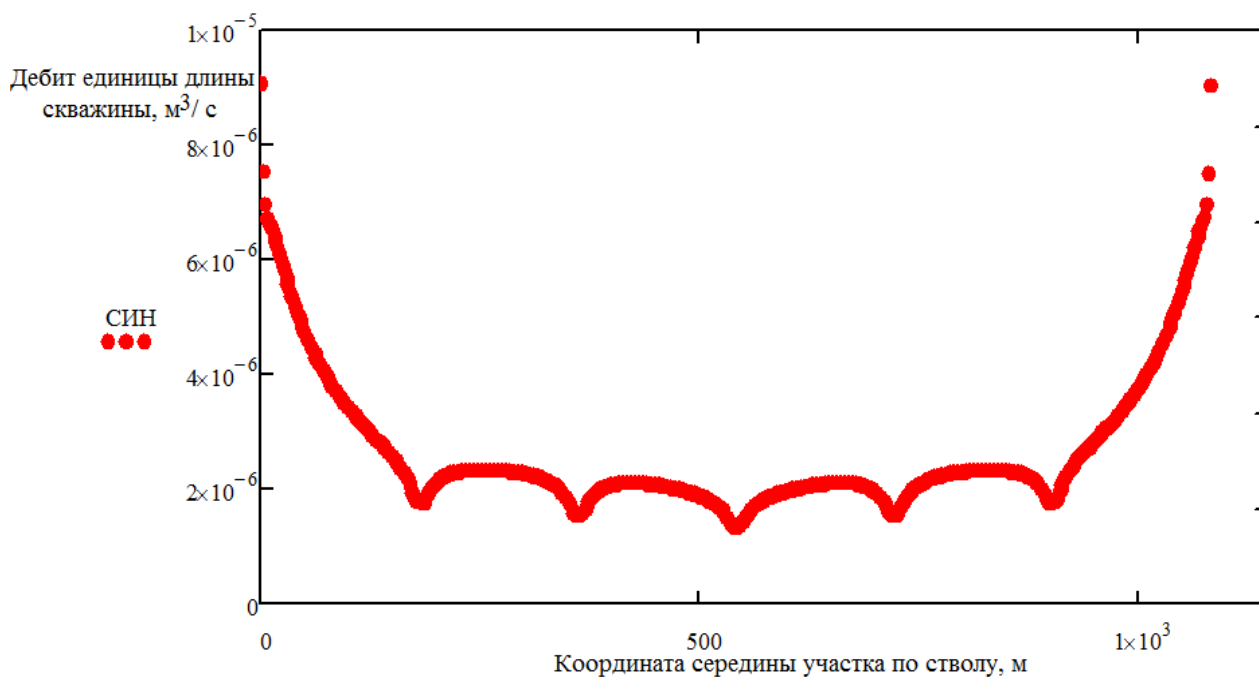


Рисунок 4.12. — Профиль притока к скважине синусоидальной траектории

Как видно из рисунка 4.12, участки, расположенные в середине колен и близко к границам пласта, дают меньшие дебиты, участки, находящиеся на прямолинейном участке и в середине пласта, работают с большими дебитами.

Сравним полученный профиль притока с профилем притока к горизонтальному стволу.

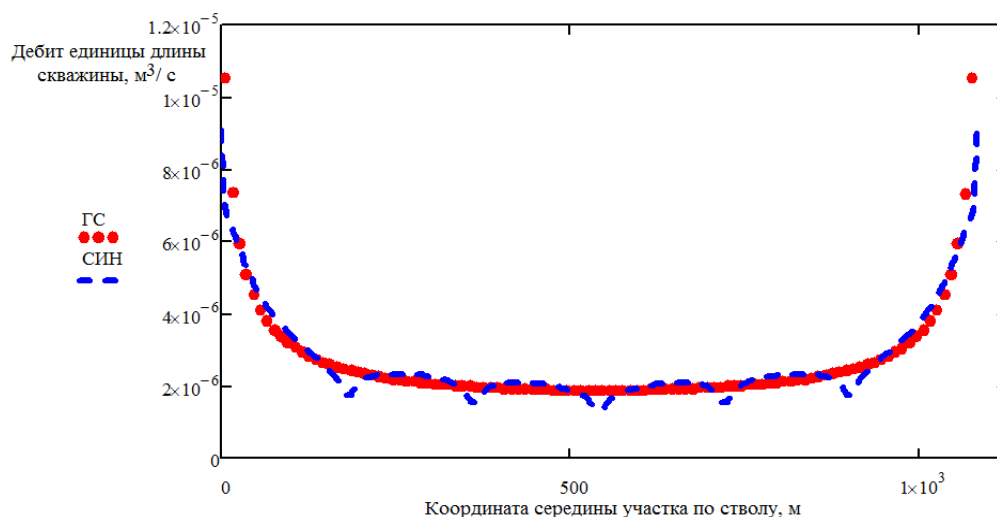
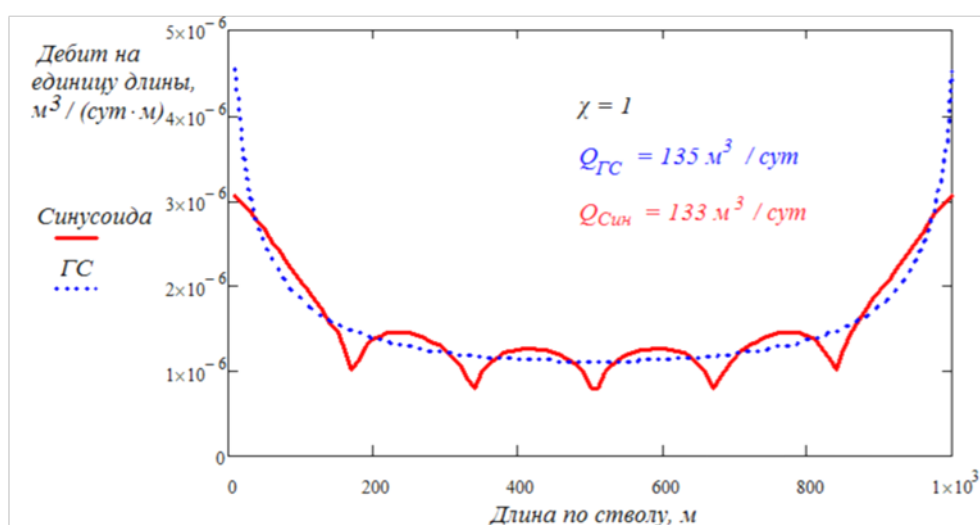
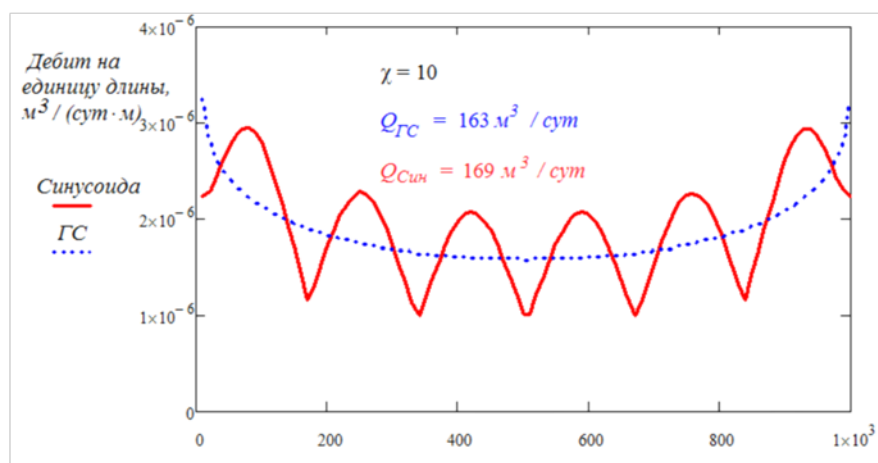


Рисунок 4.13. — Профиль притока к горизонтальному стволу и стволу синусоидальной траектории

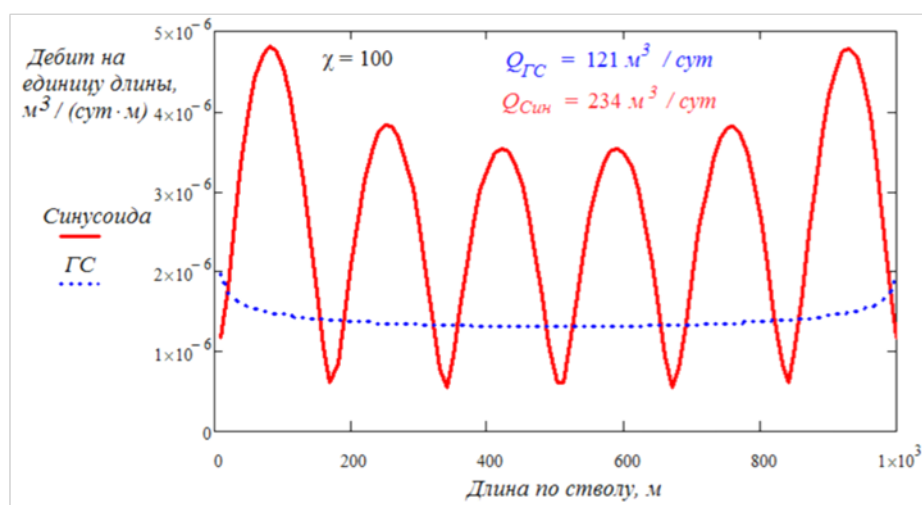
Из рисунка 4.13. следует, что продуктивность участков синусоидального ствола не превышает продуктивность участков горизонтального ствола. Продуктивность горизонтального ствола в изотропном пласте выше при той же проходке. Это объясняется меньшей интерференцией участков горизонтального ствола, так как в синусоидальной скважине расстояние между участками, расположенными на одном цикле ближе. Рассмотрим, как меняется отношение продуктивностей стволов при изменении анизотропии. Для этого произведем расчет продуктивности скважины синусоидального профиля, варьируя анизотропию пласта, таким образом, чтобы эквивалентная проницаемость (1.25) оставалась неизменной. Результаты расчета представлены на рисунке 4.14.



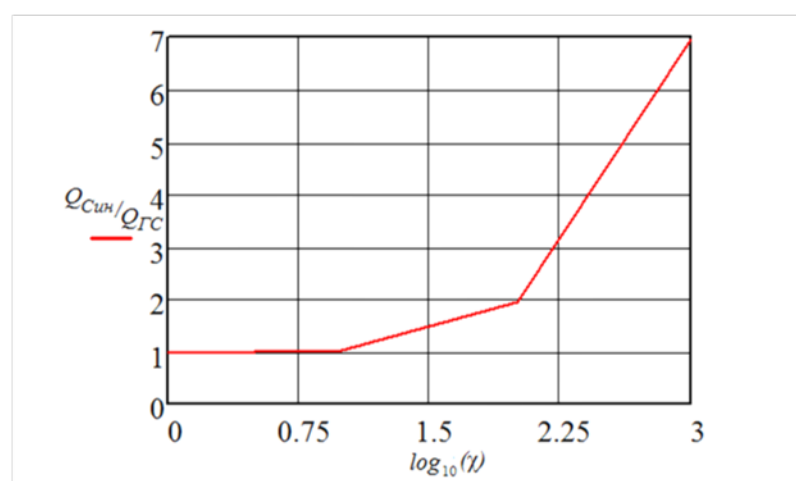
а)



б)



в)



г)

Рисунок 4.14. — Отношение дебитов скважин с горизонтальной и синусоидальной траекторией при различной анизотропии:
а) при $\chi = 1$, б) при $\chi = 10$, в) при $\chi = 100$, г) $Q_{\text{Син}}/Q_{\text{ГС}}(\chi)$

Таким образом, применение скважин синусоидального профиля целесообразно в сильно анизотропных пластах с низкой вертикальной проницаемостью.

Как показано выше, с наименьшими дебитами работают участки, находящиеся у границ пласта. Рассмотрим, как меняется дебит описанной выше скважины при различной амплитуде синусоидальной траектории (0 % — соответствует ГС, 50 % — колена синусоиды у границ пласта ($h/2$)).

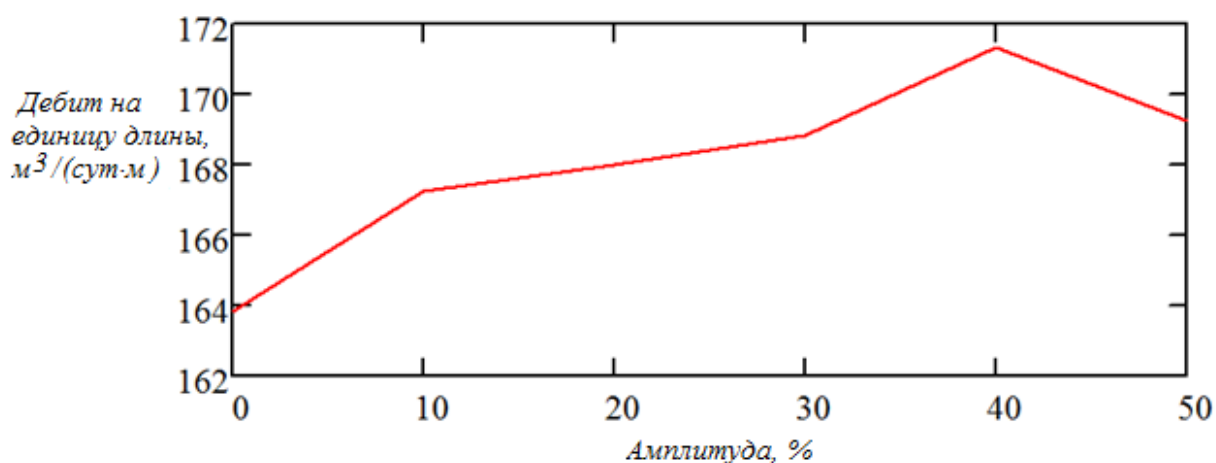


Рисунок 4.15. — Зависимость дебита от амплитуды синусоиды

При удалении колен синусоиды на 10 % от кровли и подошвы наблюдается экстремум зависимости дебита от амплитуды синусоиды, ввиду того, что эти участки работают с большими дебитами. При амплитуде меньше 40% удаление от границ пласта оказывает меньшее влияние, а дебит падает из-за уменьшения длины ствола.

4.4 Многозабойная нефтяная скважина, вскрывающая разнопоницаемые пласты

Рассмотрим многозабойную нефтяную скважину, от главного ствола произвольного профиля которой дополнительно забурено n боковых стволов. Схема притока к такой скважине представлена на рисунке 4.16.

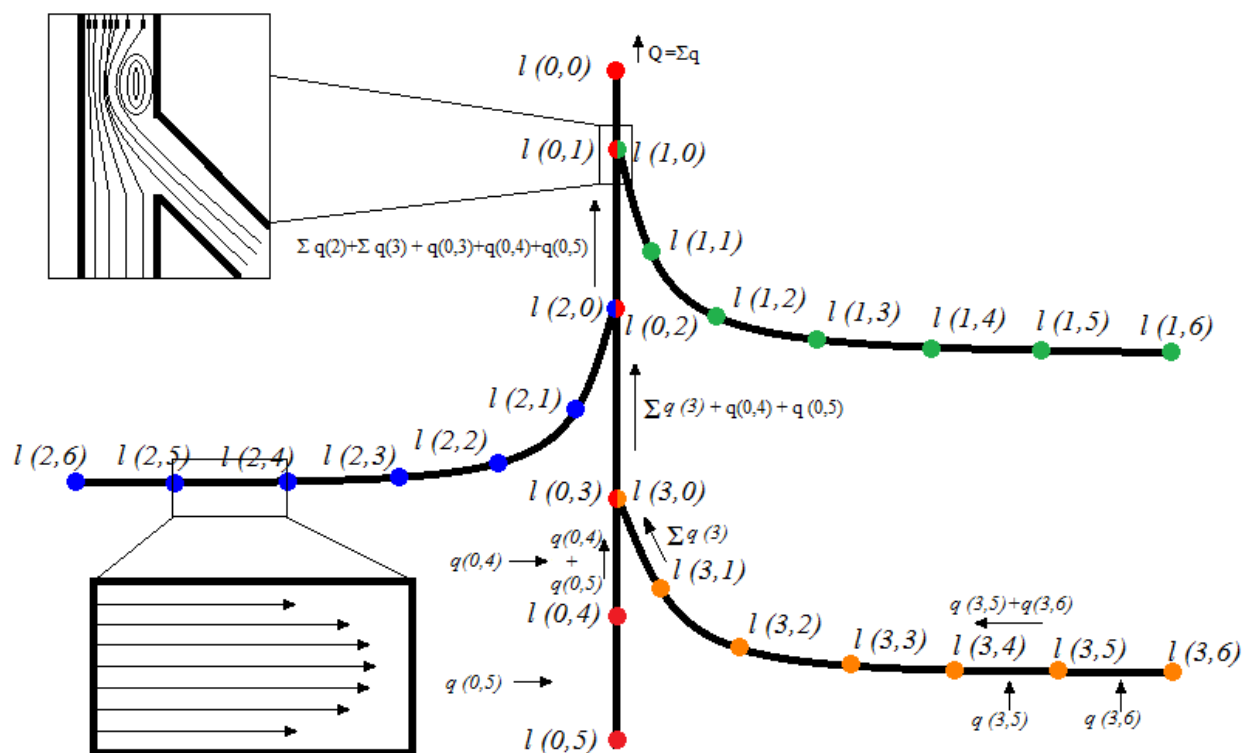


Рисунок 4.16 — Многозабойная скважина произвольного профиля

Если боковой ствол обсажен и перфорирован, то для него следует решать уравнение движения потока жидкости (2.36). В случае открытого ствола следует применить рассмотренный выше метод разбиения траектории на прямолинейные участки, образующие линии стоков.

В местах соединения потоков боковых стволов с потоком главного ствола (точки $(x_a, y_a, z_a)^u, u=1..w$) возникают потери напора на смешение, которые определяются по формулам для вытяжного тройника (2.18)–(2.22).

4.5 Моделирование работы многоствольной скважины с радиально забуренными горизонтальными боковыми стволами

Бурение многоствольных горизонтальных скважин считается перспективным направлением и ведущие зарубежные сервисные компании располагают сегодня необходимыми технологиями и оборудованием для многозабойного бурения, что создает предпосылки для ее широкого распространения [95]. Как отмечает

создатель технологии радиального бурения Хенк Джелсма: «Мы создали систему радиального бурения для интенсификации добычи из вертикальных стволов. Технология первоначально предназначалась для скважин с падающей добычей, которые в конце своего срока службы дают очень малый дебит, т.е. для тех случаев, когда потенциал в пласте еще присутствует, но связи потеряны, и вертикальный ствол полностью заблокирован в районе продуктивного ствола. В большинстве случаев, когда подобные скважины истощаются, компании не тратят деньги на их восстановление, а переходят на другие месторождения».

В то же время аналитические решения, описывающие приток к многоствольной горизонтальной скважине практически отсутствуют.

В работе [95] отмечено, что известна одна зависимость для установившегося притока к многоствольной горизонтальной скважине — уравнение Ю. П. Борисова, В. П. Пилатовского, В. П. Табакова [26], а решения для неустановившегося притока отсутствуют. При этом Ю. П. Борисовым исследованы прямые стволы одинаковой длины, расположенные на равном удалении друг от друга. Хотя, как показано в работе [96], расположение горизонтальных стволов возможно на нескольких уровнях (рисунок 4.17) по глубине, и длина радиальных каналов так же различна (до 100 м).

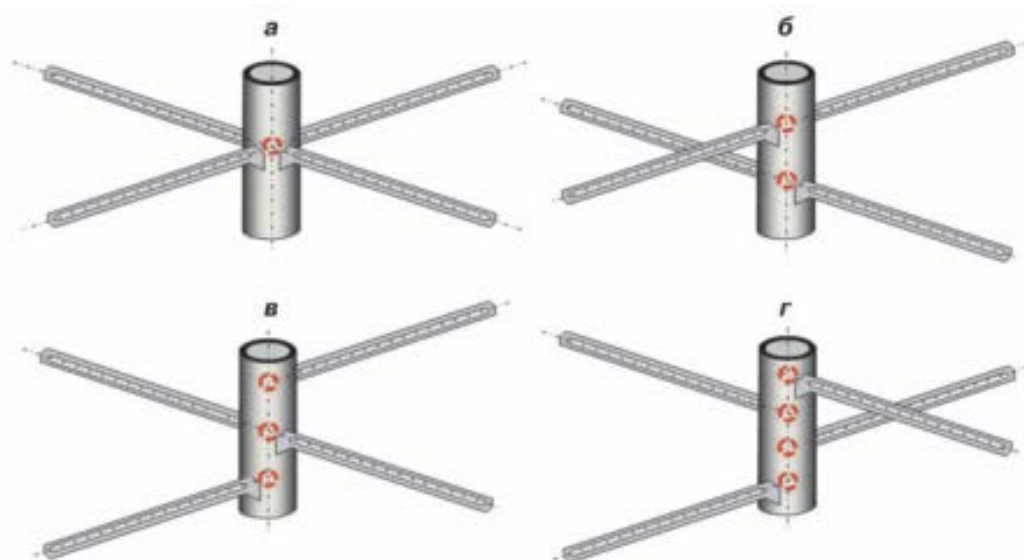


Рисунок 4.17 — Одно-, двух-, трех- и четырехуровневое расположение радиальных каналов

Рассмотрим вертикальную перфорированную скважину, из обсадной колонны которой забурен открытый горизонтальный ствол длиной 100 м и диаметром 0,05 м (рисунок 4.18).

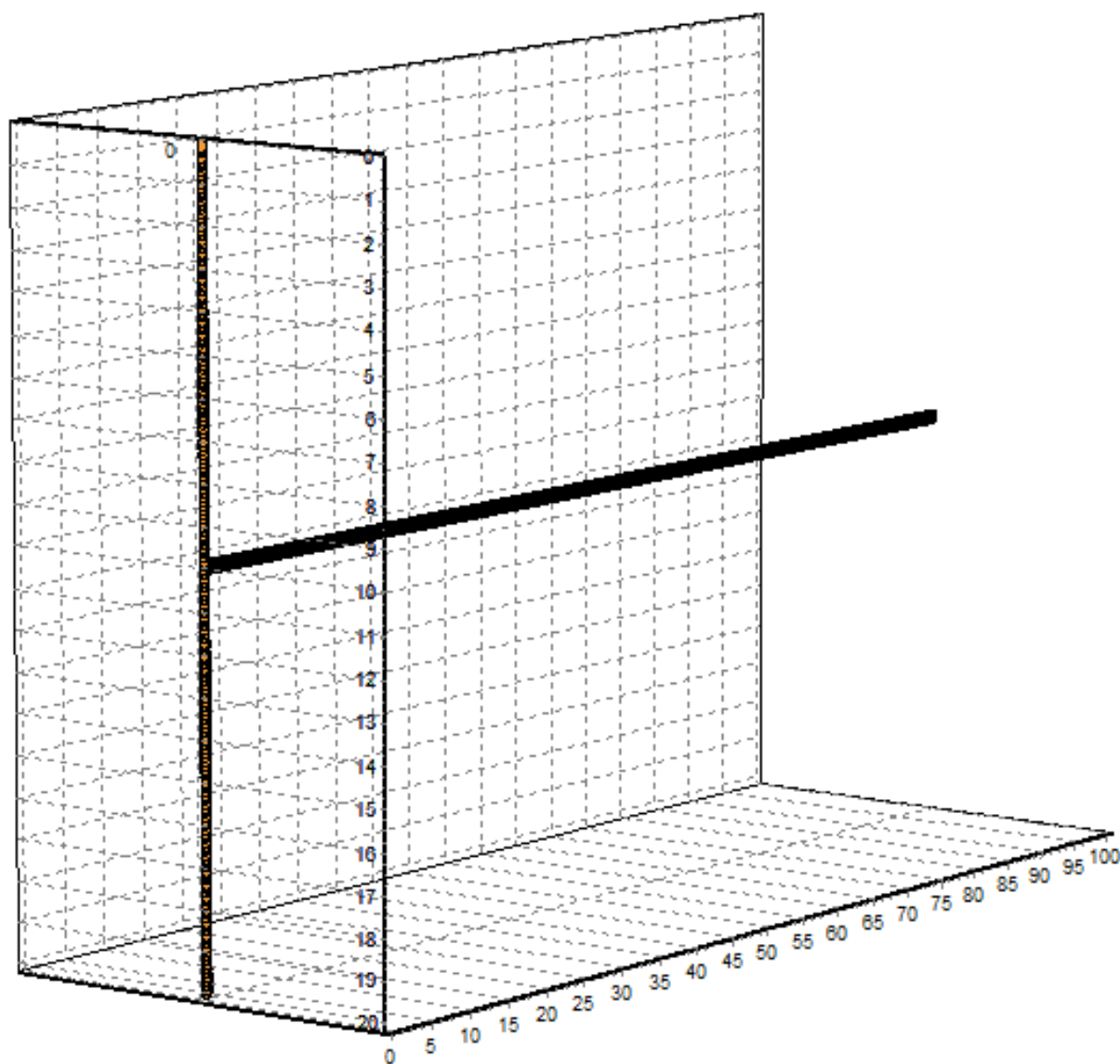


Рисунок 4.18 — Скважина с одним горизонтальным боковым стволом

Исходные данные для численного моделирования: мощность пласта 20 м, пластовое давление 30 МПа, забойное давление 20 МПа, внутренний диаметр обсадной колонны главного ствола 0,2м, расстояние до контура питания 1000 м, горизонтальная проницаемость 40 мДа, вертикальная 4 мДа. Результаты расчета профиля притока к главному стволу показаны на рисунке 4.19.

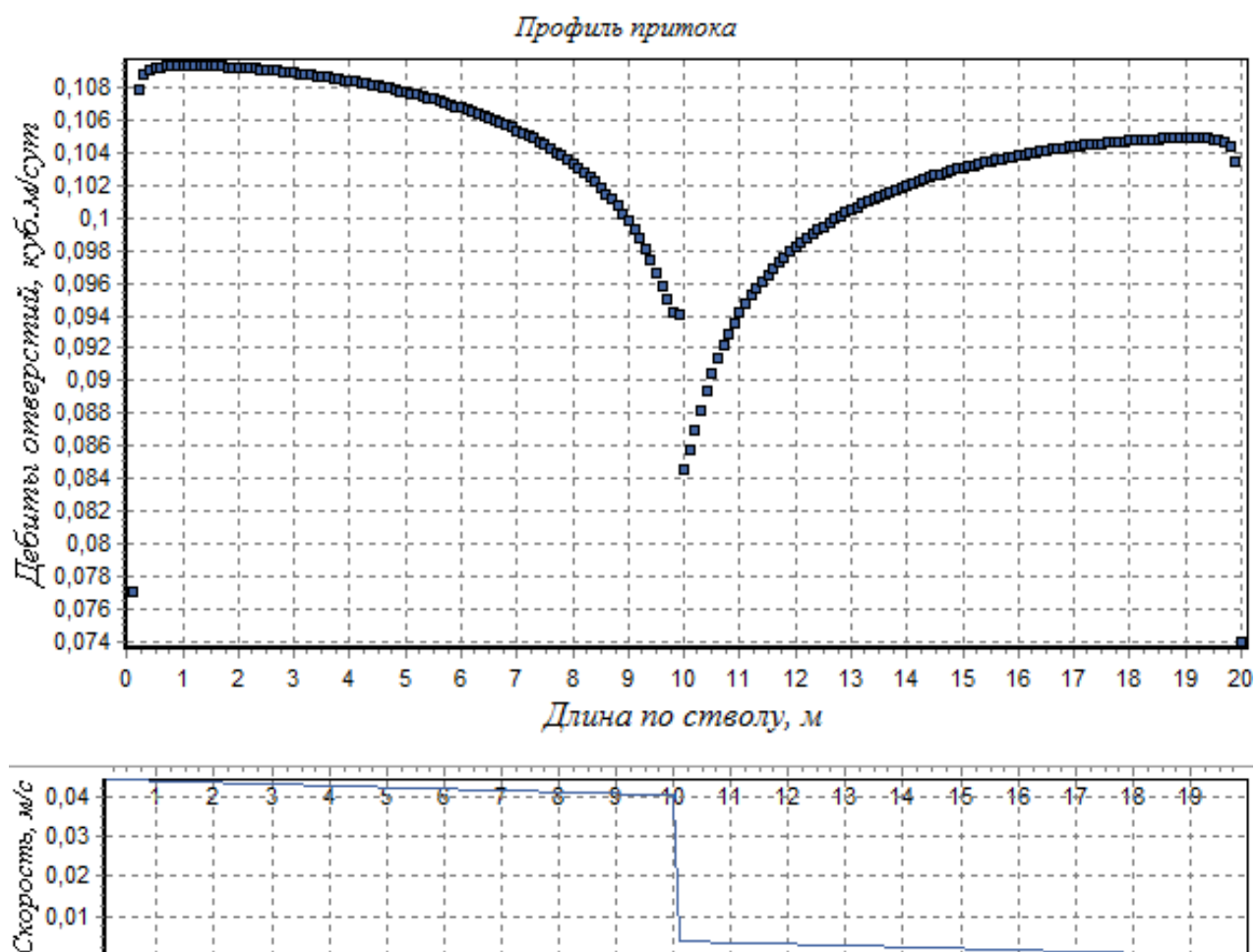


Рисунок 4.19 — Профиль притока к главному стволу и эпюра скоростей

Дебит скважины с горизонтальным боковым стволом составил $119,92 \text{ м}^3/\text{сут}$. Из них $99,272 \text{ м}^3/\text{сут}$ приходится на боковой ствол и $20,65$ на вертикальный.

Как видно из рисунка 4.19, в месте соединения с боковым стволом, на глубине 10 м наблюдается падение дебита. Это связано с падением депрессии, вызванным слиянием потока из бокового ствола и потока, поднимающегося по обсадной колонне. Распределение давления по вертикальному стволу с учетом всех видов гидравлических сопротивлений приведено на рисунке 4.20. На участке до соединения с боковым ответвлением не наблюдается значимого падения давления, так как на этом интервале скорость потока крайне мала, как и дебиты перфорационных каналов (Q_6). При прохождении потока, движущегося по вертикальному, стволу через точку слияния с боковым стволом происходят потери депрессии, вследствие гидравлического удара, равные $0,947 \text{ атм}$.

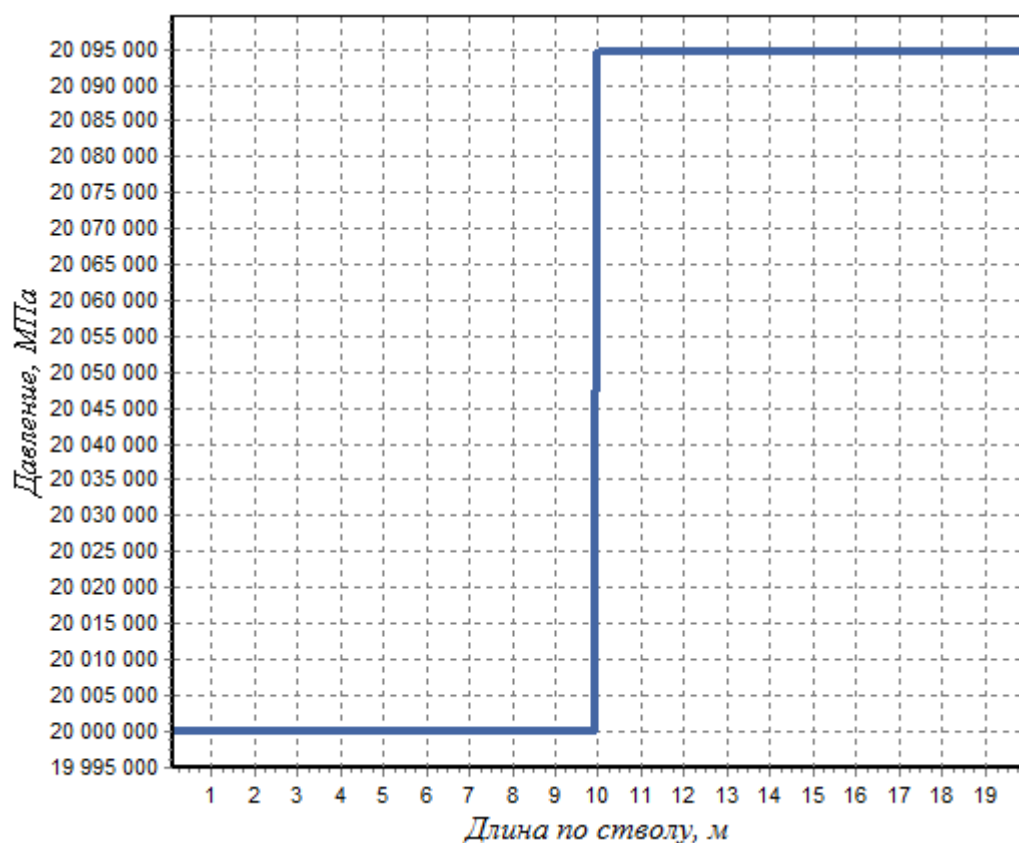


Рисунок 4.20 — Распределение давления по стволу

Помимо падения депрессии из-за гидравлических потерь, заметно проседание профиля потока ближе к середине вертикального ствола из-за интерференции стволов.

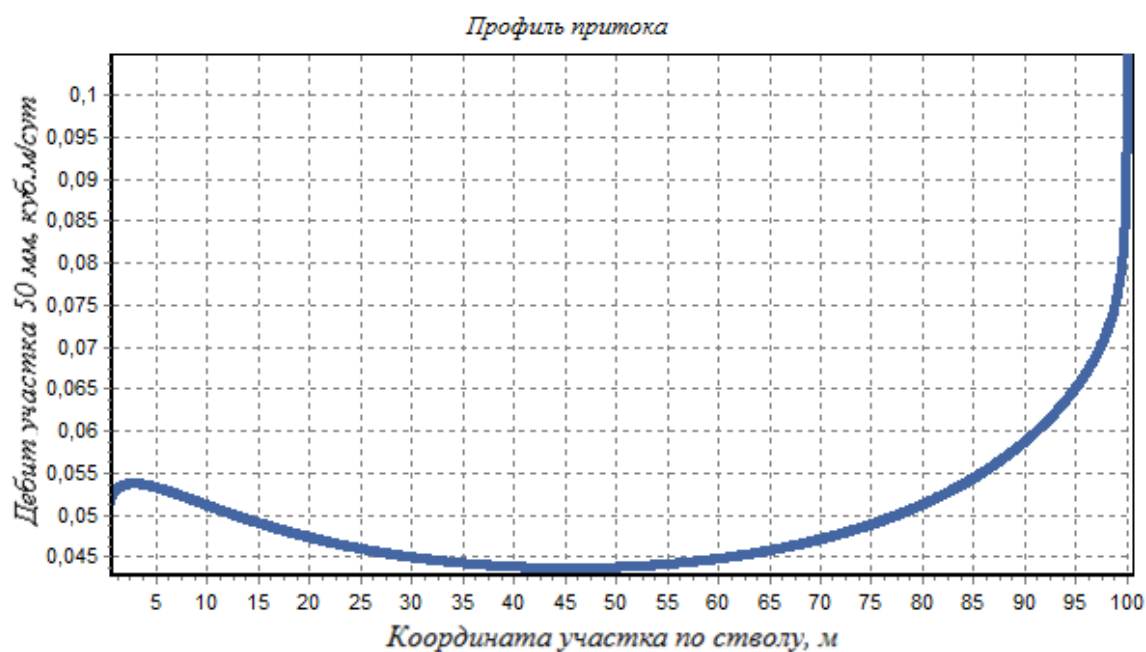


Рисунок 4.21 — Профиль притока к боковому стволу

На рисунке 4.21 показан профиль притока к открытому боковому стволу, который имеет J-образную форму, потому что приток к участкам в начале ствола заметно ниже, чем к концу, ввиду их большей интерференции с работающими перфорационными отверстиями.

Рассчитывая дебит отдельно взятого горизонтального ствола длиной 100 м по формуле Джоши (1.24) с учетом анизотропии

$$K = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}} = \sqrt{\frac{40 \cdot 10^{-15}}{4 \cdot 10^{-15}}} = 3.162$$

$$r_c^* = \frac{1+\chi}{2\chi} r_c = \frac{4.162}{6.324} = 0.066$$

$$a = \frac{L}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2R_c}{L}\right)^4}} = \frac{100}{2} \sqrt{0,5 + \sqrt{0,25 + \left(\frac{2000}{100}\right)^4}} = 1000.625$$

$$Q = \frac{2\pi k_h h \Delta P}{\mu \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{Kh}{L} \ln \left(\frac{Kh}{2r_c^*} \right) \right)} =$$

$$= \frac{2\pi 40 \cdot 10^{-15} \cdot 20 \cdot 10^7}{0.005 \left(\ln \left(\frac{1000.625 + \sqrt{1000.625^2 - \left(\frac{1000}{2}\right)^2}}{\frac{100}{2}} \right) + \frac{3.162 \cdot 20}{100} \ln \left(\frac{20}{2 \cdot 0.066} \right) \right)} = 1.463 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 / \text{с}$$

получаем $Q = 126,42 \text{ м}^3/\text{сут.}$

Для сравнения, если бы на горизонтальный ствол не оказывал влияние вертикальный, профиль притока к нему был бы почти симметричной U-образной формы (рисунок 4.22).

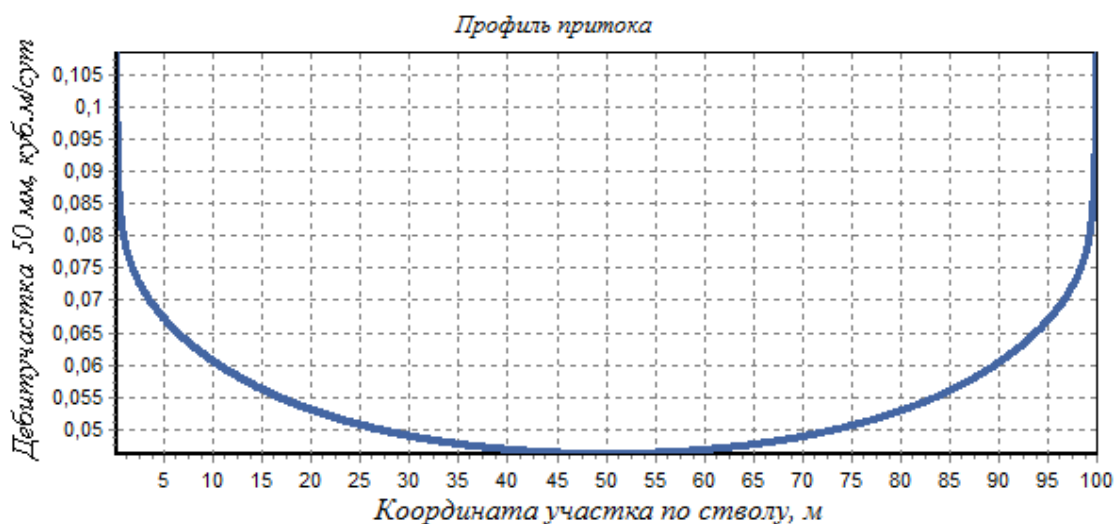


Рисунок 4.22 — Профиль притока к горизонтальному стволу без интерференции со стороны вертикального ствола

Суммарный дебит всех участков $122,17 \text{ м}^3/\text{сут.}$, что также близко к значению, которое дает формула Джоши с учетом анизотропии.

Рассмотрим, как изменяются дебиты стволов и давление в вертикальном стволе при изменении длины бокового горизонтального ствола. Варьируя длину горизонтального ствола, были получены следующие дебиты (рисунок 4.23).

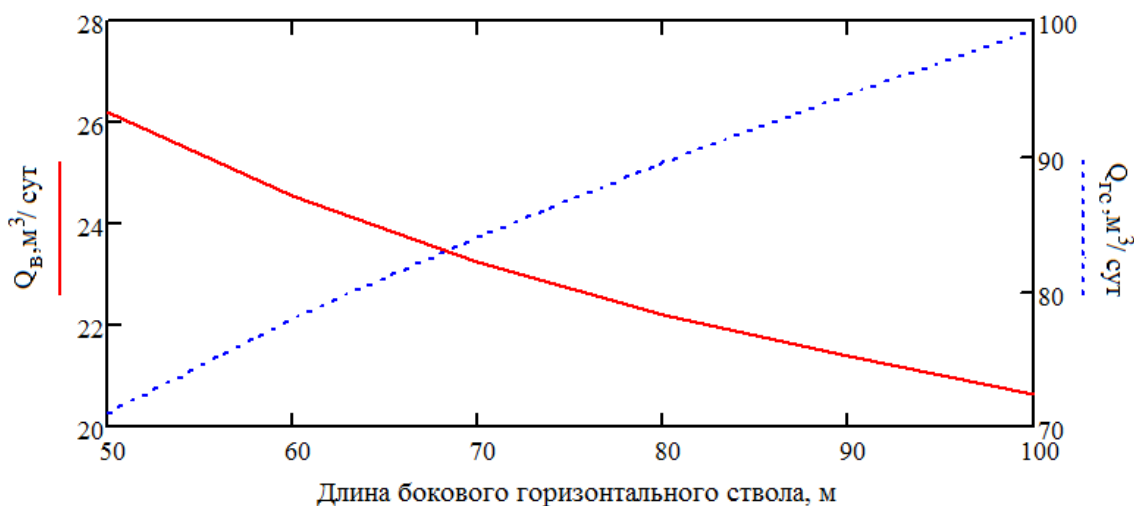


Рисунок 4.23 — Зависимости дебита вертикального и бокового горизонтального ствола от длины горизонтального ствола

Как следует из рисунка 4.23, увеличение длины БГС влечет за собой увеличение приходящегося на него притока. Однако в то же время уменьшается дебит вертикального ствола ввиду большей интерференции.

Слияние с большим потоком из бокового ответвления влечет и большие потери в месте соединения потоков [97]. Зависимость потерь давления от длины горизонтального ствола показана на рисунке 4.24.

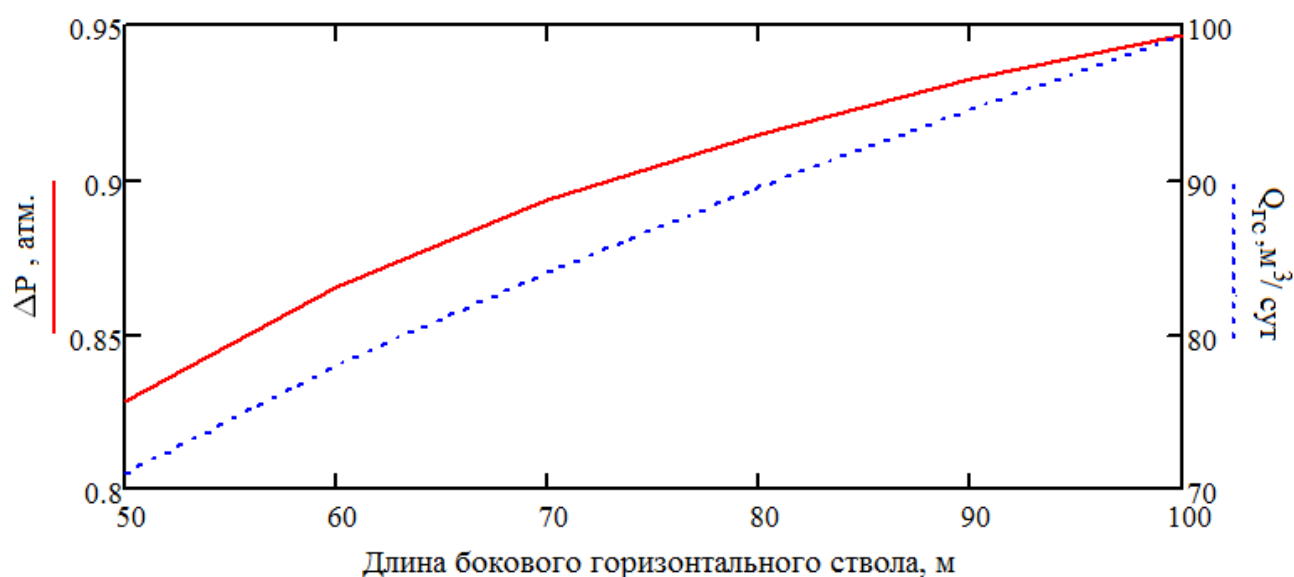


Рисунок 4.24 — Зависимости потерь давления на гидравлический удар в месте соединения стволов и бокового горизонтального ствола от длины горизонтального ствола

4.6 Оценка влияния интерференции нескольких стволов, забуренных с одного уровня на продуктивность многозабойной скважины

Как показано выше, боковой горизонтальный ствол, забуренный из обсадной колонны, в силу возникающей интерференции стволов отбирает часть притока главного ствола, а суммарный дебит скважины растет. При работе нескольких боковых горизонтальных стволов, усилится и их интерференция, особенно в районе их соединения [98].

Рассмотрим скважину, с траекторией и параметрами скважины, аналогичной, описанной на рисунке 4.18, из которой забурено 2 боковых горизонтальных ствола, длиной 100 м, симметрично расположенных, относительно вертикального ствола.

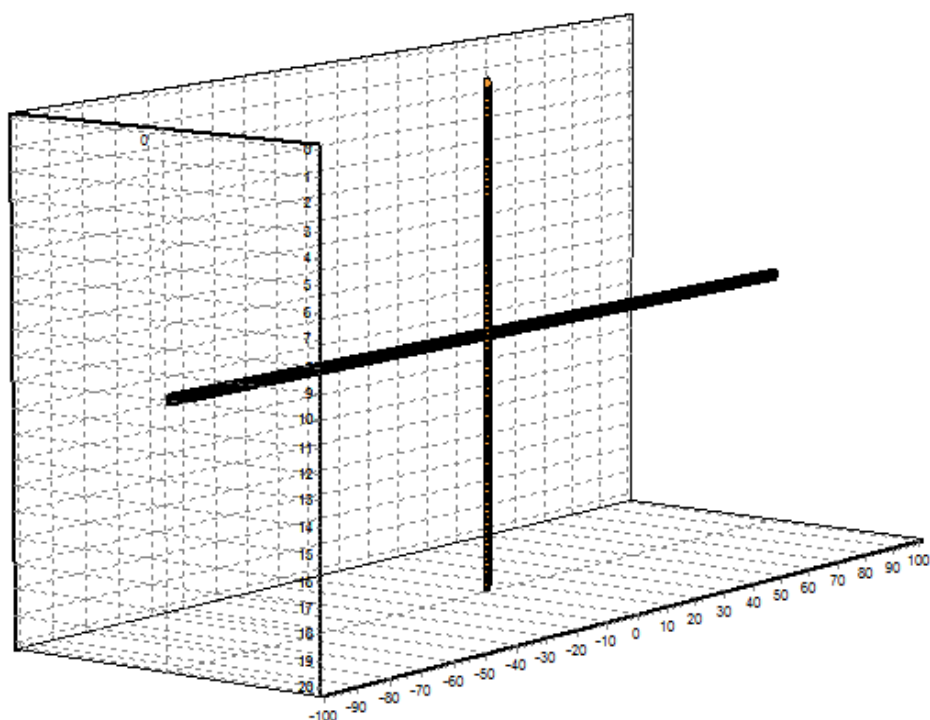


Рисунок 4.25 — Скважина с двумя горизонтальными боковыми стволами

С введением второго горизонтального ствола, дебит скважины увеличился со 119,92 м³/сут до 146,91 м³/сут, при этом дебит вертикального ствола упал с 20,65 м³/сут до 8,199 м³/сут, а с горизонтальных боковых стволов отбирается 138,71 м³/сут, по 69,355 с каждого. Профили притока к горизонтальным стволам (рисунок 4.26) имеют идентичный вид в силу их симметричного расположения относительно вертикального ствола и границ зоны дренирования.

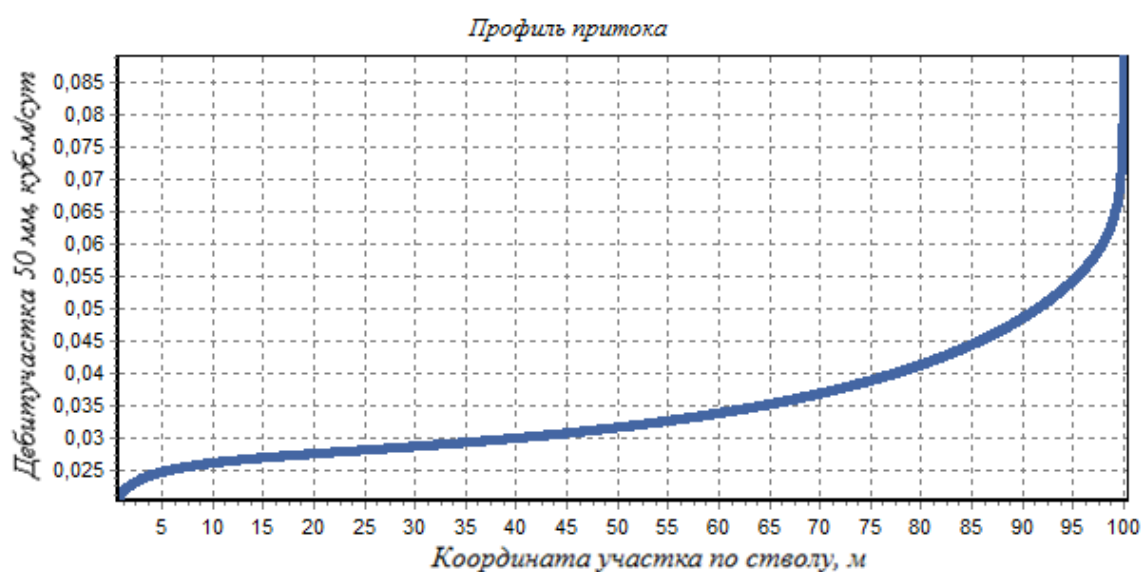


Рисунок 4.26 — Профиль притока к боковым горизонтальным стволам

На профиле притока (рисунок 4.27) к вертикальному перфорированному стволу заметно более сильное проседание в точке соединения ($z = 10$), так как в этом месте сконцентрированы и перфорационные отверстия и начальные участки боковых горизонтальных стволов, которые отбирают приток друг у друга.

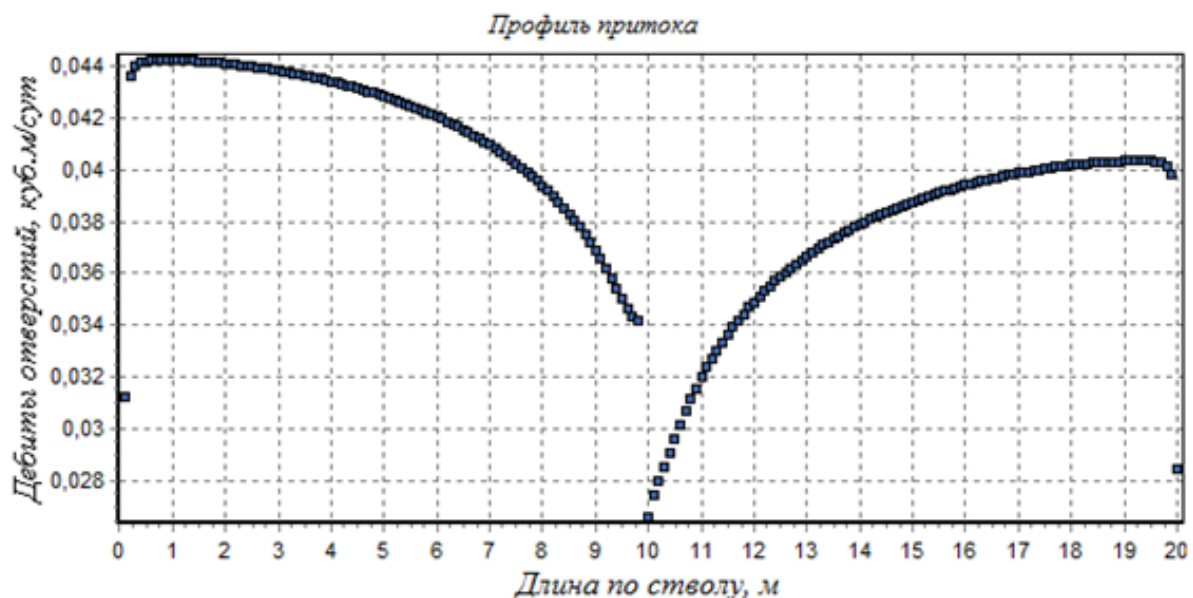


Рисунок 4.27 — Профиль притока к вертикальному стволу

Аналогичная динамика снижения дебитов отдельных стволов и увеличения суммарного дебита скважины имеет место при увеличении количества симметрично расположенных стволов, выходящих из одной точки. Траектории стволов и профили притока к скважинам с тремя и четырьмя боковыми горизонтальными стволами приведены в приложении 1. Результаты расчетов при различном количестве стволов сведены в таблицу 4.1. и представлены графиком на рисунок 4.28.

Таблица 4.1 — Результаты расчетов при различном количестве радиальных каналов

$Q_{\text{общ}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{в}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$Q_{\text{гс}}, \text{ м}^3/\text{сут}$	$\Delta P, \text{ атм}$	$N, \text{ шт.}$
119,92	20,65	99,272	0,947	1
146,91	8,199	$69,355 \times 2$	0,825	2
160,1	3,668	$52,146 \times 3$	0,573	3
168,38	1,873	$41,627 \times 4$	0,397	4

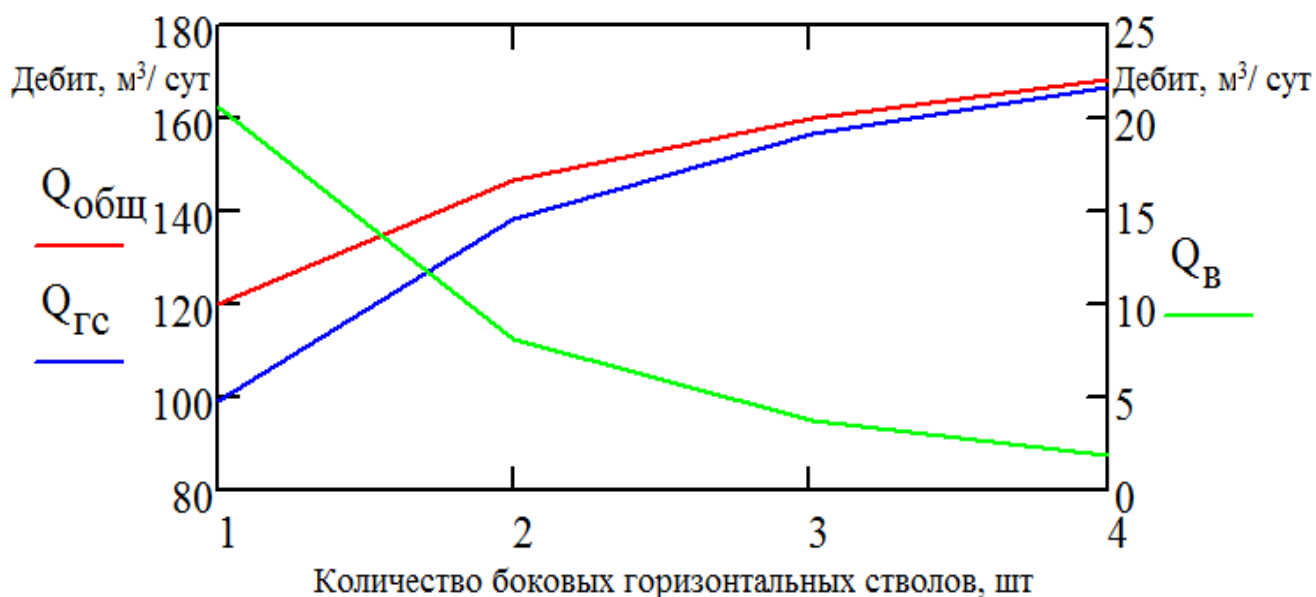


Рисунок 4.28 — Зависимость дебитов стволов от количества БГС

С увеличением количества боковых горизонтальных стволов, возрастает и их взаимное влияние как друг на друга, так и на вертикальный ствол. Наибольшее падение депрессии в пласте, и как следствие меньший дебит наблюдается в месте соединения стволов, у начальных участков БГС. При $N = 4$ вертикальный ствол практически не работает ($Q_{\text{в}} = 1,873 \text{ м}^3/\text{сут.}$) и служит, в основном, для сообщения потоков из БГС.

4.7 Моделирование работы скважины с радиально забуренными горизонтальными стволами на разных уровнях

В работе [96] утверждается, что наибольшие приросты дебита нефти достигнуты для скважин с радиальными каналами на четырех уровнях при бурении по одному каналу в каждом интервале.

Ранее были рассмотрены случаи, когда боковые каналы расположены на одном уровне. В случае их расположения на разной глубине (рисунок 4.29), их взаимное влияние будет несколько ниже, ввиду большей удаленности друг от друга.

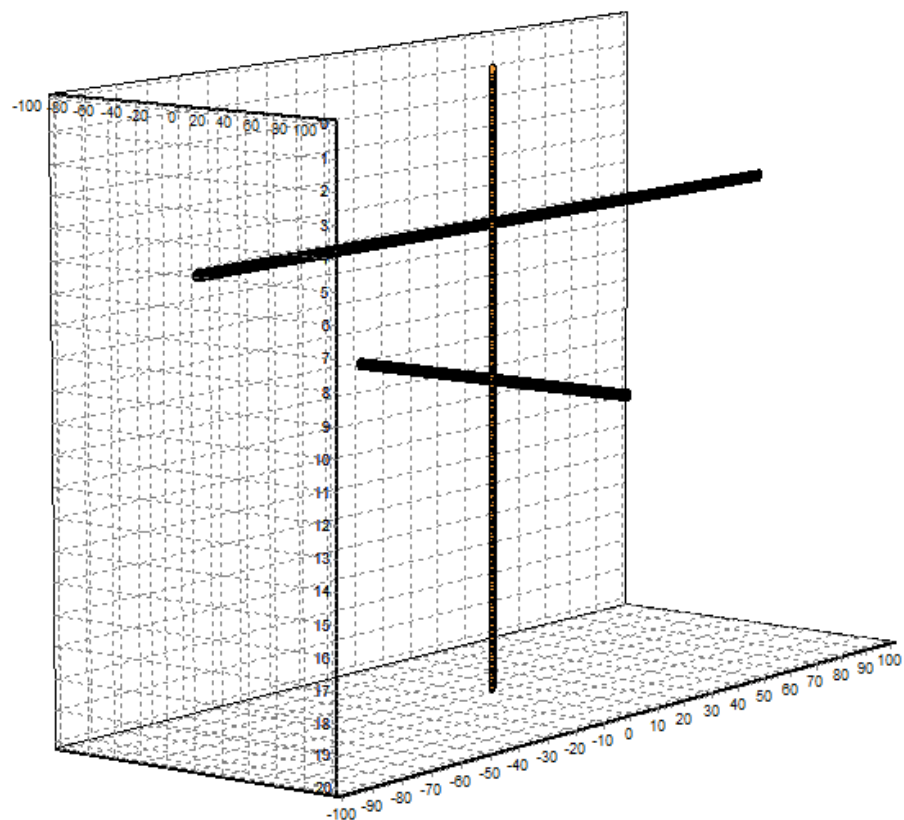


Рисунок 4.29 — Траектория многозабойной скважины
с радиальными каналами на двух уровнях

Профиль притока к вертикальному стволу показан на рисунке 4.30.

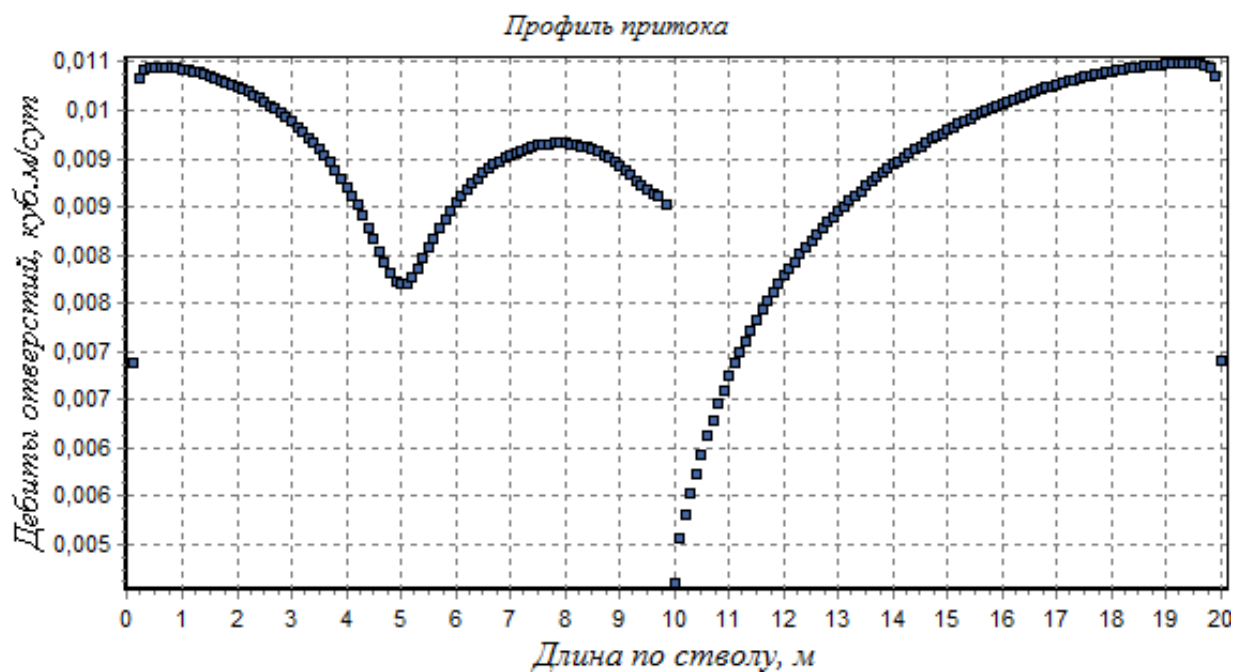


Рисунок 4.30 — Профиль притока к вертикальному стволу с двумя уровнями
расположения боковых горизонтальных стволов

Дебит скважины составил $168,05 \text{ м}^3/\text{сут}$, из них на вертикальный приходится $1,877 \text{ м}^3/\text{сут}$, на БГС на уровне 5 м — по 41,096 на каждый и на уровне 10 м — по 41,99.

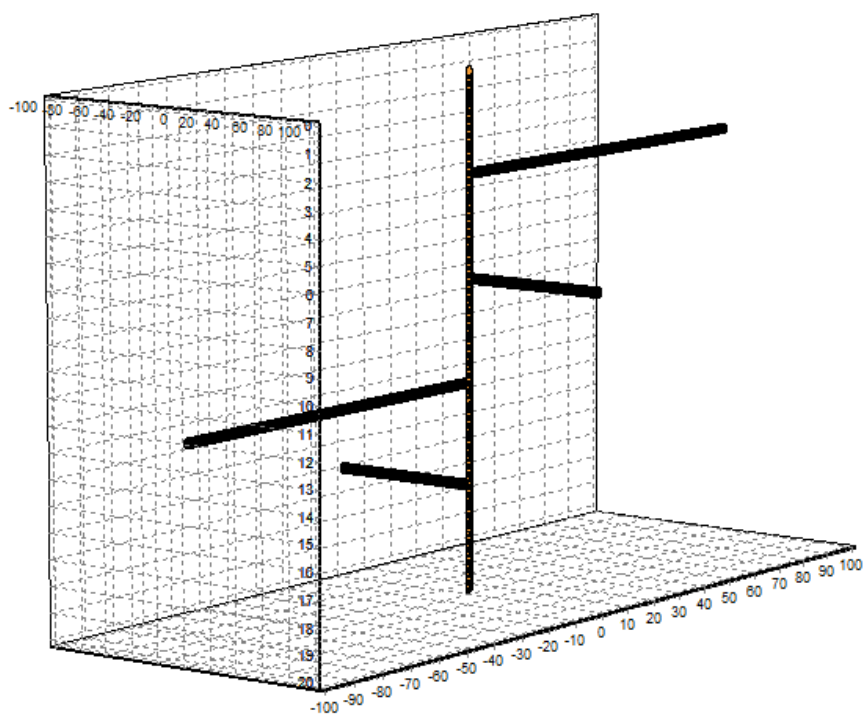


Рисунок 4.31 — Траектория многозабойной скважины с радиальными каналами на четырех уровнях

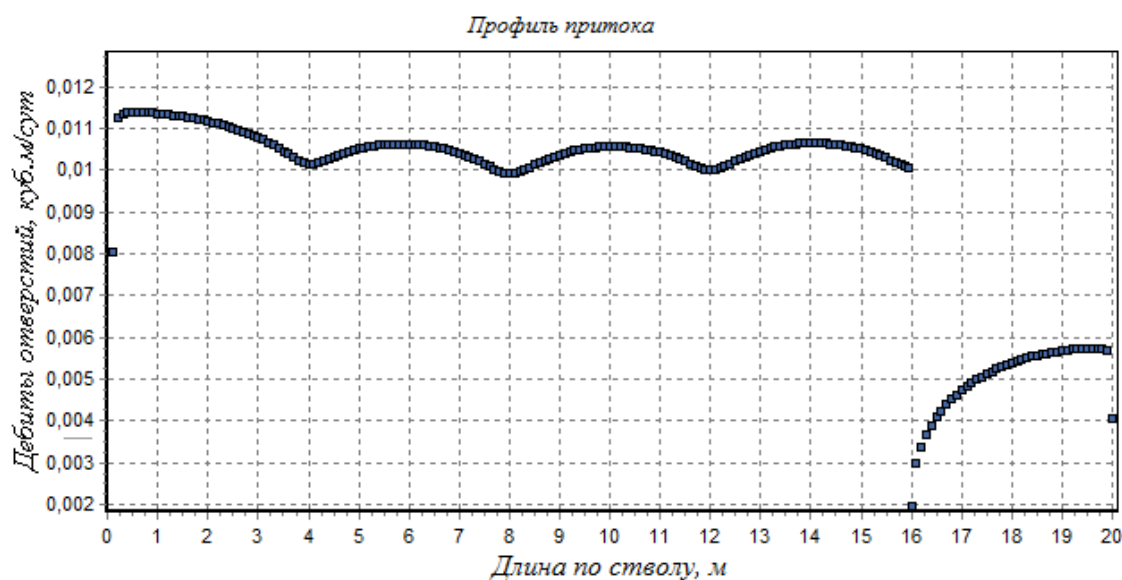


Рисунок 4.32 — Профиль притока к вертикальному стволу с четырьмя уровнями расположения боковых горизонтальных стволов

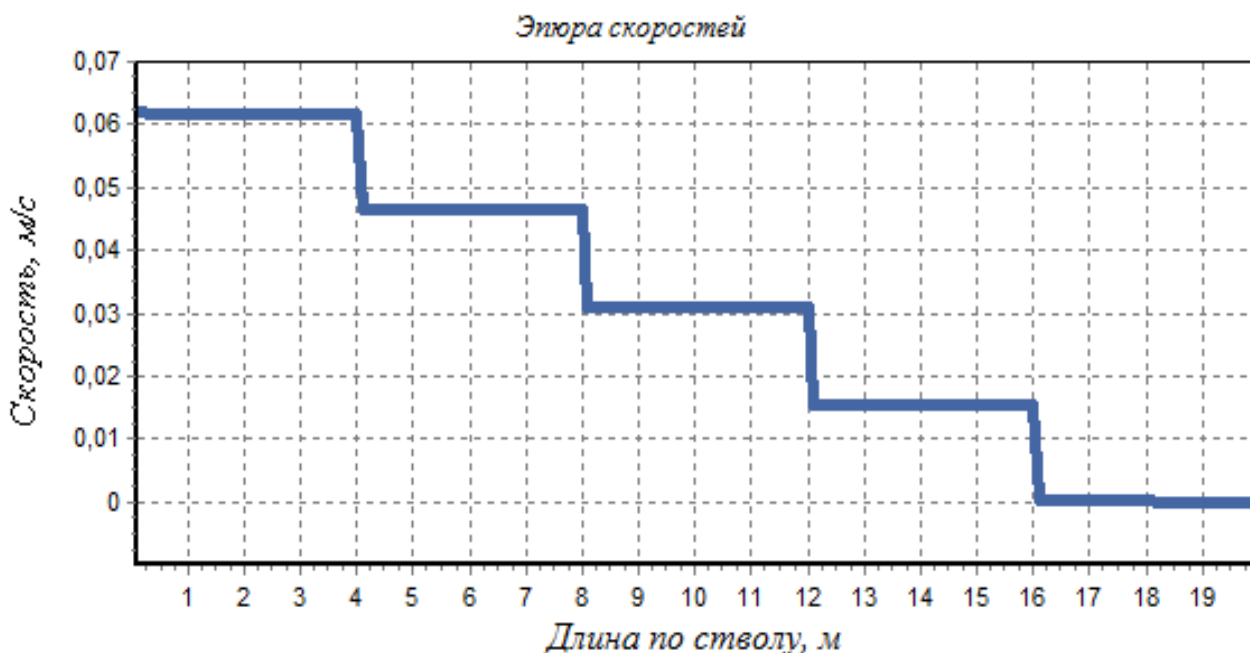


Рисунок 4.33 — Эпюра скоростей в вертикальном стволе скважины с четырьмя уровнями расположения боковых горизонтальных стволов

Дебит скважины составил 167,83 м³/сут, из них на вертикальный приходится 1,896 м³/сут, на БГС на уровне 5 м — 41,02, на уровне 10 м — 41,919 м³/сут, на уровне 15 м — 41,924 м³/сут, и на 20 м — 41,072 м³/сут.

Действительно, ввиду разведения радиальных каналов по глубине, их интерференция снижается, и суммарный дебит скважины выше, чем в случае расположения каналов на одном уровне.

4.8 Исследование продуктивности многозабойной скважины с открытым забоем

Используя, изложенный выше подход к моделированию открытого ствола последовательно расположенными линиями стоков, в случае вертикального ствола, проходящего через толщину пласта h , выражение (4.2) примет вид

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^N Q_i S_{ij}, \quad (4.5)$$

где

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_h} \cdot \frac{N}{h} \int_{x_{i-1}}^{x_i} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{aligned} & \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v \left(\left(z_j - \frac{h}{2N} \right) - Z + 2nh \right)^2} \right)^{-1} + \\ & + \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_i)^2 + \chi_v \left(\left(z_j - \frac{h}{2N} \right) + Z + 2nh \right)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_v \left(\left(z_j - \frac{h}{2N} \right) - Z + 2nh \right)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j + y_k)^2 + \chi_v \left(\left(z_j - \frac{h}{2N} \right) + Z + 2nh \right)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_v \left(\left(z_j - \frac{h}{2N} \right) - Z + 2nh \right)^2} \right)^{-1} - \\ & - 0,5 \left(\sqrt{\chi_h(x_j - x_i)^2 + \chi_h(y_j - y_k)^2 + \chi_v \left(\left(z_j - \frac{h}{2N} \right) + Z + 2nh \right)^2} \right)^{-1} \end{aligned} \right) dZ.$$

В случае пологого ствола, формула 3.4 преобразуется, поворотом координат на зенитный угол α , аналогично 2.14.а.

Рассмотрим открытый вертикальный ствол, вскрывающий пласт мощностью 20 м от кровли до подошвы. Проницаемость $k_h = k_v = 40 \text{ мДа}$, расстояние до контура питания 1000 м, радиус скважины 0,1 м, пластовое давление 30 МПа, забойное давление 20 МПа.

В результате численного моделирования получаем продуктивность $\eta_b = 1,115 \cdot 10^{-6} \text{ м}^3/(\text{Па} \cdot \text{с})$. Произведя, для сравнения, расчет по формуле Дюпюи получаем

$$\eta_s = \frac{2 \cdot \pi \cdot k \cdot h}{\mu \cdot \ln \left(\frac{R_k}{r_c} \right)} = \frac{2 \cdot \pi \cdot 1,02 \cdot 40 \cdot 10^{-15} \text{ м}^2 \cdot 10 \text{ м}}{0,005 \text{ Па} \cdot \text{с} \cdot \ln \left(\frac{1000 \text{ м}}{0,1 \text{ м}} \right)} = 1,113 \cdot 10^{-10} \frac{\text{м}^3}{\text{Па} \cdot \text{с}}$$

Профиль притока к участкам такого ствола при депрессии 10 МПа показан на рисунке 4.34.

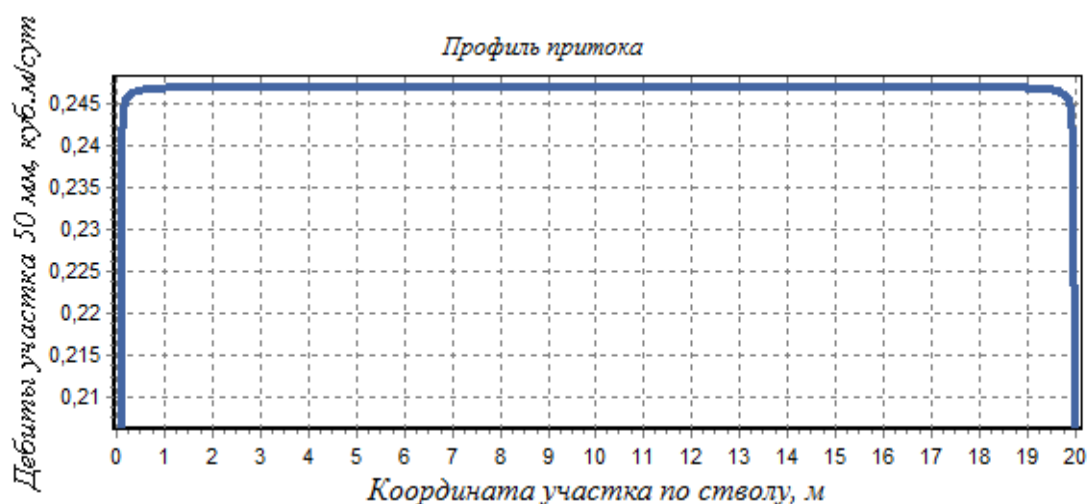


Рисунок 4.34 — Профиль притока к открытому вертикальному стволу

Рассмотрим, во сколько раз возрастет продуктивность, при радиальном забурировании боковых каналов с одного уровня. Зависимость отношения продуктивности вертикального ствола с боковыми каналами к продуктивности вертикального ствола показана на рисунке 4.35.

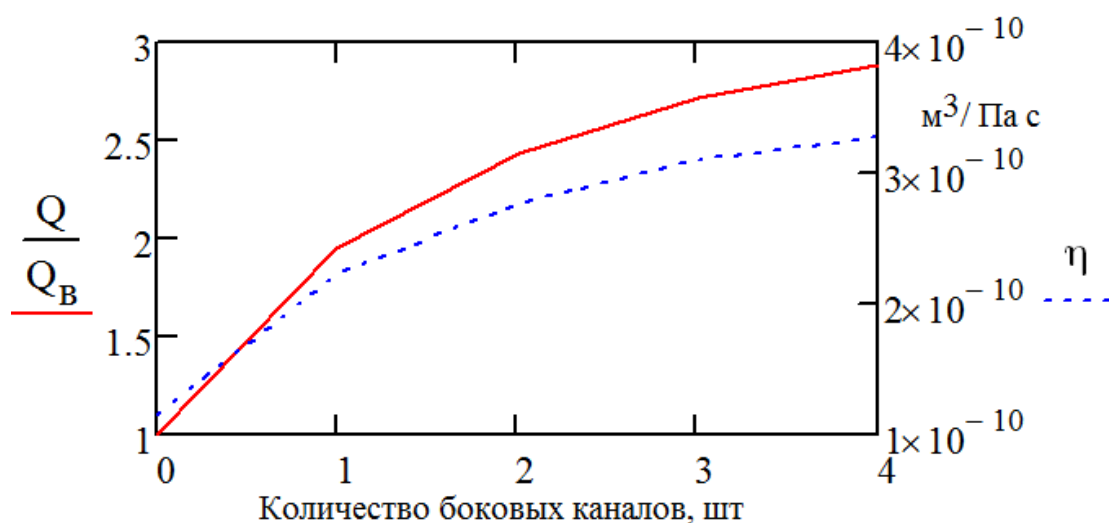


Рисунок 4.35 — Отношение продуктивности вертикального ствола с боковыми каналами к продуктивности вертикального ствола

Проведенное моделирование работы вертикальных скважин с радиально забуренными горизонтальными каналами подтвердило утверждение, что технология радиального бурения горизонтальных каналов длиной до 100 м позволяет повысить дебит скважины в 3–4 раза.

4.9 Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев

Разработка месторождений многоствольными и многозабойными горизонтальными скважинами является перспективным направлением в развитии нефтяной и газовой промышленности. Эффективность эксплуатации таких скважин напрямую зависит не только от геологических условий, но и особенностей конструкции забоев, определяемых типом заканчивания, в частности, конфигурации фильтров-хвостовиков, или характеристик перфорации при цементируемом типе заканчивания [101]. Таким образом, на этапе проектирования разработки месторождения и проектирования строительства скважины встает проблема определения параметров работы многозабойной горизонтальной скважины для определенных геологических условий с учетом особенностей конструкции забоев.

В. А. Иктисанов [102] решил задачу о притоке к горизонтальной многозабойной скважине с открытым забоем. Ниже приведена модель работы многозабойной скважины с различными типами закачивания горизонтальных боковых стволов.

Рассмотрим однородно-анизотропный пласт толщиной h с горизонтальной проницаемостью k_h и вертикальной проницаемостью k_v , непроницаемыми кровлей и подошвой, который вскрывает горизонтальная многозабойная скважина.

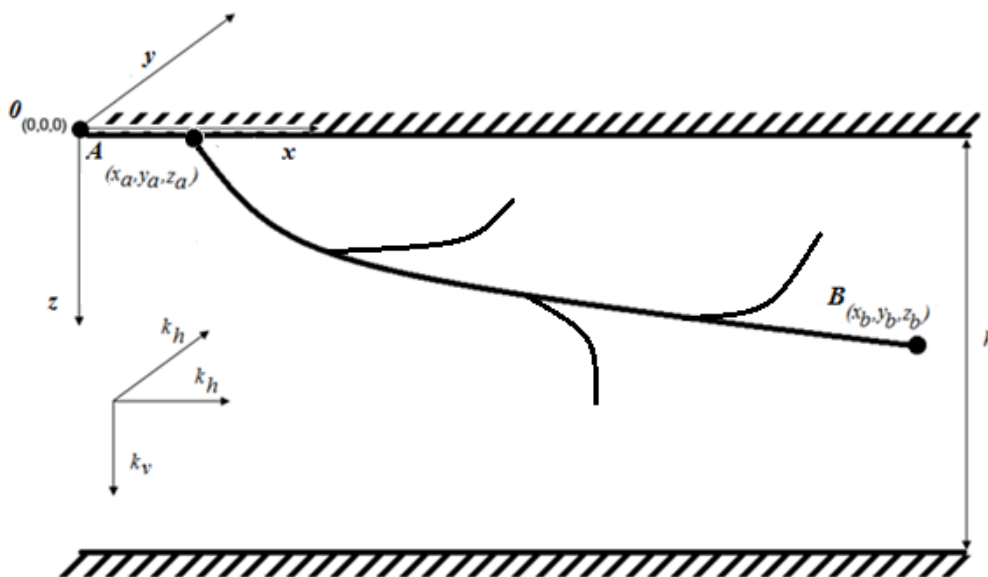


Рисунок 4.36 — Схема расположения горизонтальной многозабойной скважины в пласте

В качестве примера рассмотрим многозабойную горизонтальную скважину с тремя боковыми горизонтальными стволами, один из которых цементирован и перфорирован, а остальные открыты. Основной ствол также цементирован и перфорирован. Проницаемость пласта 50 мД, мощность пласта 10 м, вязкость нефти 5 сПз, плотность нефти 850 кг/м³, Пластовое давление 25 МПа, давление в начале ствола 20 МПа (точка а, рисунок 4.36), диаметр основного ствола 0,2 м, диаметр боковых 0,1 м, расстояние до нагнетательно скважины 1200 м, плотность перфорации 8 отв./м, радиус отверстий — 0,006 м, глубина канала 0,2 м. На рисунке 4.37 показана схема скважины для расчета в программе. Голубым цветом обозначены открытые участки стволов, черным цветом обозначены перфорированные участки.

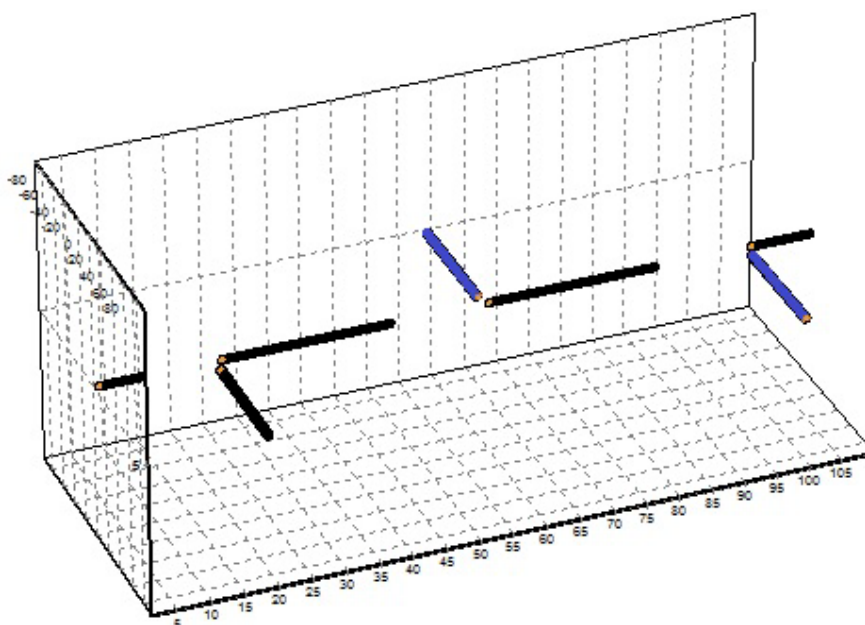


Рисунок 4.37 — Схема расположения гидродинамически активных участков многозабойной горизонтальной скважины

Существующие модели не позволяют рассчитать производительность скважины такой конструкции, так как она сочетает, наряду со сложной архитектурой, различные типы заканчивания боковых стволов. На практике, подобный тип конструкции может быть обусловлен необходимостью контроля зон притока в случае, если боковой ствол дренирует водные пропластки и наблюдается значительная обводненность продукции. В таком случае

производится цементирование хвостовика проблемного бокового ствола с последующей перфорацией без вовлечения в добычу водонасыщенных пластов или пропластков.

В результате расчета получены дебиты основного и боковых стволов скважины (рисунок 4.38). Суммарный дебит составил $82,21 \text{ м}^3/\text{сут}$. Из рисунка 4.38 видно, что дебит основного ствола при данном числе и соответствующем расположении боковых стволов незначителен. Следовательно, перфорация всех участков основного ствола может быть неоправданна.

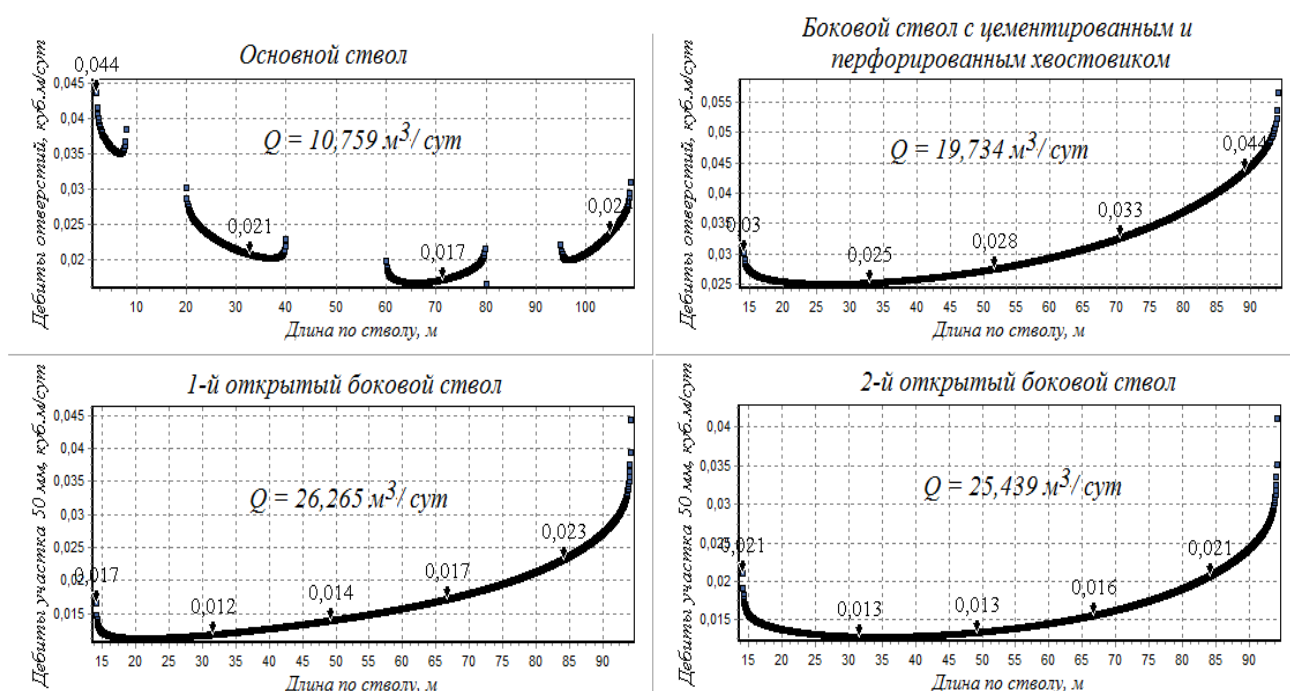


Рисунок 4.38 — Профили притока к стволам многозабойной скважины

Для оценки продуктивности скважины без перфорации основного ствола был рассчитан дебит только боковых стволов. Дебит скважины снизился незначительно и составил $81,22 \text{ м}^3/\text{сут}$, что обусловлено уменьшением интерференции из-за отсутствия притока к участкам перфорации главного ствола.

Таким образом, разработанная модель позволяет рассчитать стационарный приток к многозабойным скважинам с различными типами заканчивания и сложными траекториями боковых стволов. Подобная универсальность отличает ее от существующих численных моделей и аналитических решений. Определение

профиля притока вдоль основного и боковых стволов наряду с дебитами дает возможность проанализировать работу скважины, что важно на этапе ее проектирования, бурения и выбора типа заканчивания.

Выводы по разделу 4

1. Получено решение для установившегося притока к открытому горизонтальному стволу нефтяной скважины.
2. Проведена оценка качества численно-аналитической модели притока к открытому горизонтальному стволу путем сравнения результатов с известными формулами Дюпюи, Борисова и Джоши.
3. Получено и исследовано решение о притоке к скважине с протяженным синусоидальным окончанием.
4. Получено решение для вертикальной перфорированной скважины с радиально забуренными открытыми горизонтальными каналами.
5. Разработано программное обеспечение для моделирования притока к забою скважины сложной архитектуры.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Маскет М. Течение однородных жидкостей в пористой среде: пер. с англ. — М.: Гостоптехиздат, 1969. — 628 с.
2. Полубаринова-Кочина П. Я. Теория движения грунтовых вод. — М.: Гостехиздат, 1952 — 676 с.
3. Минский Е. М., Марков П. П. Экспериментальное исследование сопротивления несовершенных скважин // Тр. ВНИИ, вып. 8. — М.: Гостоптехиздат, 1956 — с. 35-66.
4. Телков А. П., Грачев С. И. и др. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтедобыча. — Тюмень: ООО НИПИКБС-Т, 2001 – 460 с.
5. Телков А. П., Стклянин Ю. И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. — М.: Недра, 1965 – 165 с.
6. Телков А. П. Подземная гидрогазодинамика. — Уфа, Башиздат, 1974 – 224 с.
7. Телков А. П. Расчет фильтрационных сопротивлений, обусловленных несовершенством скважины и экраном в условиях однородно-анизотропного пласта и взаимодействие скважин // Нефтяное хозяйство. — 1972. — № 4. — С. 9–13.
8. Телков А. П., Грачев С. И., Краснова Т. Л., Сохошко С. К. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. — Тюмень, ООО НИПИКБС-Т, 2000. — 328 с.
9. Литвинов А. А. Количественная оценка гидродинамического совершенства эксплуатации скважин при различных видах перфорации по данным промысловых исследований // Тр. ТатНИИ, 1960, вып. 2.
10. Чарный И. А. Подземная гидрогазодинамика. — М.: Гостоптехиздат, 1963 – 396 с.
11. Телков А. П., Грачёв С. И. Гидромеханика пласта применительно к прикладным задачам разработки нефтяных и газовых месторождений: учебное

пособие. В 2 ч. Ч. 2. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2009. — 352 с.

12. Минский Е. М. О притоке жидкости и газа к несовершенным скважинам при нелинейном законе сопротивления // ДАН СССР. — Т. 103. — № 3. — 1955.

13. Зотов Г. А., Тверковкин С. М. Газогидродинамические методы исследований газовых скважин. — М.: Недра, 1970 – 121 с.

14. Щуров В. И. Технология и техника добычи нефти. — М., 1983. — С. 51.

15. Пирвердян А. М. Приближенная формула для притока жидкости к несовершенной скважине // Изв. АН СССР, Отдел техн. наук. — 1957. — № 4 – с. 126-128.

16. Пыхачев Г. Б. Приближенный расчет производительности несовершенной скважины // Изв. Вузов, Нефть и газ, 1963, 10, с. 41-45.

17. Велиев М. Н., Мамедов Г. А. Нестационарный приток жидкости к скважине, несовершенной по степени вскрытия. Техника и технология нефтедобычи // Тр. АзНИПИнефть. — 1999. — С. 18–20.

18. Колев Ж. М. Системный анализ формул для расчета фильтрационного сопротивления, в несовершенных по степени вскрытия скважинах // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. — 2013. — № 2. — С. 114–118.

19. Кучумов Р. Я., Колев Ж. М., Лобанов Н. Ю. Программно-информационное обеспечение экспертной оценки качества гидродинамических моделей разработки месторождения методом Саати // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2012. — № 6. — С. 13–19.

20. Кучумов Р. Я., Лобанов Н. Ю., Колев Ж. М., Кучумов Рубин Р., Ильясов В. А., Матвеев А. С. ModellingMultiExpert № 2012618166 от 10. 09. 2012.

21. Тихов А. М. Математическая теория движения жидкости и газа к центральной несовершенной скважине. — Харьков: Изд-во Харьковского университета, 1964. — 156 с.

22. Хейн А. Л. Теоретические основы и методика определения параметров пласта по данным испытания несовершенных скважин при неустановившемся режиме фильтрации жидкостей и газов (в сб. «Вопросы разработки и

эксплуатации газовых месторождений») // Тр. ВНИИ, вып. 4. — М.: Гостоптехиздат, 1953.

23. Harris M. H. The Effect of Perforating on Well Productivity. — I.P.T. Apr., 1966.

24. Технологический режим работы газовых скважин // З. С. Алиев, С. А. Андреев, А. П. Власенко, Ю. П. Коротаев. — М.: «Недра», 1978. — 279 с.

25. Соловкин Е. Б., Соловкина Н. А. Выбор плотности перфорации скважин: НТС «Нефтепромысловое дело». — вып. 5. — 1979. — С. 20–23.

26. Борисов Ю. П., Пилатовский В. П., Табаков В. П. Разработка нефтяных месторождений с горизонтальными и многозабойными скважинами. — М.: Недра, 1964. — 364 с.

27. Кучумов Р. Р. Информационно-программное обеспечение процесса гидродинамического моделирования притока жидкости к несовершенной скважине: дис. ...канд. техн. наук / Рубин Рашитович Кучумов. — Тюмень, 2007. — 229 с.

28. Кучумов Р. Я., Кучумов Рубин Р. Колев Ж. М. Алгоритмизация расчета дополнительных фильтрационных сопротивлений, вызванных частичным вскрытием, по уточненной методике // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — 2012. — С. 31–36.

29. Колев Ж. М., Мамчистова Е. И.. Численное моделирование фильтрационных сопротивлений. — LAP LAMBERT Academic Publishing, Saarbrücken, Germany. 182 p. — ISBN 978-3-659-31060-7.

30. Леонов В. И., Телков В. А. Алгоритм расчета функции фильтрационного сопротивления и депрессии для неустановившегося притока сжимаемой жидкости (газа) к скважине несовершенной по степени вскрытия пласта // Вопросы разработки нефтяных и газовых месторождений: меж. вуз. темат. сб. / ТИИ. — Тюмень, 1982. — С. 42–50.

31. Борисов Ю. П., Табаков В. П. О притоке нефти к горизонтальным и наклонным скважинам в изотропном пласте конечной мощности // НТС ВНИИ. — М., 1962. — Вып. 16.

32. Меркулов В. П. Фильтрация к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности // Известия вузов. Нефть и газ . — 1958. — № 1. — С. 15–17.

33. Брехунцов А. М., Телков А. П., Федорцов В. К. Развитие теории фильтрации жидкости и газа к горизонтальным стволам скважин. — Тюмень: ОАО «СибНАЦ», 2004. — 290 с.

34. Шеремет В. В., Алиев З. С. Определение производительности горизонтальных скважин, вскрывших газовые и газонефтяные пласты. — М.: Недра, 1973., 1995. — 84 с.

35. Giger F. M., Horizontal Wells Production Techniques in Heterogeneous Reservoirs. Middle East Oil Technical Conference and Exhibition, 11–14 March 1985, Bahrain.

36. Joshi S. D. Augmentation of well productivity with slant and horizontal wells. J. of Petrol Techn. June, 1988, p. 729–739.

37. Григорян А. М. Вскрытие пластов многозабойными и горизонтальными скважинами. — М.: Недра, 1969. — 200 с.

38. Евченко В. С. и др. Разработка нефтяных месторождений наклонно-направленными скважинами. — М.: Недра, 1986 — 278 с.

39. Лысенко В. Д. Формула дебита вертикально-горизонтальной скважины на многослойном нефтяном пласте. Разработка нефтяных и нефтегазовых месторождений // Нефтепромысловое дело. — 1997. — № 8. — С. 6–10.

40. Меркулов В. П. «Экспериментальное исследование фильтрации к горизонтальной скважине конечной длины в пласте конечной мощности» // Изв. вузов: Нефть и газ, 1958, №3, с. 24 - 29.

41. Лысенко В. Д. К расчету дебита горизонтальных скважин // Нефтепромысловое дело. — 1997. — № 7. — С. 4–8.

42. Каширина К. О. Развитие теории потенциала применительно к прикладным задачам интенсификации нефтеотдачи и повышения компонентоотдачи продуктивного пласта: дис. ...канд. тех. н. / Ксения Олеговна Каширина. — Тюмень, 2008. — 214 с.

43. Anklaam, E. G.: Horizontal Well Productivity and Wellbore Pressure Behavior Incorporating Wellbore Hydraulics, Ph.D. dissertation, University of Oklahoma, Norman, OK, 2001.

44. Anklaam E. G. Анализ уравнений давления в стволе горизонтальных скважин. — SPE Production and Operations Symposium Oklahoma City, OK, U.S.A., 17–19 April 2005, SPE 94314.

45. Anklaam E. G. and Wiggins M. L. Определение продуктивности горизонтальных скважин и характера изменений давления в стволе скважины с применением гидравлических характеристик. — SPE Production and Operations Symposium Oklahoma City, OK, U.S.A., 17–19 April 2005, SPE 94314.

46. Вахитов Г. Г. и др. Освоение месторождений с помощью многозабойных горизонтально-разветвленных скважин // Исследования в области технологии и техники добычи нефти: сб. — М.: ВНИИ, 1976. — № 54. — С. 3–14.

47. Выбор геометрии рационального размещения горизонтальных скважин в пласте // Э.И., серия: нефтепромысловое дело (зарубежный опыт). — ВНИИОЭНГ, 1994. — вып. 7. — С. 1–11 (Реферат ст. Suprinovich R., Balter R.M. The choice of pattern size and shape for regular arrays of horizontal wells // J. of Canad. Technol. — 1992, 1. — p. 39–44).

48. Григулецкий В. Г. Основные допущения и точность формул для расчета дебита горизонтальных скважин // Нефтяное хозяйство. — 1992. — № 12.

49. Григулецкий В. Г., Никитин Б. А. Стационарный приток нефти к одиночной многозабойной скважине в анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. — 1994. — № 1.

50. Giger F. M., Reiss L. H., Jourdan A. P. The reservoir engineering aspects of horizontal drilling. SPE 13024.

51. Detz D. H. Determination of average reservoir pressure from build-up surveys JPT. — 1965. — vol. 17, N 8, p. 955–959.

52. Economaides M.J., McLennan J.D., Brown E. Performance and stimulation of horizontal wells. World oil. 1989, V. 208, N6, p. 41–45.

53. Economaides M.J., MacLennon J.D., Brown E. Performance and Stimulation

of Horizontal Wells // A Word Oil. – v.208. — № 6. — 1989.

54. Economides, M. J. and Nolte, K. G.: Reservoir Stimulation, Second Edition, 440 p. (hardbound), Prentice Hall, NY, 1989. Chinese Translation Beijing, 1991 Russian Translation Moscow and Krasnodar, 1992.

55. Производительность горизонтальных скважин в техногенно-измененных неоднородных пластах: дис. ... канд. техн. н.: 25.00.17 / Леонид Андреевич Гайдуков. — Москва, 2010. — 173 с.: ил. 61 10-5/2262.

56. Сохошко С. К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач.. дис.... докт. техн. наук, / Сергей Константинович Сохошко. — Тюмень, 2008. — 212 с.

57. Сохошко С. К., Грачев С. И. Разработка водонефтяных зон горизонтальными многозабойными скважинами // Известия вузов. Нефть и газ. — 1998. — № 3.

58. Сохошко С. К., Телков А. П., Клещенко И. И. Расчет оптимальной длины горизонтального участка ствола скважин, эксплуатирующих подземные газовые хранилища // Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2002. — № 9.

59. Сохошко С. К., Грачев С. И. Оптимизация траектории добывающих скважин в интервале продуктивного пласта с учетом его анизотропии // Известия вузов. Нефть и газ. — 1999. — № 2.

60. Сохошко С. К., Грачев С. И. О возможности создания полностью направленной трещины при гидроразрыве пласта в горизонтальных скважинах // Известия вузов. Нефть и газ. — 2001. — № 3.

61. Сохошко С. К., Телков А. П., Клещенко И. И. Оценка длины горизонтального ствола скважин, эксплуатирующих подземные газовые хранилища: материалы III Всероссийской науч.-техн. конф., посвященной 40-летию ТГНГУ (Тюмень, 19–20 апр. 2002 г.). — Тюмень: Вектор Бук, 2002.

62. Способ образования направленной вертикальной или горизонтальной трещины при гидроразрыве пласта RU: Патент № 2176021 Рос. Федерация / С. К. Сохошко, С. И. Грачев. — Заявл. 11.06.1998.

63. Сохошко С. К. Неустановившийся приток к многозабойной горизонтальной

скважине в пласте с подошвенной водой. Проблемы совершенствования технологий строительства и эксплуатации скважин, подготовка кадров для Западно-Сибирского нефтегазодобывающего комплекса: материалы всероссийской науч.-техн. конф. (Тюмень, дек. 2001 г.). — Тюмень, ТюмГНГУ, 2001.

64. Сохошко С. К., Телков А. П., Гринёв В. Ф. Неустановившийся приток к многозабойной горизонтальной скважине в пласте с подошвенной водой. МСНТ «Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений Западной Сибири». — Вектор Бук, 2002. — С. 69–73.

65. Сохошко С. К. Расчет профиля притока к пологой скважине: конф. «Нефть и газ: проблемы недропользования, добычи и транспортировки». (Тюмень, 24–26 сент. 2002 г.).

66. Сохошко С. К. Режим работы пологой газовой скважины // Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2006. — № 4.

67. Сохошко С. К. Регулирование профиля притока к пологому стволу газовой скважины / С. К. Сохошко, В. К. Романов, И. И. Клещенко, В. Ф. Штоль // Газовая промышленность. — 2006. — № 12. — С. 67–68.

68. Сохошко С. К. Приток к пологой газовой скважине с боковым стволом // Газовая промышленность. — 2008. — № 1. — С. 65–67.

69. Сохошко С. К. Приток к пологой газовой скважине с боковым стволом в полосообразном пласте // Современные технологии капитального ремонта скважин и повышения нефтеотдачи пластов. Перспективы развития: Сб. докл. II Междунар. науч.-практ. конф. (Геленджик, Краснодарский край, 21–26 мая 2007 г.). — Краснодар: ООО «Научно-производственная фирма «Нитпо», 2007. — С. 45–47.

70. Торопчин О. П. Исследование оптимальных конструкций и схем размещения перфорационных отверстий в горизонтальных и пологих скважин / О. П. Торопчин. — 2010.

71. Фатхлисламов М. А., Владимиров И. В., Торопчин О. П., Кротов С. А. Исследование процессов турбулентного движения однородной жидкости в стволе горизонтальной скважины при различных типах перфорационных отверстий //

Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2009. — № 9. — С. 36–40.

72. Владимиров И. В., Торопчин О. П., Кротов С. А., Сарваров А. Р. Оптимальное применение горизонтальных стволов скважин в разработке контактных водонефтяных зон месторождений нефти // Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2009. — № 11. — С. 15–20.

73. Фатхлисламов М. А., Торопчин О. П. Изменение ламинарного характера движения однородной жидкости в поле сил тяжести при наличии распределенных источников (перфорационных отверстий) в горизонтальном стволе скважины // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2009. — № 11. — С. 40–45.

74. Доманюк Ф. Н. Моделирование продуктивности скважин со сложной траекторией горизонтального ствола // Труды нефти и газа им. И. М. Губкина. — № 3. — 2011. — С. 37–47.

75. Доманюк Ф. Н., Золотухин А. Б. Определение дебита скважины с прямолинейным профилем в вертикально-анизотропном пласте // Нефтяное хозяйство. — 2011. — № 4. — С. 92–95.

76. Доманюк Ф. Н. Стационарный приток жидкости к скважине с волнообразным профилем // Нефтепромысловое дело. — 2011. — № 7.

77. Самойлов А. С. Исследование и разработка технологии выработки запасов нефти сложнопостроенных залежей горизонтальными скважинами: дис. ...канд. техн. н. / Александр Сергеевич Самойлов. — Тюмень, 2012. — 135 с.

78. WANG Haijing, XUE Shifeng, Numerical Simulation of Inflow Performance for Perforated Horizontal Wells, 2010 International Symposium on Multi-field Coupling Theory of Rock and Soil Media and Its Applications-Proceedings of 2010 International Symposium on Multi-field Coupling Theory of Rock and Soil Media and Its Applications, Chengdu City, CHINA. ISBN : 978-0-9807687-2-5.

79. Yining Wang, Xiaodong Wu, Ruihe Wang, Han Wu, Zhaopeng Yang, Distribution Optimization Based on Feasible Direction Method for Horizontal Well Perforation PRZEGLĄD ELEKTROTECHNICZNY, ISSN 0033-2097, R. 89 NR

1b/2013.

80. Yula Tang. Optimization of horizontal well competition. Ph. D. dissertation. The university of Tulsa. 2001.

81. Penmatcha, V. R. and K. Aziz 1998. A comprehensive reservoir/wellbore model for horizontal wells, SPE India Oil and Gas Conference, New Delhi, India. SPE 39521.

82. Khalid Aziz and Liang-Biao Ouyang, Productivity of Horizontal and Multilateral Wells. Petroleum Science and Technology, Volume 19, Issue 7-8, 2001. Pages 1009-1025.

83. Идельчик И. Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям / Под ред. М. О. Штейнберга. — 3-е изд., перераб. и доп. — М.: Машиностроение, 1992.

84. Кучумов Р. Я., Мусакаев Н. Г. Лабораторный практикум по курсу «Численные методы». — Тюмень: Изд-во Тюменского государственного нефтегазового университета, 2004. — 112 с.

85. Кучумов Р. Я., Кучумов Р. Р., Мусакаев Н. Г. Применение численных методов к решению задач нефтепромысловой механики. — Тюмень: Изд-во Тюменского государственного нефтегазового университета, 2004. — 184 с.

86. Двойников М. В., Водорезов Д. Д., Колев Ж. М. Алгоритмизация расчета забойного давления при азотном освоении скважин с применением колтубинга // Бурение и нефть. — 2013. — № 1. — С. 52–54.

87. Сохошко С. К., Колев Ж. М., InflowProfileModelling. Свидетельство об официальной регистрации программы для ЭВМ № 2013660229, 06 октября 2013 г.

88. Щелкачев В. Н., Назаров С. Н. Учет влияния гидродинамического несовершенства скважин в условиях упругого режима // Нефтяное хозяйство. — 1954. — № 5.

89. Пыхачев Г. Б., Исаев Р. Г. Подземная гидравлика. — М.: Недра, 1973.

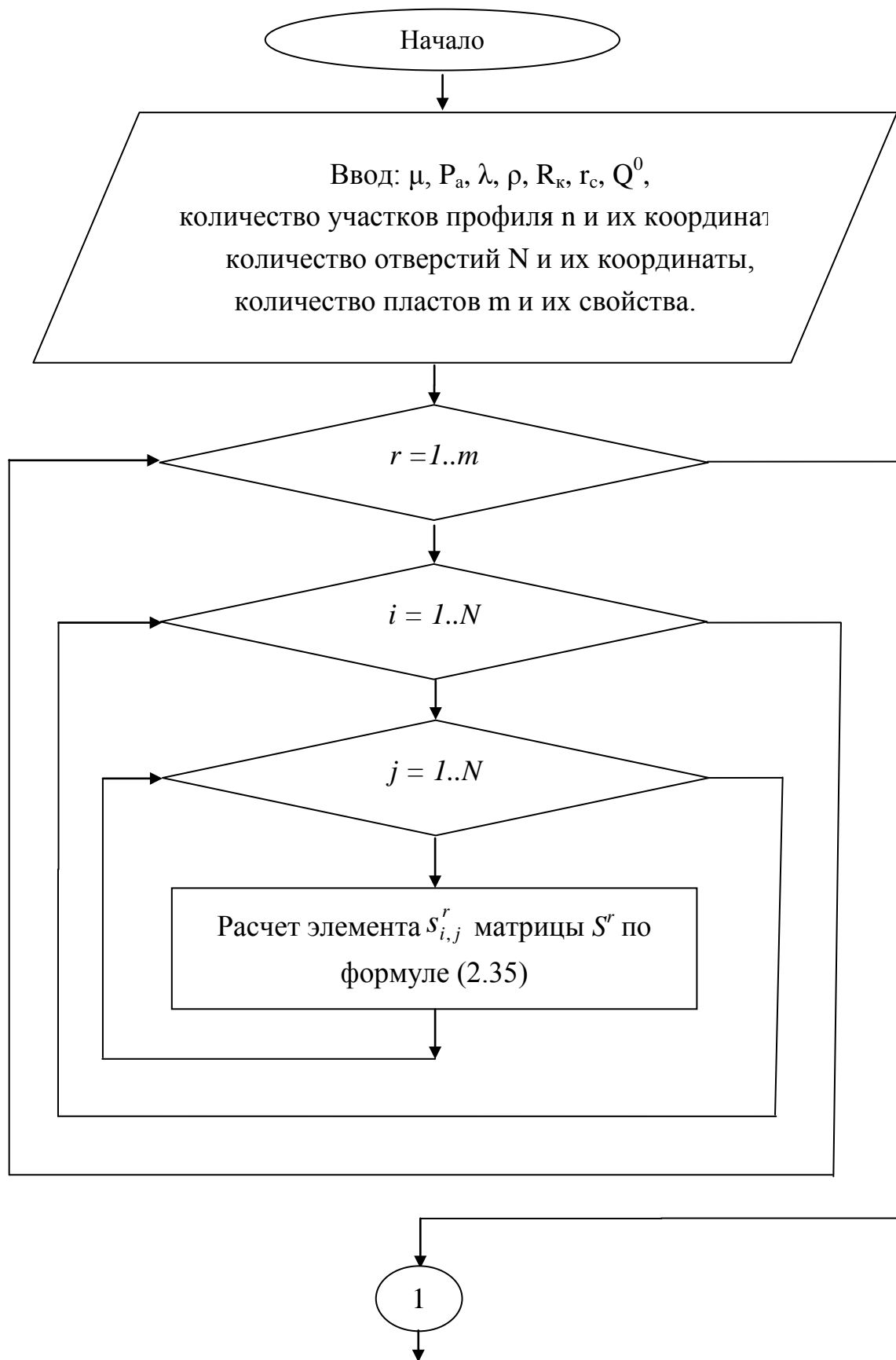
90. Телков А. П. Некоторые особенности эксплуатации нефтяных залежей с подошвенной водой. — М.: ВНИИОЭНГ, 1972. — 136 с.

91. Щелкачев В. Н. Разработка нефтеводоносных пластов при упругом режиме. — М.-Л: Гостоптехиздат, 1959 – 467 с.

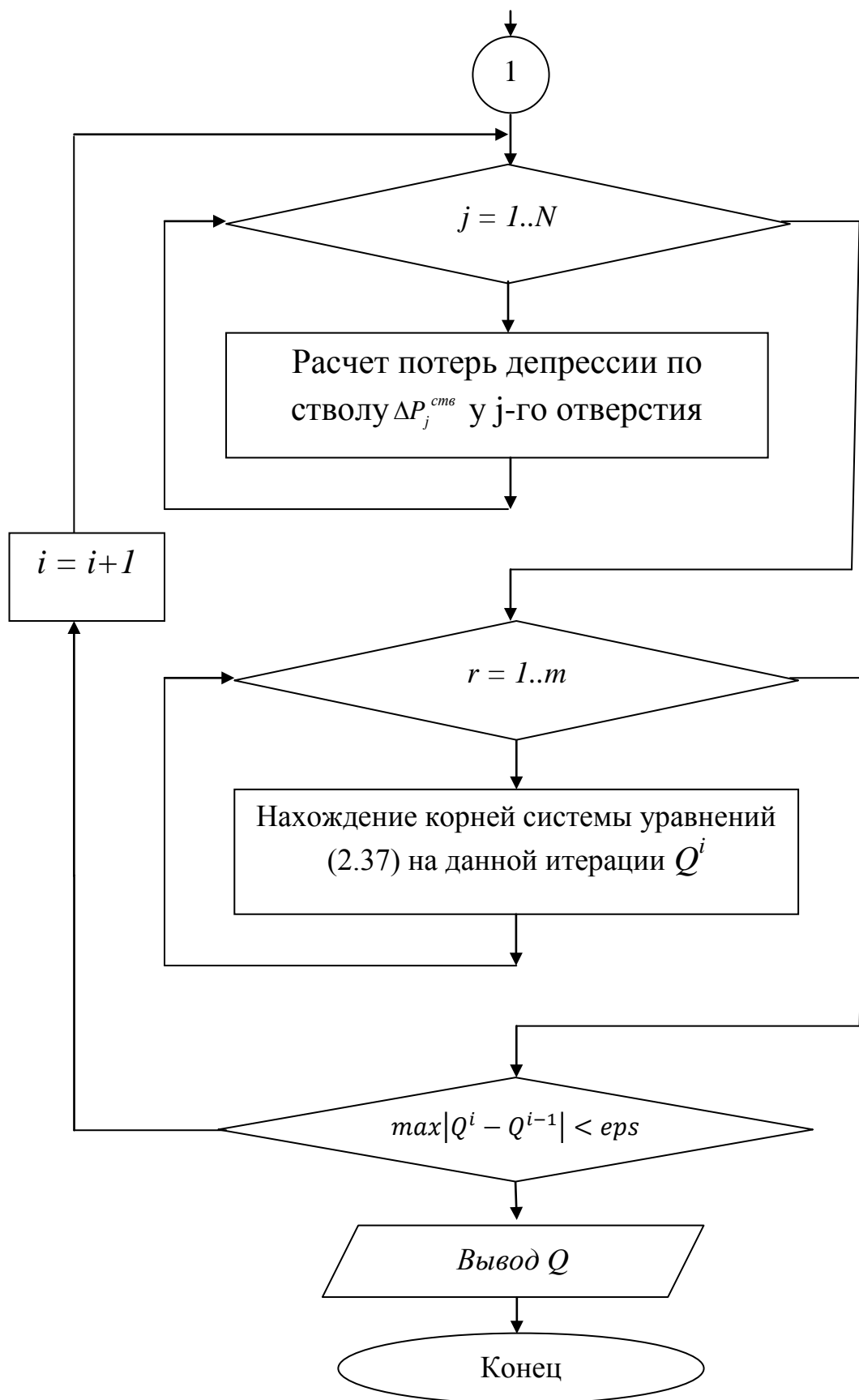
92. Elizabeth G. Ankla. Horizontal well productivity and wellbore pressure behavior incorporating wellbore hydraulics. Ph. D. dissertation. Norman, Oklahoma. 2001.
93. Rungtip Kamkom. Modeling performance of horizontal, undulating, and multilateral wells, Ph. D. dissertation. Texas A&M University. 2007.
94. Камынин Л. И. Математический анализ. Т. 1, 2. — 2001.
95. Фокеева Л.Х. Неустановившаяся фильтрация жидкости к многоствольным горизонтальным скважинам // Материалы научной сессии по итогам 2005 года. Часть 1. Изд-во АГНИ. -2006. – С. 64.
96. Распопов А. В., Кондратьев С. А., Новокрещенных Д. В. Влияние геолого-физических условий на эффективность бурения радиальных каналов в околоскважинную зону пласта // Нефтяное хозяйство. — 2012. — № 3. — С. 78–79.
97. Смыслов В. В. Гидравлика и аэродинамика. — Киев: Вища школа, 1982. — 240 с.
98. Басниев К. С., Кочина И. Н., Максимов В. М. Подземная гидромеханика: учеб. для вузов. — М.: Недра, 1993. — 416 с.
99. Любарский М. Г. Векторная алгебра и ее приложения. — Харьков: ХГУ, 2010. — 166 с.
100. Charting components by Steema [Электронный ресурс]. — Режим доступа: www.steema.com.
101. Сохошко С. К., Колев Ж. М. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме // Нефтепромысловое дело. — М.: ВНИИОЭНГ. — 2014. — № 3. — с. 33–40.
102. Иктисанов В. А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. — Казань: Плутон, 2007. — 124 с.

ПРИЛОЖЕНИЕ А

Блок-схема разработанного программного продукта InflowProfileModelling



Продолжение блок-схемы программного продукта InflowProfileModelling



ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Описание программного продукта InflowProfileModelling

Программный продукт InflowProfileModelling предназначен для моделирования работы перфорированной нефтяной скважины произвольного профиля. Область применения — научно-исследовательские и проектные институты занимающиеся проблемами разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. В программе реализованы алгоритмы решения задач:

- определения профиля притока перфорированной нефтяной скважины, работающей на стационарном режиме;
- определения профиля притока перфорированной нефтяной скважины, работающей на стационарном режиме, вскрывающей несколько пластов;
- распределения давления по стволу добывающей нефтяной скважины с учетом возникающих гидравлических потерь;
- построения эпюры скоростей течения жидкости по стволу;
- построения траектории ствола по заданным координатам, с вычислением длины каждого участка, изменения пространственного угла участка относительно предыдущего, зенитного и азимутального угла;
- автоматического нанесения на заданный профиль отверстий, исходя от начала и конца интервала, а также плотности перфорации, с вычислением пространственных координат каждого отверстия и расстояния по траектории ствола от его начала.

Для расчета траектории профиля и координат отверстий в пространстве использованы методы векторной алгебры [99], решение системы линейных алгебраических уравнений находится при помощи численного метода Гаусса [22,23].

Для графического вывода информации использовался визуальный компонент компании Steema Software [100]. InflowProfileModelling позволяет просматривать следующие данные в графическом 2D и 3D виде:

- траекторию профиля в пространстве в системе координат, соответствующих рисунку 2.1;
- расположение отверстий в пространстве;
- профиль притока и эпюру скоростей;
- распределение давления по стволу скважины;
- данные дебитов по пластам, дебитов по интервалам перфорации, гидравлических потерь в формате трехмерных диаграмм.

Главное окно программного продукта InflowProfileModelling представлено в приложении на рисунке Б.1.

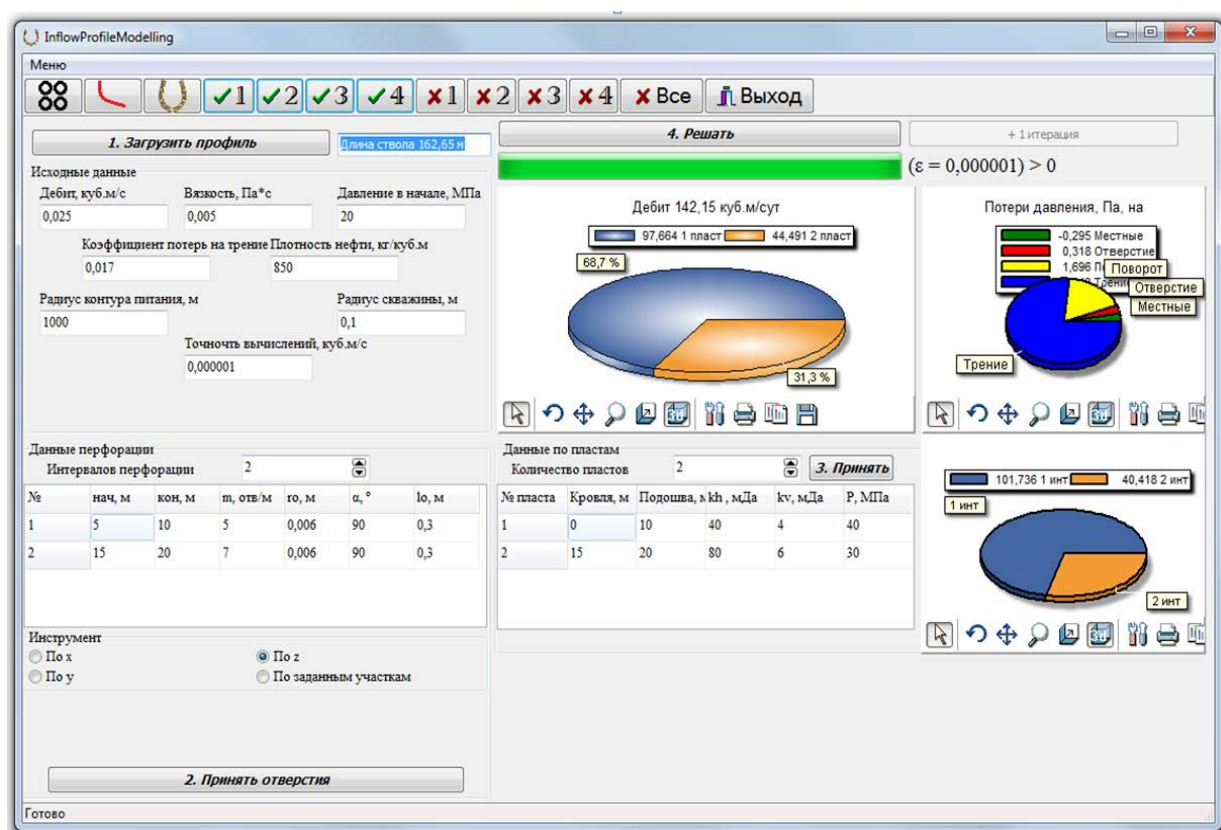


Рисунок Б.1 — Главное окно программного продукта InflowProfileModelling

Работа с программой производится в 4 этапа:

1. Подготовка и загрузка траектории профиля в формате MS Excel;
2. Задание интервалов перфорации;
3. Загрузка данных о пластах;
4. Решение и вывод результатов.

В результате расчета во всплывающем окне (рисунок Б.2) будут выведены профиль притока и эпюра скоростей.

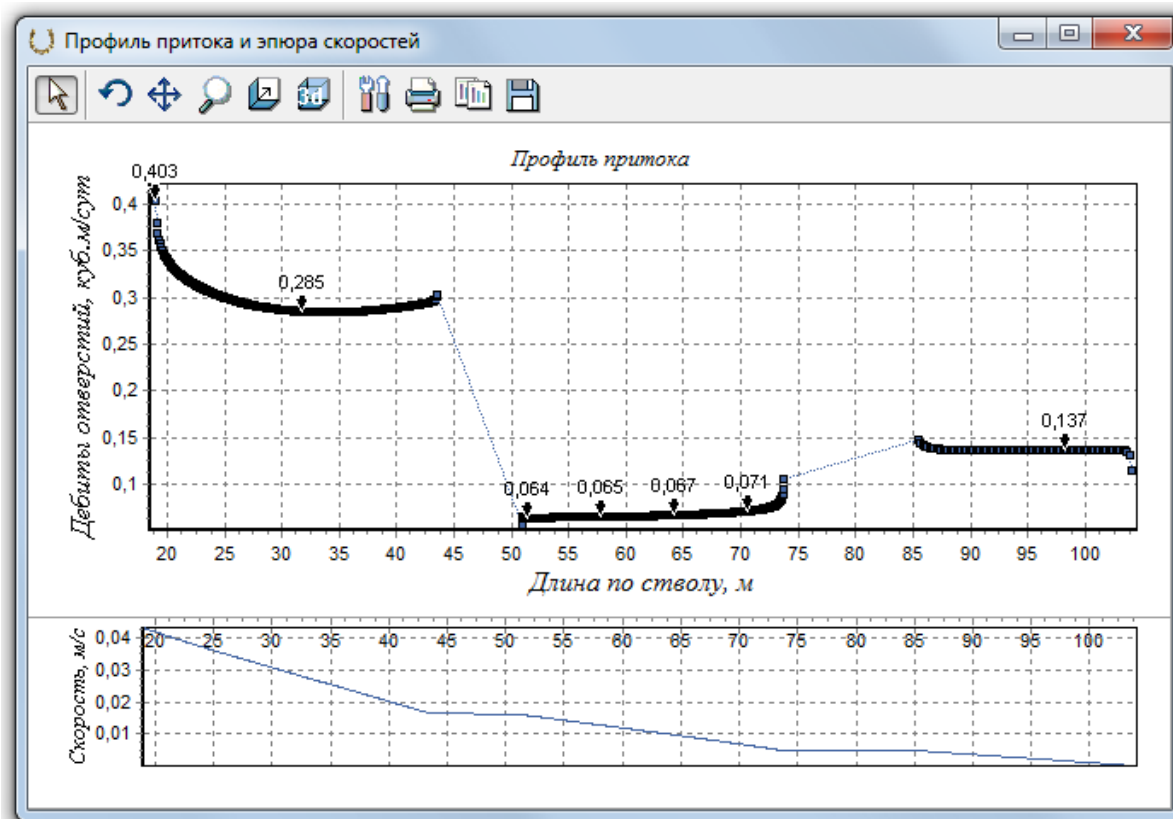


Рисунок Б.2 — Вывод профиля притока и эпюры скоростей

В случае если условие 5 алгоритма не выполняется, пользователю будет предложено произвести еще одну итерацию.

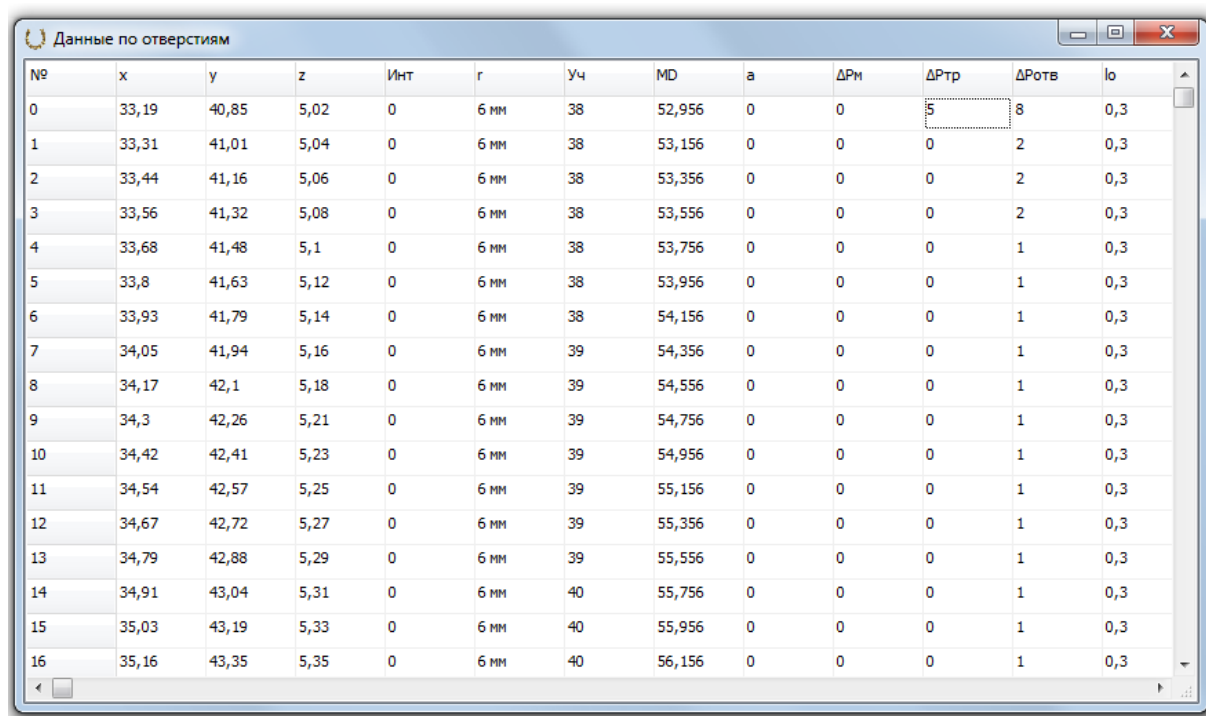
Остальные данные в графическом формате, полученные в ходе расчета, можно просмотреть, выбрав нужный пункт в главном меню программы, или нажатием соответствующей кнопки на панели инструментов (рисунок Б.3).



Кнопки слева направо: вывод данных по перфорационным отверстиям, отображение траектории ствола, вывод профиля притока и эпюры скоростей, загрузить профиль, загрузить отверстия, загрузить данные по пластам, составление и решение систем уравнений, очистить траекторию, очистить отверстия, очистить данные по пластам, очистить результаты расчета, очистить все, выход

Рисунок Б.3 — Панель инструментов InflowProfileModelling

На рисунке Б.4. показан вид окна просмотра характеристик отверстий. Здесь отображаются координаты отверстия, принадлежность к интервалу перфорации и участку ствола, возникающие в нем потери давления и геометрические характеристики самого отверстия.



№	x	y	z	Инт	r	Уч	MD	a	ΔPн	ΔPтр	ΔРотв	lо
0	33,19	40,85	5,02	0	6 мм	38	52,956	0	0	5	8	0,3
1	33,31	41,01	5,04	0	6 мм	38	53,156	0	0	0	2	0,3
2	33,44	41,16	5,06	0	6 мм	38	53,356	0	0	0	2	0,3
3	33,56	41,32	5,08	0	6 мм	38	53,556	0	0	0	2	0,3
4	33,68	41,48	5,1	0	6 мм	38	53,756	0	0	0	1	0,3
5	33,8	41,63	5,12	0	6 мм	38	53,956	0	0	0	1	0,3
6	33,93	41,79	5,14	0	6 мм	38	54,156	0	0	0	1	0,3
7	34,05	41,94	5,16	0	6 мм	39	54,356	0	0	0	1	0,3
8	34,17	42,1	5,18	0	6 мм	39	54,556	0	0	0	1	0,3
9	34,3	42,26	5,21	0	6 мм	39	54,756	0	0	0	1	0,3
10	34,42	42,41	5,23	0	6 мм	39	54,956	0	0	0	1	0,3
11	34,54	42,57	5,25	0	6 мм	39	55,156	0	0	0	1	0,3
12	34,67	42,72	5,27	0	6 мм	39	55,356	0	0	0	1	0,3
13	34,79	42,88	5,29	0	6 мм	39	55,556	0	0	0	1	0,3
14	34,91	43,04	5,31	0	6 мм	40	55,756	0	0	0	1	0,3
15	35,03	43,19	5,33	0	6 мм	40	55,956	0	0	0	1	0,3
16	35,16	43,35	5,35	0	6 мм	40	56,156	0	0	0	1	0,3

Рисунок Б.4 — Окно просмотра данных по перфорационным отверстиям.

ПРИЛОЖЕНИЕ В

Расчет притока к скважинам с тремя и четырьмя радиальными каналами

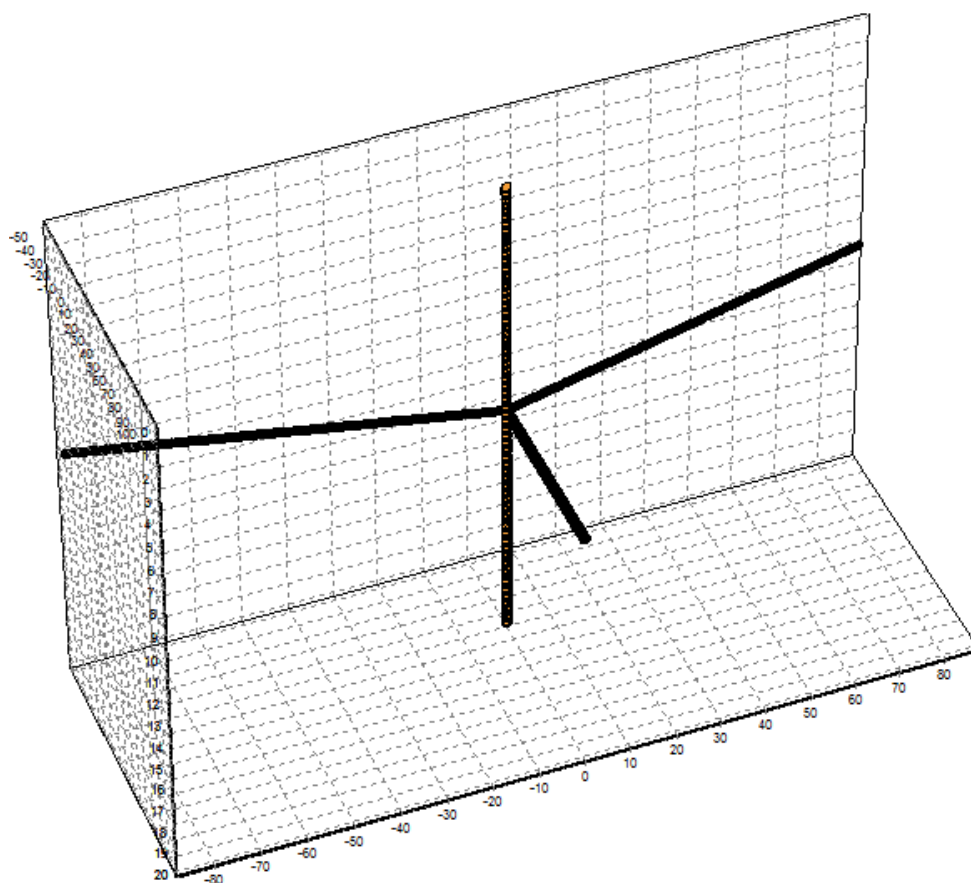


Рисунок В.1 — Вертикальная скважина с тремя радиальными каналами

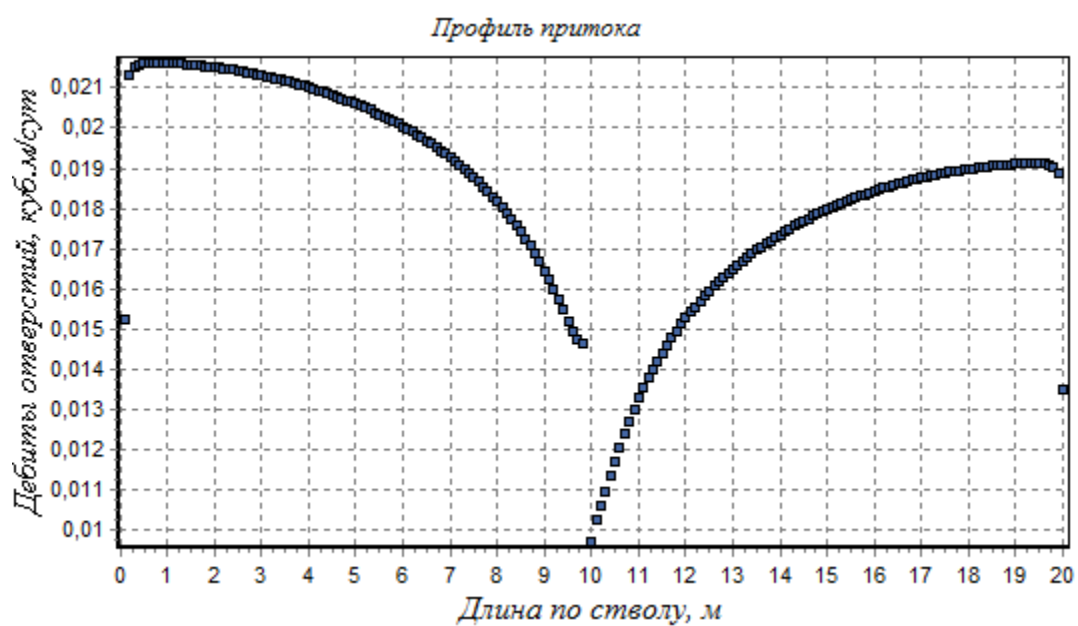


Рисунок В.2 — Профиль притока к вертикальному стволу

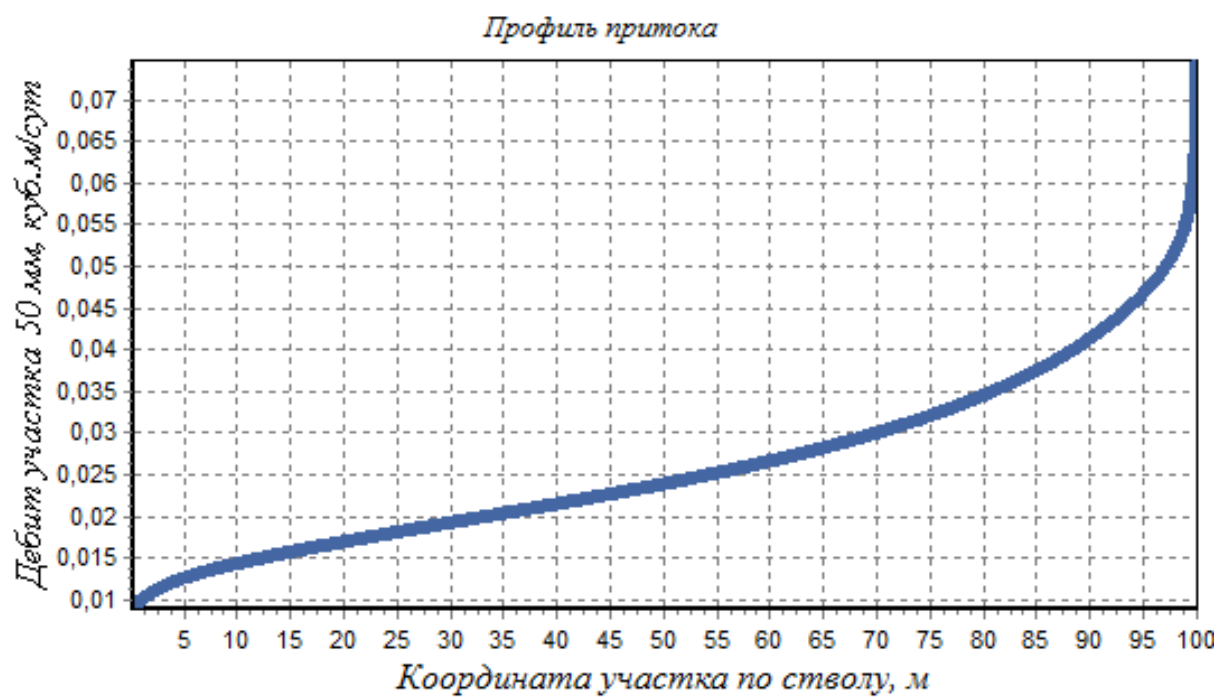


Рисунок В.3 — Профиль притока радиальному каналу

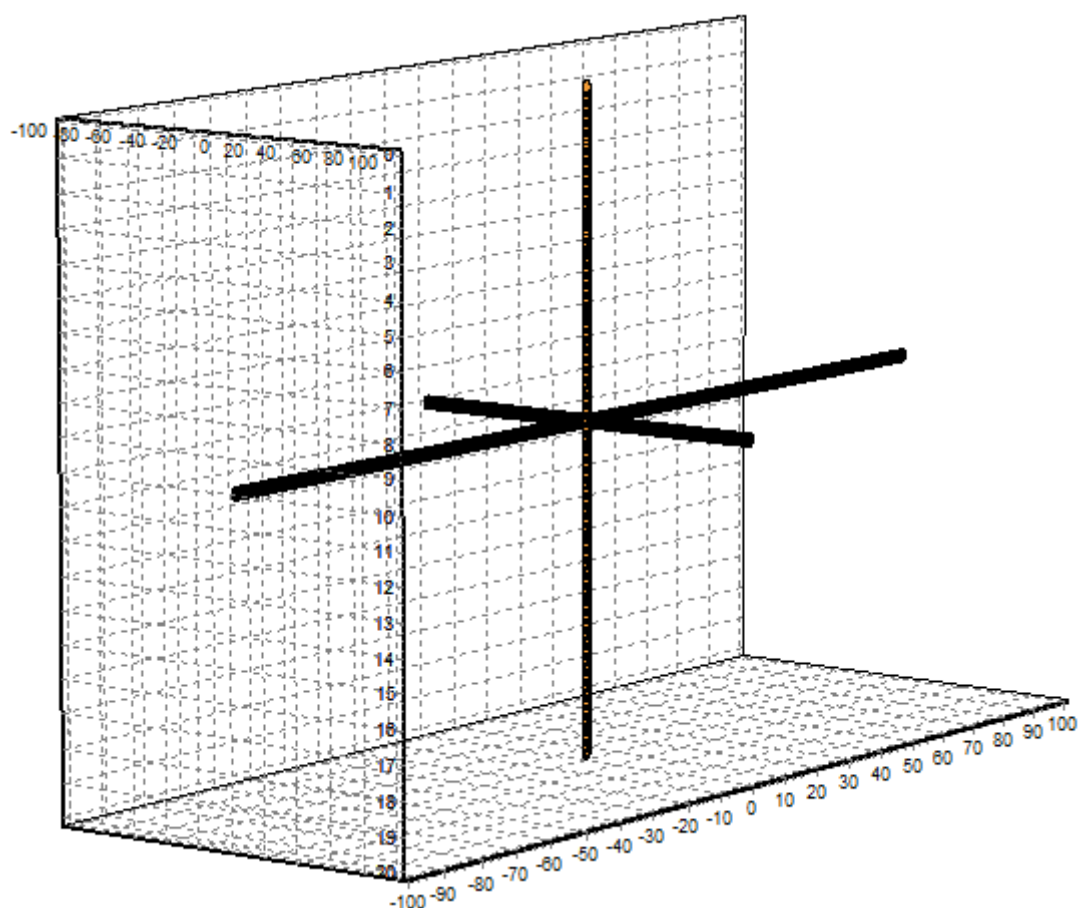


Рисунок В.4 — Вертикальная скважина с четырьмя радиальными каналами

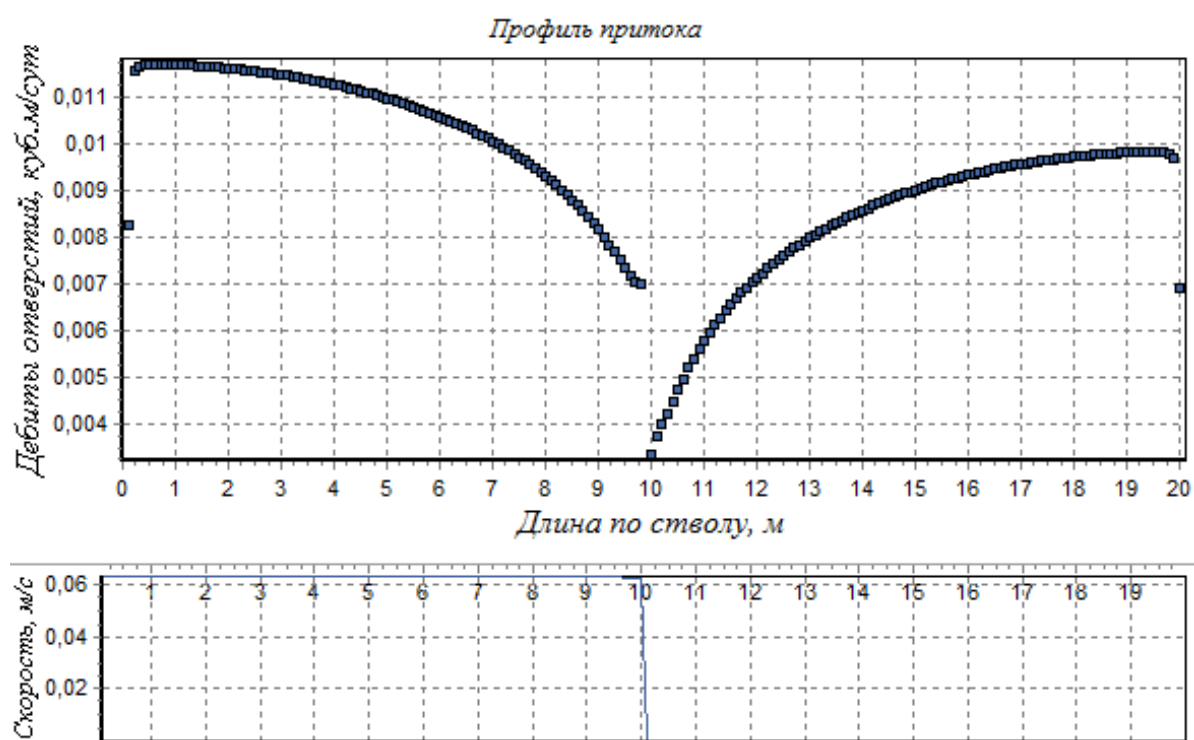


Рисунок В.5 — Профиль притока к вертикальному стволу

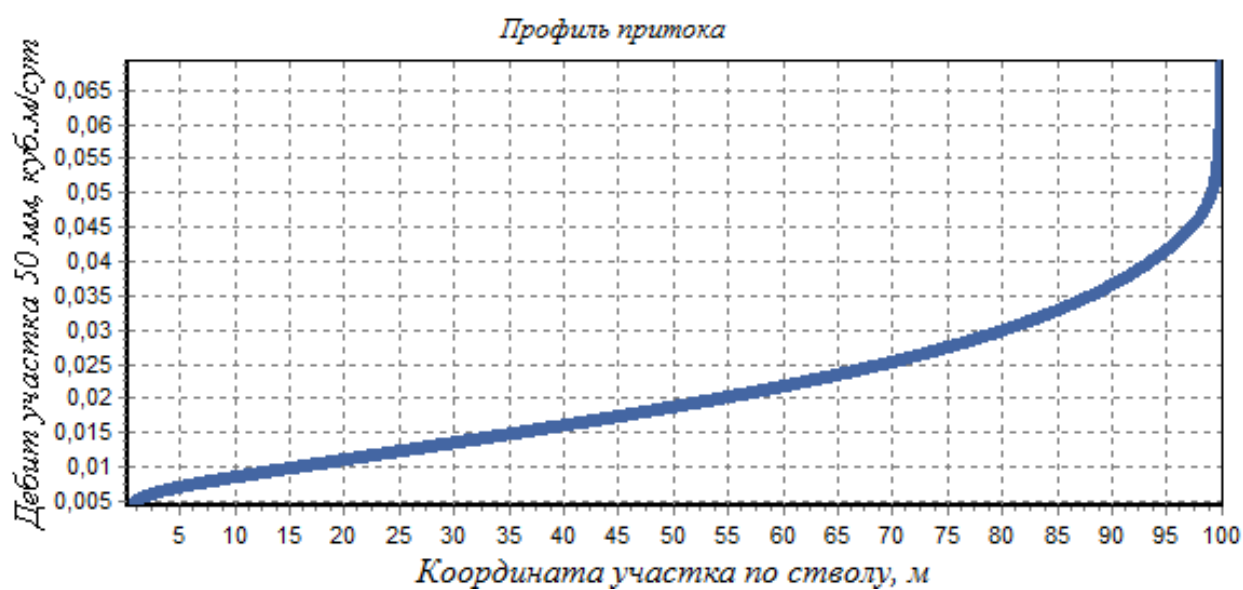


Рисунок В.6 — Профиль притока к радиальному каналу

ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Акты о внедрении результатов диссертационного исследования

УТВЕРЖДАЮ

Генеральный директор

ООО «ТННЦ»

А.В. Аржиловский

«16» 09 2014 г.

АКТ

о внедрении результатов диссертационной работы Колева Ж.М. «Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля и архитектуры»

Настоящим актом подтверждается, что результаты диссертационной работы ассистента кафедры моделирования и управления процессами нефтегазодобычи ТюмГНГУ Колева Жеко Миткова по теме исследования "Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля и архитектуры" использовались при составлении проектно-технической документации на разработку месторождений Оренбургской области.

Разработанное программное обеспечение для моделирования работы нефтяной скважины "InflowProfileModelling" внедрено в корпоративно-информационную сеть предприятия.

Генеральный директор ООО «ТННЦ»

Заместитель генерального
директора по технологиям, к. т. н.

Заместитель генерального
директора по геологии и разработке



А.В. Аржиловский

В.В. Васильев

А.А. Чусовитин

Рисунок Г.1 — Акт о внедрении в ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

УТВЕРЖДАЮ

Директор

экспериментального завода буровой техники

 А.В. Ошибков

«26» 09 2014 г.

АКТ

об использовании результатов диссертационной работы Колева Жеко Миткова «Разработка и исследование методов расчета продуктивности нефтяных скважин сложного профиля и архитектуры»

Настоящим актом подтверждается, что программный продукт «InflowProfileModelling» (свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ № № 2014610284 от 09.01.2014) разработанный Колевым Ж.М. по результатам диссертационного исследования поставляется клиентам экспериментального завода буровой техники в пакете прикладных программ информационного сопровождения продукции завода.

Директор  А.В. Ошибков

Зам. директора  С.А. Фролов

по производству

Главный научный  М.В. Двойников

сотрудник

Рисунок Г.2 — Акт об использовании результатов диссертационного исследования в «Экспериментальном заводе буровой техники» ТюмГНГУ