Ж.М. Колев, Е.И. Мамчистова
С.К. Грачева, Т.В. Рогозина

ПРОГРАММНО-ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА К НЕФТЯНЫМ СКВАЖИНАМ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ

Монография

RU SCIence
RU-SCIENCE.COM
Москва
2021

УДК 553.982
ББК 33.363
К60

Колев, Жеко Митков.

К60 Программно-информационное обеспечение для численного моделирования притока к нефтяным скважинам сложного профиля : монография / Ж.М. Колев, Е.И. Мамчистова, С.К Грачева, Т.В. Рогозина. — Москва : РУСАЙНС, 2021. — 98 с.

ISBN 978-5-4365-8174-3

Монография содержит научно-методические и практические составления и программной реализации математических моделей. Показан путь от вывода расчетных формул из физических законов к численным методам решения задачи и реализации в специализированных прикладных программных продуктах.

Монография предназначена для магистров и аспирантов высших учебных заведений нефтегазового профиля. Будет полезна специалистам и слушателям курсов профессиональной переподготовки и повышения квалификации, а также при освоении учебного материала по дисциплинам и спецкурсам «Математическое моделирование в задачах нефтегазовой отрасли», «Численные методы», «Моделирование разработки нефтяных и газовых месторождений».

Ключевые слова: *дебит нефти, синусоидальная скважина, слоистый пласт, анизотропия, проницаемость, пропласток, перфорационные отверстия, зенитный угол.*

УДК 553.982
ББК 33.363

© Колев Ж.М., Мамчистова Е.И., Грачева С.К., Рогозина Т.В., 2021
© ООО «РУСАЙНС», 2021

ISBN 978-5-4365-8174-3

Введение

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.

Оглавление

1 КРАТКИЙ АНАЛИЗ РАБОТ ПО ПРОБЛЕМЕ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ В СЛОИСТОМ ПЛАСТЕ 6

1.1 Обзор методов определения дебитов в вертикальных нефтяных скважинах 7

1.2 Обзор существующих решений для оценки продуктивности наклонно-направленных и горизонтальных скважин.....8

1.3 Обзор решений, описывающих приток к многозабойным скважинам.....14

1.4 Влияние анизотропии на продуктивность скважин дренирующих неоднородный пласт.....18

1.5 Существующие модели притока к скважинам в слоистом пласте 19

2 МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЕБИТА НЕФТИ СЛОЖНОПРОФИЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В СЛОИСТОМ ПЛАСТЕ .25

2.1 Расчет дебита через потенциал точечного стока 25

2.2 Постановка задачи проектирования ИВС для работы нефтяной скважины в слоистом пласте 26

2.3 Метод Гаусса.....30

2.4 Алгоритм построения траектории 31

2.5 Алгоритм выделения отверстий в стволе скважины на выбранном участке 32

2.6 Алгоритм расчета матрицы влияния перфорационных отверстий друг на друга, находящихся в одном пласте 33

2.7 Алгоритм расчета давления 35

2.8 Алгоритм решения системы уравнений методом Гаусса.....35

3 ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА.....37

3.1 Описание программного продукта и руководство к использованию37

3.2 Оценка качества модели. 43

3.3 Исследование влияния плотности перфорационных отверстий на дебит скважины.....46

3.4 Исследование влияния проницаемости на дебит скважины сложного профиля в слоистом пласте.....50

3.5 Исследование влияния анизотропии на дебит скважины сложного профиля 55

4 МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К ОТКРЫТОМУ СТВОЛУ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ 60
4.1 Математическая модель притока к открытому стволу горизонтальной нефтяной скважины 60
4.2 Численное моделирование притока к открытому горизонтальному стволу нефтяной скважины 62
4.3 Профиль притока к нефтяной скважине с протяженным синусоидальным окончанием 66
ЗАКЛЮЧЕНИЕ 75
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ 76
ПРИЛОЖЕНИЕ А 78
ПРИЛОЖЕНИЕ Б 79
ПРИЛОЖЕНИЕ В 80
ПРИЛОЖЕНИЕ Г 81
ПРИЛОЖЕНИЕ Е 83
ДЛЯ ЗАМЕТОК 97

1. КРАТКИЙ АНАЛИЗ РАБОТ ПО ПРОБЛЕМЕ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ В СЛОИСТОМ ПЛАСТЕ

В настоящее время разнообразие применяемых технологий повышения нефтеотдачи пластов постоянно совершенствуется. Максимальная нефтеотдача осуществляется за счет управления технологическими параметрами и контролем за такими характеристиками залежи, на которые нельзя воздействовать. Разработка и эксплуатация нефтяных и газовых месторождений включает совокупность средств и способов деятельности, связанных с проектированием, техникой и технологией извлечения продукции газонефтяных месторождений. Главным техническим средством эксплуатации месторождения является скважина, которая обеспечивает сообщение между поверхностью и продуктивным пластом, и, за счет перепада давления, осуществляет подъем пластового флюида на поверхность. Основными управляемыми данными являются: размещение скважины по площади залежи, длина ствола, выделение открытых притоку флюида интервалов ствола, положение стволов в пространстве.

Различают следующие определения скважин, отличных по типу конструкции забоя [2]:

– вертикальные скважины, в которых не предусматривается отклонение ствола от вертикали, если только за счет естественного искривления;

– наклонно-направленные скважины, в которых предусмотрено отклонение ствола от вертикали по заданной кривой в соответствующем азимуте;

– горизонтальные скважины, в которых интервал вскрытия продуктивного пласта стволом более чем в два раза превышает толщину пласта.

– многозабойные скважины, в которых проводится забуривание дополнительных стволов, в точках ствола, находящихся в продуктивной части пласта.

1.1 Обзор методов определения дебитов в вертикальных нефтяных скважинах

Приток к вертикальной нефтяной скважине определяется формулой Дюпюи:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\mu} \frac{\Delta P}{ln\frac{R_k}{r_c}}, \quad (1.1)$$

где: Q – объемный дебит жидкости, м^3/с; $\Delta P = (P_к - P_c)$ - депрессия, Па; $P_к$ - давление на контуре питания, Па; P_c - давление на стенке скважины, Па; $R_к$ – радиус контура питания, м; r_c – радиус скважины, м; μ - вязкость жидкости, Па*с; k – проницаемость пласта, м^2; h – толщина пласта, м.

Можно отметить, что формула Дюпюи предполагает «идеальные» условия фильтрации. На практике дебит скважин может быть значительно меньше, чем определенный по формуле Дюпюи. Причины такого несовпадения [8]:

– в реальных условиях призабойная зона скважины загрязнена вследствие некачественного вскрытия продуктивного пласта, а также многократного глушения скважин, в процессе их эксплуатации;

– скважина в пласте не редко перфорируется частично, это создает дополнительные фильтрационные сопротивления, что отрицательно сказываются на дебите скважины.

В стволе, оборудованный щелевидными или перфорационными отверстиями существуют трудности с проведением геофизических исследований для определения характеристик скважины, в связи с большей погрешностью магнитный и электрических приборов.

В силу различных геологических и технических причин большая часть нефтяных и газовых скважин вскрывают коллекторы не на всю мощность. Такие скважины являются несовершенными по степени вскрытия. Аналитические решения для притока к несовершенным скважинам следуют из формулы Дюпюи (1.1) для совершенных скважин, путем введения в нее коэффициента дополнительного фильтрационного сопротивления С1, учитывающего несовершенство по степени вскрытия.

В.И. Щуров провел экспериментальные исследования на электро литических моделях методом ЭГДА. Результатом эксперимента является множество кривых, которые характеризуют приток жидкости к несовершенным скважинам, как по степени, так и по характеру вскрытия. Экспериментальные данные, полученные В. И. Щуровым, представлены в виде номограмм, которые представляют собой зависимость

коэффициента фильтрационного сопротивления от мощности пласта, от диаметра и от относительного вскрытия, и применяются для определения коэффициентов фильтрационных сопротивлений, вызванных несовершенством по степени и по характеру вскрытия [24].

Аналитическое решение задач определения коэффициента фильтрационного сопротивления С1 с учетом анизотропии пласта получено А.П. Телковым и С.И. Грачевым в работе [1] и проведено сопоставление результатов с приближенными формулами Телкова, Чарного, Пыхачева и Пирвердяна [14]. Результатом сравнения является то, что более близкое значение к экспериментальным данным В.И.Щурова дает формула Телкова. Формулы Г. Б. Пыхачева и А. М. Пирвердяна дают завышенные значения С1, а по М. Маскету и Чарному получаются заниженные.

1.2. Обзор существующих решений для оценки продуктивности наклонно-направленных и горизонтальных скважин

Одним из приоритетных направлений выработки запасов нефти является создание систем разработки месторождений с использованием наклонно-направленных и горизонтальных скважин. По прогнозам, в ближайшее время, строительство пологих и горизонтальных скважин обеспечит экономическую безопасность государства [1].

Формула Джоши (S.D.Joshi) используется для расчета притока горизонтального ствола скважины в зависимости от его длины:

$$Q = \frac{2\pi K h_0 \Delta P}{B\mu J}, \tag{1.2}$$

где:

$$\mathrm{J} = \ln\frac{\mathrm{a}+[\mathrm{a}^2-(0{,}5\mathrm{L})^2]^{0{,}5}}{0{,}5\mathrm{L}} + \frac{\mathrm{ae}^*\mathrm{h}_0}{\mathrm{L}}\ln\frac{\mathrm{ae}^*\mathrm{h}_0}{2\pi\mathrm{r}_\mathrm{c}}, \tag{1.3}$$

$$\mathrm{a} = \frac{1}{2}[0{,}5 + \sqrt{0{,}25 + (\frac{2\mathrm{R}_\mathrm{k}}{\mathrm{L}})^4}\,]^{0{,}5}; \tag{1.4}$$

B – коэффициент объемного расширения нефти;

L – длина горизонтального ствола, м;

$R_к$ – радиус дренирования (условный радиус контура питания), м

Так же формула Джоши используется для оценки отношения коэффициентов продуктивности скважин с горизонтальным и вертикальным стволами, эксплуатирующими один и тот же пласт.

В исследованиях А. П. Телкова и С.И. Грачева [1] участок нефтяной залежи, содержащий цепочку из m вертикальных скважин

может быть представлен как один горизонтальный ствол длиной L. По Борисову удельный дебит цепочки m вертикальных скважин равен:

$$q_m = \frac{Kh_0}{\mu} \frac{P_{пл} - P_з}{\frac{1}{m}\left(\frac{1}{2}\frac{l}{2\sigma} + \frac{1}{2\pi} ln \frac{2\sigma}{2\pi r_c}\right)}, \quad (1.5)$$

где:

$\frac{Kh_0}{\mu}$ – гидропроводность нефтяного пласта, Д*см/сПз; $P_{пл}$ – пластовое даление, Па; $P_з$ – забойное давление, Па; m - число добывающих скважин; l_0 – расстояние от линии скважин до линии пластового давления, м; 2σ – расстояние между соседними вертикальными скважинами, м.

Как указано выше, может быть пробурена одна горизонтальная скважина с длиной ствола L. В таком случае удельный дебит такой скважины составит:

$$q_г = \frac{Kh_0}{\mu} \frac{P_{пл} - P_з}{J_e + J_i}, \quad (1.6)$$

где:

J_e - внешнее фильтрационное сопротивление, которое, в свою очередь, равно:

$$J_e = \frac{1}{2} \frac{L}{(m2\sigma - 1)} ln \frac{m2\sigma}{L}, \quad (1.7)$$

J_i – внутреннее фильтрационное сопротивление, рассчитывается по формуле:

$$J_i = \frac{h_0}{L} \frac{1}{2\pi} ln \frac{h_0}{2\pi r_c}, \quad (1.8)$$

В случае если расстояния от горизонтального ствола до линии пластового давления равны, и если ширина нефтяной залежи и длина ствола равны, то из формулы Борисова вытекает упрощенная формула для дебита горизонтальной скважины с учетом коэффициента анизотропии:

$$Q = \frac{Kh_0(P_{пл} - P_з)}{ae^* \mu \left[\frac{1}{4} + \frac{h_0}{2\pi L} ln \frac{h_0}{2\pi r_c}\right]}, \quad (1.9)$$

Для установившегося притока к единичному горизонтальному стволу длиной L, расположенному в центре однородного изотропного пласта с круговым контуром питания радиуса R_k, на котором задано давление P_k, при забойном давлении P_c, Борисов предлагает формулу [1]:

$$Q = \frac{2\pi Kh_0(P_k - P_c)}{ae^* \mu J_0}, \quad (1.10)$$

где:

$$J_0 = \left[ln\frac{4R_k}{L} + \frac{h_0}{L}ln\frac{h_0}{2\pi r_0}\right], \quad (1.11)$$

*ae** – коэффициент анизотропии.

И. В. Владимиров, И. И. Владимирова и О. П. Торопчин в своих трудах [3] изложили, на основе математической модели, приток к пологой скважине с учетом гидравлических и местных сопротивлений в стволе скважины. Пологая скважина вскрывает пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой. Каждое перфорационное отверстие моделируется точечным стоком с координатами *(x_i, y_i, z_i)*. Изменение давления описывается выражением:

$$\Delta P_i = \frac{Q_i\mu}{8\pi^{1,5}Kt^{1,5}\sqrt{x_z}}exp\left(-\frac{(x-x_i)^2}{4X_xt} - \frac{(y-y_i)^2}{4X_xt} - \frac{(z-z_i)^2}{4X_zt}\right), \quad (1.12)$$

Определяется влияние притока жидкости из пласта на изменение поля давления на перфорационных отверстиях.

Для пласта с непроницаемыми кровлей и подошвой функция i-го точечного стока может быть представлена в виде:

$$\Delta P_i = \frac{q_i * \mu * dt}{8\pi^{1,5} * Kt^{1,5}\sqrt{\chi_z}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left[\begin{array}{l} \exp\left(-\frac{(x-x_i)^2}{4\chi_x t} - \frac{(y-y_i)^2}{4\chi_x t} - \frac{(z-z_i+2nH)^2}{4\chi_x t}\right) \\ + \exp\left(-\frac{(x-x_i)^2}{4\chi_x t} - \frac{(y-y_i)^2}{4\chi_x t} - \frac{(z+z_i+2nH)^2}{4\chi_x t}\right) \end{array} \right], \quad (1.13)$$

где:

n – число отображений i-го стока относительно кровли и подошвы пласта, ед;

Изменение давления (депрессии) возле *j*-го точечного стока (перфорационного отверстия) определяется суммой давлений(депрессий), вызванных работой всех N точечных стоков:

$$\Delta P_j = \sum_{i=1}^{N} \Delta P_{ij} = \sum_{i=1}^{N} q_i J_{ij}, \quad (1.14)$$

где:

J_{ij} – симметричный тензор, описывающий взаимодействие точечных стоков.

Если за начало отсчета принять нижнее отверстие, и задать на нем забойное давление ΔP_z, то потери давления для j-го перфорационного отверстия имеют вид:

$$\Delta P_j = \Delta P_z + \frac{p}{2}\left(v_j^2 - v_z^2\right) + pg\left(z_j - z_z\right) + \sum_{k=1}^{N} p_{kk+1}^{loc}, \quad (1.15)$$

Приравнивая выражение (1.14) к (1.15) получено уравнение падения депрессии для j-го стока:

$$\sum_{i=1}^{N} q_i J_{ij} = \Delta P_z + \frac{p}{2}\left(v_j^2 - v_z^2\right) + pg\left(z_j - z_z\right) + \sum_{k=1}^{j} p_{k+1}^{loc}. \qquad (1.16)$$

Откуда, было запланировано произвести расчет дебита перфорационных отверстий. Для того, чтобы получить систему линейных алгебраических уравнений с неизвестными дебитами отверстий q_i, необходимо уравнение (1.16) записать для всех N отверстий. СЛАУ была решена методом Гаусса с использованием UL- факторизации.

В качестве численного эксперимента в работе [3] был рассмотрен пласт с определенными характеристиками. Ствол скважины проходит в середине пласта, длины проекций ствола скважины по осям x, y составляют 100 м, длина ствола равна 142 м. Максимальная интенсивность притока наблюдается на краях ствола скважины, а в середине приток минимальный. В центре ствола скважины наблюдается максимальная интерференция перфорационных отверстий. Соответственно, чем больше перфорационных отверстий, тем больше их интерференция, а значит ниже интенсивность притока нефти к отверстиям (рисунок 1.1).

Так же в данной работе показано, что если забой скважины расположить у подошвы пласта, то влияние непроницаемой подошвы повлияет на снижение дебита перфорационных отверстий, расположенных вблизи непроницаемой границы (рисунок 1.2).

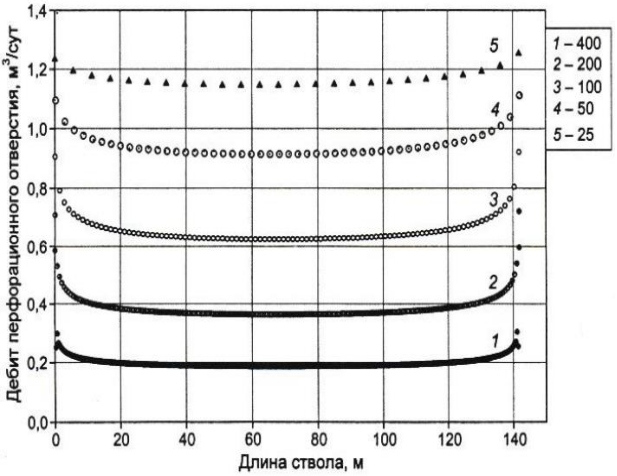


Рисунок 1.1 – Профиль притока к стволу пологой скважины при различном числе перфорационных отверстий.
Ствол расположен в середине толщи пласта

Рассмотрены зависимости дебита скважины от плотности перфорационных отверстий при различном положении ствола в толще пласта. Зависимость дебита скважины от плотности перфорационных отверстий имеет экстремум при плотности перфорационных отверстий от 2 до 3 штук на 1 м (имеются в виду не сами отверстия, а элементарные стоки).

При дальнейшем увеличении числа стоков происходит снижение дебита скважины, так как резко возросла интерференция. Вблизи от подошвы пласта, как сказано выше, происходит снижение дебита скважины, что так же зависит от плотности перфорационных отверстий [3].

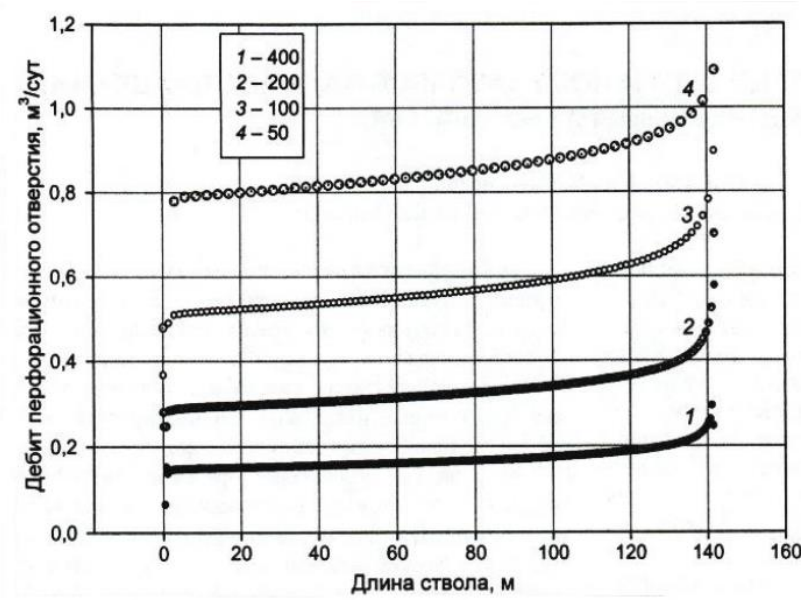


Рисунок 1.2 – Профиль притока к стволу пологой скважины при различном числе перфорационных отверстий. Забой скважины расположен у подошвы пласта

Исходя из данной работы можно сделать выводы о том, что приток зависит от расположения ствола скважины относительно кровли и подошвы пласта и от плотности перфорационных отверстий. Дебит скважины может уменьшиться из-за расположения ствола вблизи непроницаемых границ пласта.

Из работы С.К. Сохошко [12] стали известны факторы, от которых зависит производительность горизонтальных (пологих) скважин.

Геологические факторы, связанны с геологической характеристикой залежи, например, неоднородность, тип залежи, параметр анизотропии, наличие тектонических нарушений, емкостные и фильтрационные параметры пластов, устойчивость коллекторов к разрушению, капиллярные давления, активность подошвенных и контурных вод, наличие нефтяной оторочки. Для нефтяных скважин можно добавить близость газо- и водонефтяных контактов, расположение нагнетательных скважин значение предельной депрессии.

Технологические факторы, это, например, величина забойного давления и давления в газосборном коллекторе, вскрытие пласта, профиль горизонтального ствола, радиус кривизны, обеспечивающий переход ствола от вертикального к горизонтальному положению, способ вскрытия пласта, форма зоны дренирования и условия на границах зоны дренирования, принятые при схематизации задачи.

И технические факторы, представляют качество используемых труб, арматуры и скважинного оборудования, характеристики фильтровой части (плотность перфорации и диаметры перфорационных отверстий, характеристики сеточных фильтров).

Наиболее существенно на производительность горизонтальных (пологих) газовых скважин влияют:

– форма зоны дренирования горизонтальной (пологой) газовой скважины;

– условный радиус контура питания;

– характер вскрытия пласта;

– степень вскрытия каждого пропластка;

– расположение горизонтального (пологого) ствола относительно контуров питания и по толщине пласта;

– величина пластового давления с учетом расположения горизонтального ствола и гравитационных сил;

– проницаемость пласта;

– параметр анизотропии;

– диаметр и длина обсадных колонн и фонтанных труб;

– устьевое давление.

На профиль горизонтальной скважины влияют:

– при наличии нефтяной оторочки, близость контактов газ-вода и газ-нефть;

– толщина продуктивного пласта и расстояние фильтровой части ствола от кровли и подошвы;

– наличие в горизонтальной части ствола фонтанных труб;

– при условиях ухудшенной гидродинамической связи между пропластками многослойно-неоднородных, анизотропных пластов необходимо обеспечить одновременное равномерное истощение всех пропластков;

– устойчивость породы пласта к разрушению;

– наличие в добываемой продукции скважины твердых и жидких примесей;

– если залежь многослойно-неоднородная и увеличение длины фильтра по низкопроницаемым пропласткам, то необходимо вскрыть все пропластки.

1.3 Обзор решений, описывающих приток к многозабойным скважинам

Из работы А.П. Телкова и С.И. Грачева [1] можно отметить, что применение разветвленных скважин считается более эффективным, так как этот способ охватывает не задействованные зоны на уже заводненных или истощенных месторождений, а также включает их в систему на начальных стадиях разработки месторождений.

Разработанная в работе [11] модель позволяет рассчитать стационарный приток к многозабойным скважинам с различными типами заканчивания и сложными траекториями боковых стволов.

В статье М.В. Двойникова, Ж.М. Колева, Д.Д. Водорезова и А.В. Ошибкова [11] рассмотрен однородно-анизотропный пласт с непроницаемыми кровлей и подошвой, а также работа многозабойной скважины, вскрывающей этот пласт.

Ось Z направлена перпендикулярно плоскости OXY с положительными значениями вертикально вниз (рисунок 1.3). Скважина работает при стационарном режиме.

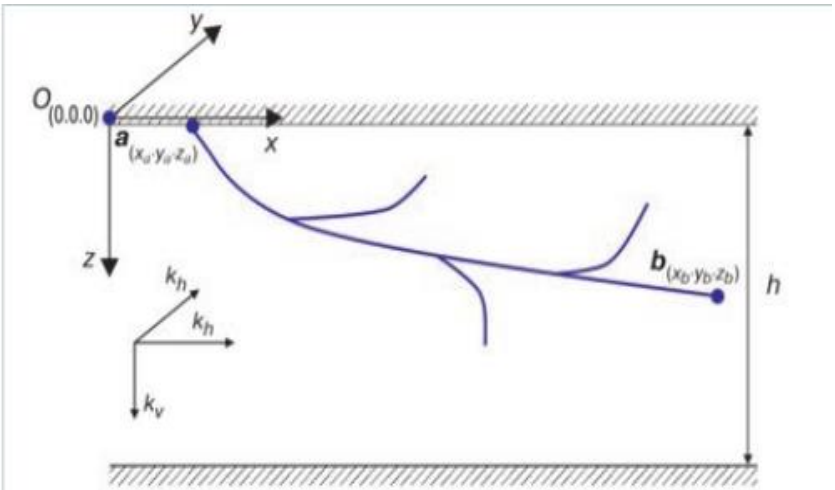


Рисунок 1.3 – Схема расположения многозабойной скважины в пласте

Стационарный процесс фильтрации представлен уравнением Пуассона:

$$\frac{\partial^2\Phi}{\partial x^2}+\frac{\partial^2\Phi}{\partial y^2}+\frac{\partial^2\Phi}{\partial z^2}=0, \qquad (1.17)$$

где:

$\Phi = kp/\mu$ - потенциал точечного стока,м^2/с .

Решение уравнения Пуассона для потенциала точечного стока в пространстве:

$$\Phi = -\frac{q}{4\pi r}+C, \qquad (1.18)$$

где:

$r=\sqrt{x^2+y^2+z^2}$ - расстояние от точечного стока по радиальной координате, на котором определяется потенциал, м; q - дебит стока, м^3/с; С – константа.

Потенциал стока с координатами $M_i(x_i, y_i, z_i)$, созданный им в точке $M_j(x_j, y_j, z_j)$, определяется по формуле:

$$\Phi_j = -\frac{q_i}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\frac{1}{\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2}+(z_j-z_i+2nh)^2}+\frac{1}{\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2}+(z_j+z_i+2nh)^2}\right)+C, \qquad (1.19)$$

где:

q_i - дебит стока расположенного в точке M_i, м^3/с.

При работе перфорационного канала с дебитом q потенциал будет создавать линия стоков. Значит данное уравнение (1.19) следует проинтегрировать вдоль траектории перфорационного канала. Получилось уравнение прямой линии, перпендикулярной стволу скважины.

Перфорационный канал размещается так, чтобы середина проходила через ось скважины(x_j, y_j, z_j). Выражение для потенциала, создаваемого линией стоков, принимает вид:

$$\Phi_j = -\frac{q_i}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\int_{\frac{l_0}{2}}^{\frac{l_0}{2}}(\sqrt{A_1 + A_2 + A_3})^{-1} + (\sqrt{A_1 + A_2 + A_4})^{-1} dl)\right) + C, \quad (1.20)$$

где

$$A_1 = (x_j - (x_i + l * cos\alpha * sin\beta))^2; \quad (1.21)$$

$$A_2 = (y_j - (y_i + l * cos\alpha * sin\beta))^2; \quad (1.22)$$

$$A_3 = (z_j - (z_i - l * sin\alpha) + 2nh)^2; \quad (1.23)$$

$$A_4 = (z_j + (z_i - l * sin\alpha) + 2nh)^2. \quad (1.24)$$

Ствол скважины был разделен на множество участков. Потенциал, созданный работой линии стоков, определится из выражения:

$$\Phi_j = -\frac{q_i}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\int_0^{l_i}(\sqrt{A_5 + A_6 + A_7})^{-1} + (\sqrt{A_5 + A_6 + A_7})^{-1} dL\right) + C, \quad (1.25)$$

где:

$$A_5 = (x_j - (x_i + L * sin\alpha * cos\beta))^2; \quad (1.26)$$

$$A_6 = (y_j - (y_i + L * sin\alpha * sin\beta))^2; \quad (1.27)$$

$$A_7 = (z_j - (z_i + L * cos\beta) + 2nh)^2; \quad (1.28)$$

L – пространственная переменная

Моделируется система поддержания пластового давления скважиной-источником с постоянным давлением, расположенной на расстоянии R_k от добывающей. Формула будет иметь вид:

$$\Phi_j = -\frac{q_i}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\begin{array}{c}\int_0^{l_i}\left(\sqrt{A_5 + A_6 + A_7}\right)^{-1} + \\ \left(\sqrt{A_5 + A_6 + A_7}\right)^{-1} - \\ \left(\sqrt{R_k^2 + \left(z_j - z_i + 2nh\right)^2}\right)^{-1} - \\ \left(\sqrt{R_k^2 + \left(z_j + z_i + 2nh\right)^2}\right)^{-1} dL\end{array}\right) + C, \quad (1.29)$$

где:

$$A_8 = (z_j + (z_i + L * cos\alpha) + 2nh)^2, \quad (1.30)$$

Снижение депрессии в точке j, которое вызвано работой всех линий стоков N, определяется по формуле:

$$\Delta p_i = \sum_{i=1}^{N} q_i \frac{\mu}{4\pi k} S_{ij}, \qquad (1.31)$$

Для расчета профиля притока необходимо совместно решить уравнение распределения давления в пласте и уравнение движения жидкости по стволу скважины. В месте соединения потоков из бокового ствола многозабойных скважин с потоком из главного ствола могут происходить существенные потери давления на смешивание потоков [11].

Составляется уравнение:

$$\sum_{i=1}^{N} q_i \frac{\mu}{4\pi k} S_{ij} = \Delta p_i = \Delta p_a - \frac{\rho}{2}\left(v_a^2 - v_j^2\right) - \sum_{k=1}^{j} \rho g \left(h_n + h_{\text{тр}}\right)_k, \qquad (1.32)$$

где:

Δp_a - снижение депрессии в точке а, Па; v_a, v_j - скорость жидкости в точках соответственно а и j, м/с; $h_n, h_{\text{тр}}$ - потери напора соответственно на местное сопротивление и трение, м.

Уравнение (1.34) необходимо записать для каждого участка или канала многозабойной скважины, тогда получится система из N линейных алгебраических уравнений, в которой неизвестными будут дебиты перфорационных отверстий.

В качестве примера авторы рассмотрели многозабойную горизонтальную скважину с тремя боковыми горизонтальными стволами, один из которых зацементирован и перфорирован, остальные обсажены фильтрами-хвостовиками. Основной ствол также зацементирован и имеет четыре интервала перфорации [11]. В результате расчета получены дебиты основного и боковых стволов скважины (рисунок 1.4).

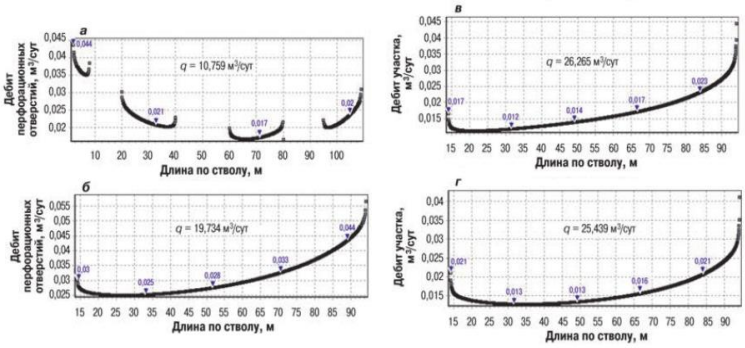


Рисунок 1.4 – Профили притока к основному стволу скважины (а), боковому стволу с цементированием и перфорированным хвостовиком (б), с первым (в) и вторым (г) открытыми боковыми стволами

Дебит основного ствола при данном числе и соответствующем расположении боковых стволов незначителен, перфорация всех участков основного ствола может быть не оправдана. Был рассчитан дебит только боковых стволов, чтобы оценить продуктивность скважины без перфорации основного ствола, дебит скважины в этом случае снизился незначительно, что обусловлено уменьшением интерференции из-за отсутствия притока к участкам перфорации главного ствола.

Определение профиля притока вдоль основного и боковых стволов, а также с дебитами, дает возможность хорошо проанализировать работу скважины, что важно на этапе ее проектирования, бурения и выбора оптимального типа заканчивания. Таким образом, разработка месторождений с использованием многоствольных и многозабойных горизонтальных скважин является перспективным направлением развития нефтяной и газовой промышленности.

Эффективность эксплуатации таких скважин зависит от геологических условий и от особенностей конструкции забоев, определяемых типом заканчивания.

1.4 Влияние анизотропии на продуктивность скважин, дренирующих неоднородный пласт

Продуктивные нефтегазосодержащие пласты, существующие в природе, редко бывают однородными. Неоднородная поровая среда – среда, основные характеристики которой – пористость и проницаемость – различны в разных частях продуктивного пласта.

Параметры неоднородного пласта существенно влияют на характеристики фильтрационных потоков, когда в пласте выявляются однородные зоны значительного размера. При этом выделяют следующие основные виды неоднородности:

– слоистая неоднородность, когда пласт разделяется по толщине на несколько слоев, в каждом из которых проницаемость в среднем одинакова, но отлична от проницаемости соседних слоев (неоднородность по разрезу);

– зональная неоднородность, при которой пласт по площади состоит из нескольких зон (областей) различной проницаемости (неоднородность по площади). В пределах одной и той же зоны проницаемость в среднем одинакова, но отлична от проницаемости соседних зон [3].

Параметр анизотропии оценивает различие вертикальной и горизонтальной проницаемости, так как в большинстве месторождений существует различие проницаемости по направлениям.

Эквивалентная проницаемость коллектора определяется [13]:

$$k_{eq} = \sqrt{k_h * k_v}. \quad (1.33)$$

Коэффициент анизотропии определяется из выражения:

$$\chi = \sqrt{\frac{k_h}{k_v}}\ , \quad (1.34)$$

Для анизотропного пласта следует масштабировать координаты, домножая линейные размеры на соответствующую составляющую анизотропии, а само решение производить с использованием эквивалентной проницаемости пласта

Вертикальная X_v и горизонтальная X_h составляющие анизотропии:

$$\chi_v = \sqrt{\frac{k_{eq}}{k_v}}\ ; \quad (1.35)$$

$$\chi_h = \sqrt{\frac{k_{eq}}{k_h}}\ , \quad (1.36)$$

Поэтому, для учета анизотропии применяется представление толщины пласта в виде [9]:

$$h^* = hX_v\ , \quad (1.37)$$

где:

h^* - приведенная толщина анизотропного пласта, м.

1.5 Существующие модели притока к скважинам в слоистом пласте

Решения, позволяющие строить скважины сложного профиля, начаты А.М. Григоряном, В.А. Брагиным и К.А. Царевичем в 1949 г. [1]. Целью являлось достижение увеличения производительности скважин и увеличения коэффициента извлечения нефти из залежи.

Высокое качество строительства скважин сложного профиля является главным способом разработать слоистый пласт, с низкой вертикальной проницаемостью, или с непроницаемыми перемычками. В этой связи, происходит увеличение стоимости бурения качественных скважин, за счет использования современных технологий и средств, что не значительно в отношении с ростом нефтеотдачи и снижением эксплуатационных издержек. Однако, из исследований С.И. Грачева видно, что российские нефтяные предприятия не в полной мере реализуют свои возможности. Компании активно осуществляют бурение скважин сложного профиля, но этот опыт практически не распростра-

няется. Так же известно, что при разработке с применением вертикальных и наклонно-направленных скважин, большая часть углеводородов остаются не извлеченными [1].

Слоистый пласт, как уже указано выше, представляет собой пласт, состоящий из слоев с непроницаемыми кровлей и подошвой, характеризуется различными свойствами. Слои в таком пласте часто являются неоднородными.

Движение жидкости в слоисто-неоднородных пластах бывает одномерным в каждом слое пласта, при чем, отсутствуют перетоки между слоями. При таком движении рассматривается линейное распределение давления.

Граничные значения давлений P_k и P_r для всех пропластков одинаковы и распределение давления в них не зависит от проницаемости. При одном и том же значении координаты X давление в каждом слое пласта должно быть одинаковым [7]:

$$P = P_k - \frac{P_k - P_r}{L} * X, \tag{1.38}$$

Общий дебит потока можно вычислить как сумму дебитов в отдельных слоях пласта (рисунок 1.5):

$$Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i = \sum_{i=1}^{n} k_i h_i * \frac{a(P_k - P_r)}{\mu L}, \tag{1.39}$$

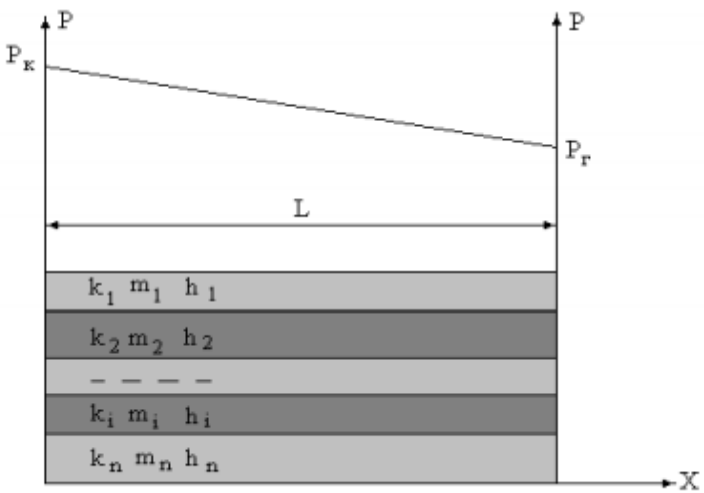


Рисунок 1.5 – Вертикальное сечение и линия распределения давления для одномерного потока в слоисто-неоднородном пласте

При плоскорадиальном движении жидкости распределение давления имеет вид логарифмической зависимости (рисунок 1.6) и является общим для всех слоев пласта:

$$P = P_k - \frac{P_k - P_r}{\ln r_k / r_c} * \ln r_k / r_c. \qquad (1.40)$$

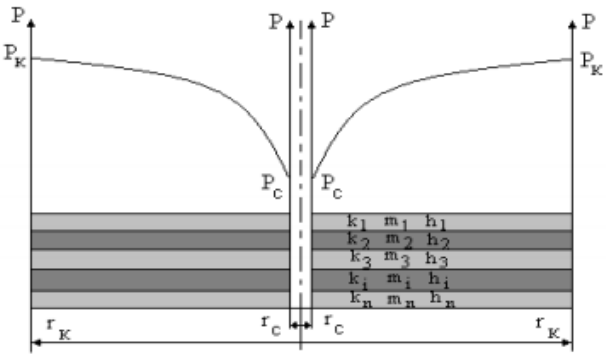


Рисунок 1.6 – Вертикальное сечение и линия распределения давления для плоскорадиального потока в слоисто-неоднородном пласте.

Дебит потока высчитывается по формуле:

$$Q = \sum_{i=1}^{n} Q_i = \sum_{i=1}^{n} k_i h_i * \frac{2\pi}{\mu} * \frac{P_k - P_c}{lnr_k/r_c}, \qquad (1.41)$$

При разработке нефтегазовых месторождений активно применяются скважины сложного профиля, в том числе при вскрытии ими неоднородных слоистых пластов. В таком случае возникает необходимость определения задач параметров с учетом фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) продуктивных прослоев, например, профиля притока, расположения интервалов перфорации, эпюры скорости потока флюида по стволу. Создание детальной математической модели обеспечивает решение задачи о притоке к перфорированным стволам скважинам сложного профиля. Активно решаются вопросы притока к горизонтальным скважинам, но некоторые проблемы остаются не раскрыты, например, влияние ствола скважины на ее производительность, характер перфорации и плотность перфорационных отверстий и другие.

Перфорационные отверстия ствола представляются в виде точечного стока, а значение депрессии в районе каждого отверстия – в виде суперпозиции депрессий, создаваемых при работе каждого отверстия [5]. Депрессия ΔPj в пласте в районе отверстия с номером j для пологой скважины имеет вид [5]

$$\Delta p_j = p_{пл} - p_j = \sum_{i=1}^{N} q_i S_{ij}, \qquad (1.42)$$

где:

S_{ij} - функция, учитывающая расположение отверстий, влияние их друг на друга, и другие параметры.

Используется уравнение Бернулли [6]

$$\Delta p_j^{скв} = \Delta p_{заб} - \frac{p}{2}\left(v_{заб}^2 - v_j^2\right) - \sum_{k=1}^{j} pg(h_м + h)_k, \qquad (1.43)$$

где:

$\Delta p_{заб} = p_{пл} - p_{заб}$ - депрессия в начале ствола скважины;

g - ускорение свободного падения, м/с^2;

h - снижение напора за счет соответственно местных и гидравлических сопротивлений в районе отверстия с номером k.

Аналогично формуле (1.32) приравниванием депрессии в пласте (1.42) к депрессии в стволе по (1.43) получено уравнение для j-го отверстия:

$$\sum_{i=1}^{N} q_i S_{ij} = \Delta p_{заб} - \frac{p}{2}(v_{заб}^2 - v_j^2) - \sum_{k=1}^{j} pg(h_м - h)_k, \qquad (1.44)$$

В работе [23] (рисунок 1.7) рассмотрен слоистый пласт, состоящий из двух прослоев, разделенных непроницаемой глинистой перемычкой.

Ствол скважины сложной траектории может вскрывать каждый из слоев несколько раз.

Из работы С.К. Сохошко, Ж.М. Колева видно, что рассчитанный дебит скважины со сложной траекторией ствола больше, чем пологой. Это связано с тем, что интервалы вскрытия располагаются в каждом из прослоев на расстоянии друг от друга и меньшего взаимного влияния этих интервалов [5].

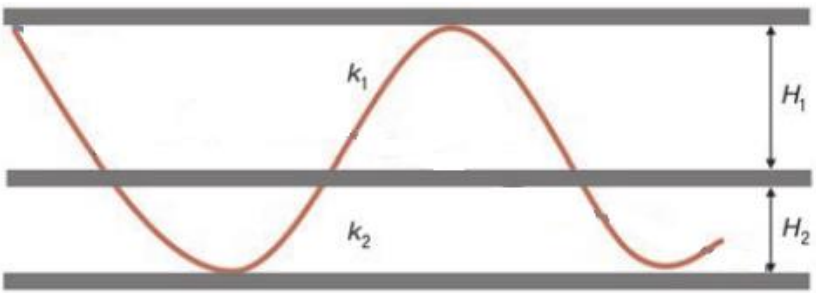


Рисунок 1.7 – Схема ствола скважины сложного профиля в слоистом пласте

Дебит перфорационных отверстий уменьшается при приближении ствола к непроницаемым границам. Особенно это заметно для «колен» скважины сложного профиля. Для нижнего прослоя низкой проницаемости повысить дебиты можно за счет увеличения длины ствола для равномерной выработки запасов верхнего и нижнего прослоев. Дебиты отдельных участков стволов скважин различны, поэтому можно говорить о продуктивности отдельных интервалов стволов [23].

Исходя из того, что дебит скважины сложного профиля выше, чем дебит пологой, то скорость потока ствола скважины сложного профиля выше, чем пологой скважины (рисунок 1.8).

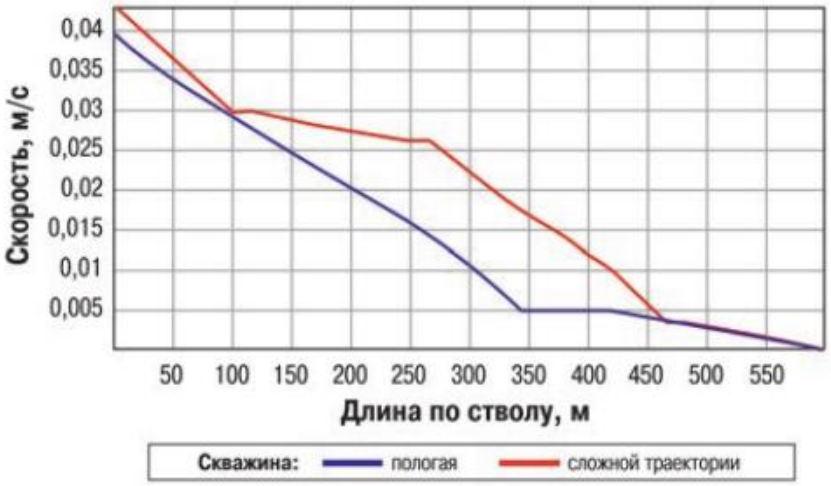
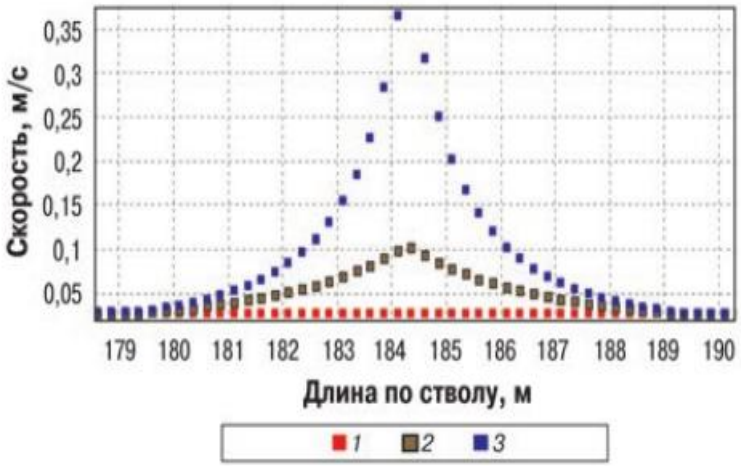


Рисунок 1.8 – Эпюры скоростей потока вдоль стволов скважины

Есть недостаток у скважин сложного профиля, которым является угроза закупоривания нижних участков ствола, в районах «колен», примесями. Если «колено» все-таки забивается, происходит сужение поперечного сечения и увеличение скорости при течении через него. Это может привести к возникают гидравлической потери большие, чем на остальных участках ствола.

После прохождения «колена» скорость потока снижается. Если скорость потока после «колена» недостаточна для выноса механических примесей, то «колено» неизбежно рано или поздно будет закупорено механическими примесями в результате их постоянного поступления в ствол [23] (рисунок 1.9).

Влияние перфорационных интервалов значительно увеличивает продуктивность скважин, поэтому изучение характера перфорации, расположения отверстий значимо.



1,2,3 – степень закупоривания механическими примесями составляется соответственно 0, 50, 75 %.

Рисунок 1.9 – Изменение скорости притока в «колене» с механическими примесями в районе каждого перфорационного отверстия

2. МЕТОДИКА РАСЧЕТА ДЕБИТА НЕФТИ СЛОЖНОПРОФИЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В СЛОИСТОМ ПЛАСТЕ

2.1 Расчет дебита через потенциал точечного стока

Скорость относится к величинам, которые задаются не только числом, но и направлением (векторные величины). Положив в основу классификации зависимость вектора скорости от координат, можно выделить следующие типы фильтрационных потоков:

– одномерный;

– плоскорадиальный;

– радиально сферический;

При одномерном потоке траектории всех частиц жидкости - параллельные прямые, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока равны между собой, поверхности равных потенциалов и поверхности равных скоростей являются плоскими поверхностями перпендикулярными траекториям. Законы движения вдоль всех траекторий такого фильтрационного потока идентичны, а потому достаточно изучить движение вдоль одной из траекторий.

В плоскорадиальном потоке траектории всех частиц жидкости - прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру скважины, а скорости фильтрации во всех точках любого поперечного (перпендикулярного к линиям тока) сечения потока параллельны и равны между собой. Поверхности равных потенциалов и поверхности равных скоростей перпендикулярны траекториям и образуют цилиндрические окружности с осью, совпадающей с осью скважины.

При радиально-сферическом потоке траектории всех частиц жидкости - прямолинейные горизонтальные прямые, радиально сходящиеся к центру полусферического забоя. Поверхности равных потенциалов и поверхности равных скоростей перпендикулярны траекториям и образуют сферические поверхности. Скорость фильтрации в любой точке потока является функцией только расстояния этой точки от центра забоя [7].

Потенциал точечного стока или источника на плоскости определяется формулой:

$$\Phi = \frac{q}{2\pi} ln\, r + C\ , \qquad (2.1)$$

где:

q - объемный дебит жидкости, м^3/с, $q > 0$ - дебит стока на единицу мощности пласта, м^3/с; $q < 0$ - дебит источника на единицу мощности пласта, м^3/с; r - расстояние от точечного стока по радиальной координате, на котором определяется потенциал, м; C – константа.

Выражение для радиально- сферического течения притока к точечному источнику или стоку в пространстве:

$$\Phi = \frac{C_1}{r} + C_2. \tag{2.2}$$

Скорость фильтрации w определяется по формуле:

$$w = -\frac{d\Phi}{dr} = \frac{C_1}{r^2}, \tag{2.3}$$

где:

При $C_1 > 0$ в центре сферы источник,

При $C_1 < 0$ – сток.

Дебит равен:

$$Q = 4\pi r^2 |w| = 4\pi |C_1| . \tag{2.4}$$

Откуда:

$$\Phi = \frac{Q}{4\pi r} + C . \tag{2.5}$$

По этой формуле определяется потенциал точечного источника в пространстве при $Q > 0$ и стока при $Q < 0$. Определяется потенциал в любой точке пространства вокруг источника.

Даны две концентричные сферы. Известен потенциал Φ_c на внутренней сфере радиусом r_c, на внешней сфере радиусом R_k – потенциал Φ_k . В центре сферы при этом должен быть сток или источник.

Необходимо найти дебит жидкости, протекающей между этими двумя сферами.

Пусть в центре сферы находится сток с дебитом Q. Тогда, из формулы определяется потенциал в любой точке пространства вокруг стока. Следовательно,

$$\Phi_c = -\frac{Q}{4\pi r_c} + C , \tag{2.6}$$

$$\Phi_k = -\frac{Q}{4\pi R_k} + C . \tag{2.7}$$

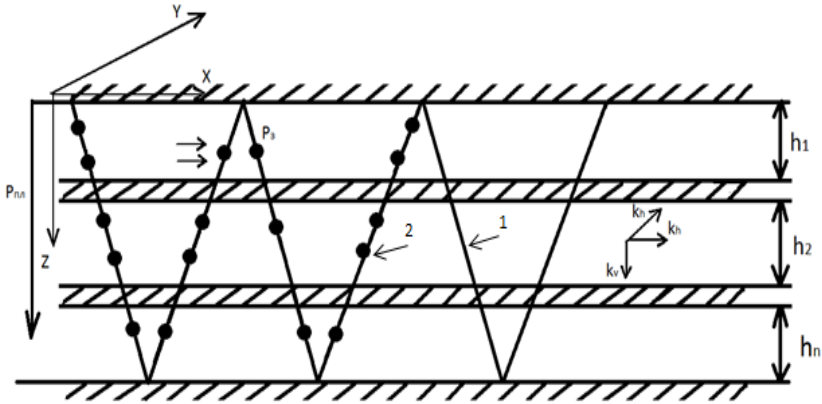
2.2 Постановка задачи проектирования ИВС для работы нефтяной скважины в слоистом пласте

Рассматривается модель слоистого пласта, в котором прослои разделены непроницаемыми перемычками. Принимается, что каждый слой имеет собственную мощность, проницаемость и давление.

Данный пласт, толщиной H, состоящий из нескольких пропластков h_i, с непроницаемыми кровлями и подошвами, вскрывает перфори-

рованная скважина сложной траектории. Каждый пропласток имеет свою горизонтальную k_h и вертикальную k_v проницаемость.

Ось Z направлена вертикально вниз, с положительными значениями. На контуре питания радиусом R_k поддерживается постоянное пластовое давление $P_k(P_{пл})$ (рисунок 2.1).



1 – траектория скважины; 2 – перфорационные отверстия.

Рисунок 2.1 – Схема перфорированной скважины сложного профиля прорывающей слоистый пласт

По поставленной задаче было рассмотрено описание численной модели.

Необходимо выполнить переход от сферической системы координат к прямоугольной:

$$\Phi = -\frac{Q}{4\pi}\left(\left(\sqrt{x^2+y^2+z^2}\right)^{-1}\right) + C. \qquad (2.8)$$

Формула разности потенциалов представляется в виде:

$$\Delta\Phi = -\frac{Q}{4\pi}\left(\left(\sqrt{x^2+y^2+z^2}\right)^{-1} - R_k^{-1}\right), \qquad (2.9)$$

где:

$\Delta\Phi = \Phi_k - \Phi$ - разность потенциалов, м^2/с; Φ_k - потенциал на контуре питания м^2/с;

Для бесконечного пласта разность потенциалов имеет вид:

$$\Delta\Phi = -\frac{Q}{4\pi}\left(\left(\sqrt{x^2+y^2+z^2}\right)^{-1}\right). \qquad (2.10)$$

Выражение для потенциала, полученное бесконечно отображая точечный сток, расположенный в точке M_0 (x_0 , y_0 , z_0) относительно кровли и подошвы:

$$\Phi_0 = -\frac{Q_0}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\begin{array}{l}\left(\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z-z_0+2nh)^2}\right)^{-1}\\ \left(\sqrt{(x-x_0)^2+(y-y_0)^2+(z+z_0+2nh)^2}\right)^{-1}\end{array}\right)+C, \qquad (2.11)$$

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:

$$\Phi_j = -\frac{Q_0}{4\pi}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\begin{array}{l}\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+(z_j-z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\\ \left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+(z_j+z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\end{array}\right)+C, \qquad (2.12)$$

Каждое перфорационное отверстие нефтяной скважины представляется в виде стока с дебитом Q_i . В случае, если имеется N 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:

$$\Phi_j = -\frac{1}{4\pi}\sum_{i=1}^{N}Q_i\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\begin{array}{l}\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+(z_j-z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\\ \left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+(z_j+z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\end{array}\right)+C. \qquad (2.13)$$

При переходе от потенциала к давлению получается:

$$\Delta P_j = \frac{\mu}{4\pi k_h}\sum_{i=1}^{N}Q_i\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\begin{array}{l}\left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+(z_j-z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\\ \left(\sqrt{(x_j-x_i)^2+(y_j-y_i)^2+(z_j+z_i+2nh)^2}\right)^{-1}\end{array}\right)+C. \qquad (2.14)$$

Согласно приведенному в пункте 1.4 методу масштабирования координат в анизотропном пласте, можно рассмотреть случай однородно-анизотропного пласта с вертикальной проницаемостью k_v. Уравнение для такого пласта запишется в виде:

$$\Delta P_j = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}}\sum_{i=1}^{N}Q_i\sum_{n=-\infty}^{\infty}\left(\begin{array}{l}\left(\sqrt{\chi_h(x_j-x_i)^2+\chi_h(y_j-y_i)^2+\chi_v(z_j-z_i+2nh)^2}\right)\\ \left(\sqrt{\chi_h(x_j-x_i)^2+\chi_h(y_j-y_i)^2+\chi_v(z_j+z_i+2nh)^2}\right)\end{array}\right). \qquad (2.15)$$

С постоянными дебитом и депрессией в бесконечном пласте скважина не сможет работать бесконечное время. Необходимо компенсировать отбор закачкой. Для этого, симметрично относительно оси x располагают два горизонтальных ствола нагнетательных скважин. Расход каждого i-го отверстия нагнетательной скважины принимается равным половине дебита соответствующего отверстия добывающей скважины *(0,5*Q)* [15]. Это выражение имеет вид:

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

где:

$$S_{ij} = -\frac{\mu}{4\pi k_h} * \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{array}{l} \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2}\right)^{-1} + \\ \left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2}\right)^{-1} - \\ 0{,}5*\left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j + y_i)^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2}\right)^{-1} - \\ 0{,}5*\left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j + y_i)^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2}\right)^{-1} - \\ 0{,}5*\left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j - z_i + 2nh)^2}\right)^{-1} - \\ 0{,}5*\left(\sqrt{\chi_h (x_j - x_i)^2 + \chi_h (y_j - y_i)^2 + \chi_v (z_j + z_i + 2nh)^2}\right)^{-1} \end{array} \right). \quad (2.17)$$

Для определения дебитов перфорационных отверстий Q_i необходимо решать совместно систему уравнений распределения давления в пласте при работе N перфорационных отверстий.

Движение жидкости по стволу скважины между точками *b* и *a* (рисунок 2.2) описывается уравнением Бернулли:

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

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; z_a, z_b - вертикальные координаты точек a и b, соответственно, м; ρ – плотность жидкости кг/м^3.

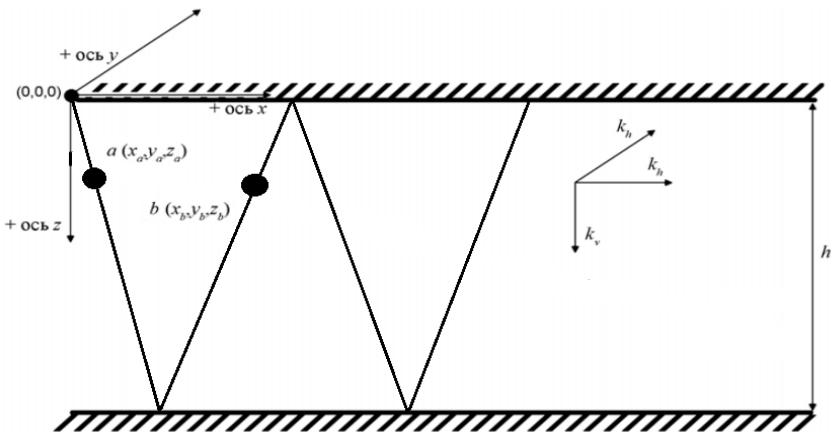


Рисунок 2.2 – Схема расположения скважины в пласте

Для расчета профиля притока необходимо учитывать характер течения жидкости в стволе скважины и наличие в нем отверстий [12]. Однако, в работах [12], [16] отмечено, что потери давления при движении по стволу скважины незначительны, поэтому давление в такой скважине можно представить как разницу пластового и забойного давлений. Депрессия для отверстия запишется в виде:

$$\Delta P = P_{пласт.} - P_{заб.} \tag{2.19}$$

Падения давления у отверстия с номером j, определяемые по формулам (2.23) и (2.25), должны быть равны:

$$\sum_{i=1}^{N} Q_i S_{ij} = \Delta P. \tag{2.20}$$

Если записать уравнение (2.26) для каждого отверстия, то выходит система из N уравнений:

$$SQ = \Delta P, \tag{2.21}$$

Неизвестными являются дебиты отверстий Q_i .

Корни данной системы находятся численным методом решения СЛАУ – методом Гаусса.

2.3 Метода Гаусса

Метод Гаусса – численный метод решения СЛАУ.

В основе метода Гаусса лежит идея последовательного исключения неизвестных. Решение системы уравнений имеет два этапа:

1. Прямой ход, когда система приводится к треугольному виду

$$\begin{aligned} &x_1 + c_{12}x_2 + \ldots + c_{1n}x_n = d_1, \\ &x_2 + \ldots + c_{2n}x_n = d_2, \\ &\ldots\ldots\ldots

Правые части уравнений системы осуществляется по формулам:

$$b_k^{(0)} = b_k, d_k = \frac{b_k^{(k-1)}}{a_{kk}^{(k-1)}}, \qquad k, j = 1,2...n \qquad (2.26)$$

$$b_i^{(k)} = b_i^{(k-1)} - a_{ik}^{(k-1)} d_k, \qquad j = k+1, k+2,...n, \qquad k, j = 1,2...n \qquad (2.27)$$

2. Обратный ход заключается в нахождении неизвестных x_i . Формулы обратного хода имеют вид:

$$x_n = d_n, \qquad x_i = d_i - \sum_{j=i+1}^{n} c_{ij} x_j, \qquad (i = n-1, n-2,...1). \qquad (2.28)$$

Элемент $a_{kk}^{(k-1)}$, являющийся ведущим элементом на k-м шаге исключения и на который проводится деление, должен быть отличен от нуля – это является основным ограничением метода Гаусса. Также, если какой-то ведущий элемент не равен нулю, а близок к нулю, то в процессе вычислений может происходить сильное накопление погрешностей. Избежать указанных трудностей позволяет метод Гаусса с выбором главного элемента. Основная идея метода состоит в том, чтобы на очередном шаге исключать не следующее по номеру неизвестное, а то неизвестное, коэффициент при котором является наибольшим по модулю. Таким образом, в качестве ведущего элемента здесь выбирается наибольший по модулю элемент. Тем самым, если главный элемент не равен нулю, то в процессе вычислений не будет происходить деление на нуль.

2.4. Алгоритм построения траектории

1. Ввод исходных данных пласта:

N – количество витков синусоиды; s – количество слоев в пласте; a – зенитный угол; krovla – кровли пропластков; podoshv – подошвы пропластков.

2. Нахождение общей толщины пласта (H), формула имеет вид:

$$H = podoshv\, n - krovla\, 1. \qquad (2.29)$$

3. Нахождение длины цикла синусоиды (L), по формуле:

$$L = H * tg(a). \qquad (2.30)$$

4. Строится массив x, состоящий из координат по оси X находится по формуле:

$$x_i = L_i + L_{i+1}. \qquad (2.31)$$

5. Составляется массив z – данные траектории по проекции Z, определяются при условии, что уже известный массив $x_i \geq j*L$ *и* $x_i \leq (j+1)*L$, по формуле:

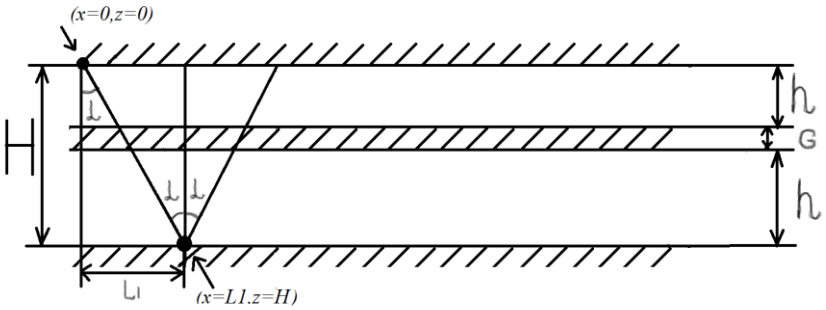
$$z_i = \frac{x_i - j*L}{tg(a)}, \quad (2.32)$$

где:

j – переменная, коротая возрастает каждый раз когда заполняется массив.

Если условие не выполняется, формула для массива z, будет выглядеть так:

$$z_i = H - \frac{x_i - j*L}{tg(a)}. \quad (2.33)$$



H – общая толщина пласта; h – толщина одного пропластка; g – толщина непроницаемой перемычки.

Рисунок 2.3 – Построение траектории скважины сложного профиля

В приложении А представлена блок-схема определения координат траектории скважины и параметров пласта.

2.5 Алгоритм выделения отверстий в стволе скважины на выбранном участке

1. Ввод исходных данных диапазона перфорации:

x_n – начальный;

x_k – конечный;

m – плотность перфорации.

2. Задается переменная *i*, которая увеличивается каждый раз, пока не выполнится следующее условие:

$$\left(x_n + \frac{1}{m} * i\right) \geq x_k. \quad (2.34)$$

3. Координаты отверстий по оси X рассчитываются до тех пор, пока выполняется указанное условие, по формуле:

$$x1_i = \left(x_n + \frac{1}{m} * i\right). \quad (2.35)$$

Если $x1_i \geq L$ *и* $x1_i \leq 2*L$, то

$$z1_i = \frac{x1_i - (i-1)*L}{tg(a)}. \quad (2.36)$$

Если условие не выполняется, то

$$z1_i = H - \frac{x1_i - (j-1)*L}{tg(a)}. \quad (2.37)$$

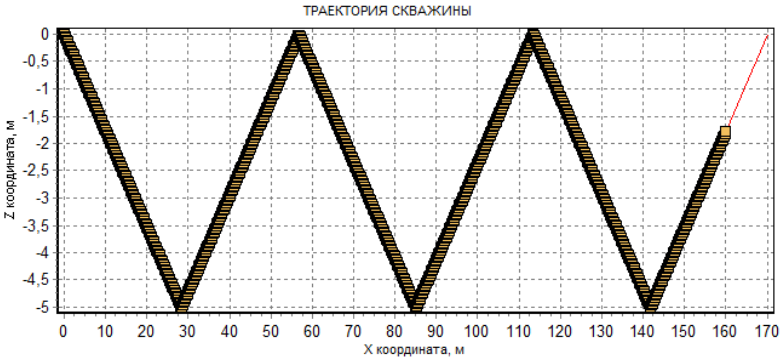


Рисунок 2.4 – Скважина сложного профиля, перфорированная в определенном интервале, с заданной плотностью расположения отверстий

На рисунке 2.4 представлен график траектории синусоидальной скважины, перфорированной в заданном интервале с заданной платностью, а в приложении Б показана блок-схема вывода координат отверстий скважины.

2.6 Алгоритм расчета матрицы влияния перфорационных отверстий друг на друга, находящихся в одном пласте

1. Ввод исходных данных:

μ – вязкость нефти;

r_0 – радиус перфорационного отверстия;

R_k – радиус контура питания;

k_v –проницаемость в вертикальном направлении;

k_h – проницаемость в горизонтальном направлении.

2. Для расчета матрицы влияния отверстий друг на друга (S), необходимо рассчитать эквивалентную проницаемость, формула имеет видя

$$k_{eq} = \sqrt{k_h * k_v}\,, \qquad (2.38)$$

3. Выполняется расчет анизотропии, используя следующие формулы:

$$X_h = \sqrt{\frac{k_{eq}}{k_h}} \text{ - горизонтальная анизотропия;} \qquad (2.39)$$

$$X_v = \sqrt{\frac{k_{eq}}{k_v}} \text{ – вертикальная анизотропия.} \qquad (2.40)$$

Как указано выше, рассматривается пласт, с непроницаемой перемычной, из-за которой, взаимовлияние работающих стоков отсутствует. Поэтому, для каждого пропластка строится своя система уравнений.

На рисунке 2.5 видно, что отверстия 1,2,5,6 и 3,4 находятся в разных слоях. Между отверстиями 2, 3 и 4,5 нет взаимовлияния.

Исходя из этого, необходимо, чтобы в системе уравнения отверстия с индексами 5,6 приняли значения 3,4, а отверстия 3,4 - 1,2.

Каждый слой имеет свой номер, от 1 до n. Если координата отверстия больше кровли и меньше подошвы одного слоя, то отверстие находится в нем. Массив принадлежности отверстий заполняется номерами слоев пласта.

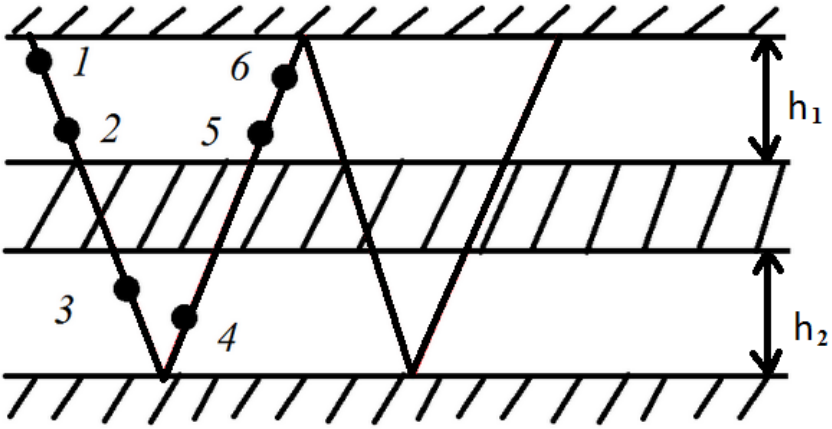


Рисунок 2.5 – Перфорационные отверстия в каждом пропластке

Параллельно создается массив размерности матрицы влияния отверстий друг на друга для каждого слоя.

Создается массив *S* из формулы:

$$S_{fij} = \frac{\mu}{4\pi k_{eq}} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{array}{l} \left(\sqrt{\chi_h \left(x_j - x_i\right)^2 + \chi_h r_0^2 + \chi_v \left(z_j - z_i + 2nh_f\right)^2} \right)^{-1} + \\ \left(\sqrt{\chi_h \left(x_j - x_i\right)^2 + \chi_h r_0^2 + \chi_v \left(z_j + z_i + 2nh_f\right)^2} \right)^{-1} - \\ \left(\sqrt{\chi_h \left(x_j - x_i\right)^2 + \chi_h R_k^2 + \chi_v \left(z_j - z_i + 2nh_f\right)^2} \right)^{-1} - \\ \left(\sqrt{\chi_h \left(x_j - x_i\right)^2 + \chi_h R_k^2 + \chi_v \left(z_j + z_i + 2nh_f\right)^2} \right)^{-1} \end{array} \right), \quad (2.42)$$

где:

f – выражает номер прослоя, для каждого их которых рассчитывается своя матрица влияния; x_{ij}, z_{ij} - координаты перфорационных отверстий, м; X_h, X_v - горизонтальная и вертикальная анизотропии; h_f - толщина пропластка, м.

В приложении В показана блок-схема расчета матрицы влияния перфорационных отверстий.

2.7 Алгоритм расчета давления

1.Ввод исходных данных:

$P_{плст.}$ – давление пластовое, Па;

$P_{заб.}$ – давление забойное, Па;

k_h – горизонтальная проницаемость, м^2;

k_v – вертикальная проницаемость, м^2.

Пластовое давление, и проницаемости вводится отдельно для каждого слоя пласта.

2.Исходя из данных, создается массив P[f,i], где f – номер пропластка, i – значение давления в пропластке.

3.Расчет давления осуществляется по формуле:

$$\Delta P = P_{пласт} - P_{заб.}. \quad (2.43)$$

2.8 Алгоритм решения системы уравнений методом Гаусса

Так как в данной задаче рассматривается пласт, состоящих из нескольких прослоев, то для каждого слоя будет своя система уравнений распределения давления в пласте при работе N перфорационных отверстий, необходимая для решения дебитов перфорационных отверстий Q_i. Система уравнений имеет вид:

$$\begin{cases} Q_1S_{1,1} + Q_2S_{2,1} + \cdots + Q_NS_{N,1} = \Delta P \\ Q_1S_{1,2} + Q_2S_{2,2} + \cdots + Q_NS_{N,2} = \Delta P \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ Q_1S_{1,j} + Q_2S_{2,j} + \cdots + Q_NS_{N,j} = \Delta P \\ \dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots\dots \\ Q_1S_{1,N} + Q_2S_{2,N} + \cdots + Q_NS_{N,N} = \Delta P. \end{cases} \quad (2.44)$$

Для реализации метода Гаусса, необходимо преобразовать обе части системы уравнения. Необходимо поменять первую и последнюю строку местами, для исключения деления на нуль. При переносе первой строки в конец, теряются значения последней строки. Во избежание потерь, создается вспомогательный массив, который записывает в себя последнюю строку, а затем возвращает ее значения в первую строку (рисунок 2.6).

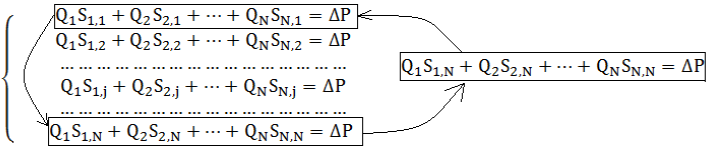


Рисунок 2.6 – Система уравнений с заменой строк

Для вывода графика зависимости дебита отверстия от координаты отверстий необходимо вернуть индексы отверстий, измененных в пункте 2.6, к первоначальным.

В приложении Г блок-схема реализации метода Гаусса при проектировании ИВС.

3. ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОГО ЭКСПЕРИМЕНТА

3.1 Описание программного продукта и руководство к использованию

По описанным в разделе 2 алгоритмам был разработан программный продукт в среде Borland Delphi 7. Программный продукт включает слудеющие возможности:

– построение слоистого пласта, с определенными характеристиками для каждого пропластка.

– построение траектории синусоидальной скважины.

– выделение интервалов перфорации с заданной плотностью.

– расчет продуктивности каждого пропластка.

– расчет дебита перфорированной скважины для всего пласта.

– построение графической зависимости дебита скважины от координат отверстий по стволу.

Работа с программой начинается с ввода данных. В программе отведено 3 поля для ввода данных, «Построение траектории», «Выделение интервала», «Расчет дебита». Также в программе существует поле построения траектории (рисунок 3.1).

В поле «Построение траектории» необходимо внести данные:

– количество витков синусоиды;

– зенитный угол, в градусах;

– количество слоев в пласте.

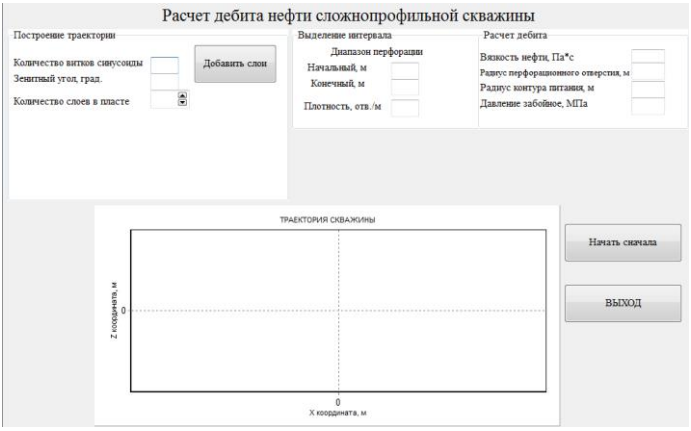


Рисунок 3.1 – Поля для ввода исходных данных

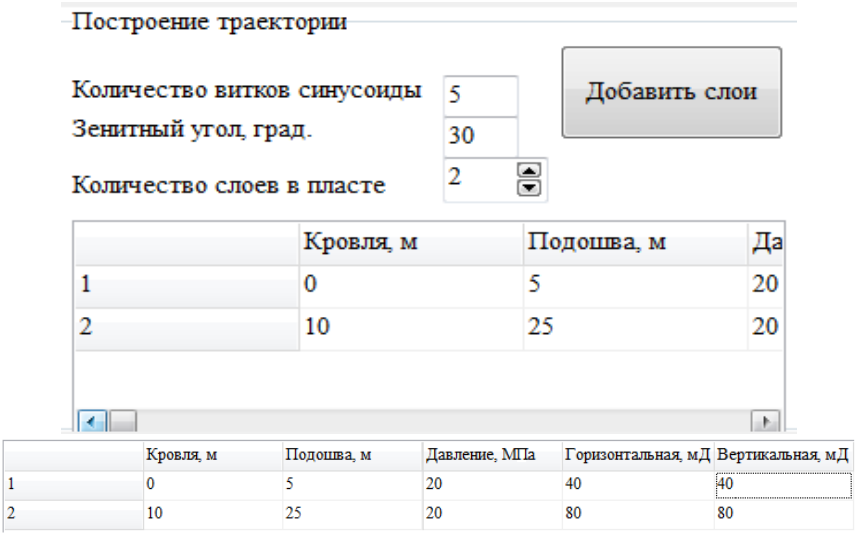


Рисунок 3.2 – Поле для ввода исходных данных для построения траектории и данных пласта

Нажав на кнопку «Добавить слои», появляется таблица, для ввода значений для каждого слоя пласта (рисунок 3.2):

– кровля, м;
– подошва, м;
– давление пластовое, МПа;
– горизонтальная проницаемость, мД;
– вертикальная проницаемость, мД.

Внимание, значение кровли не может быть больше значения подошвы.

В случае не корректного ввода всплывает окно о ошибке (рисунок 3.3).

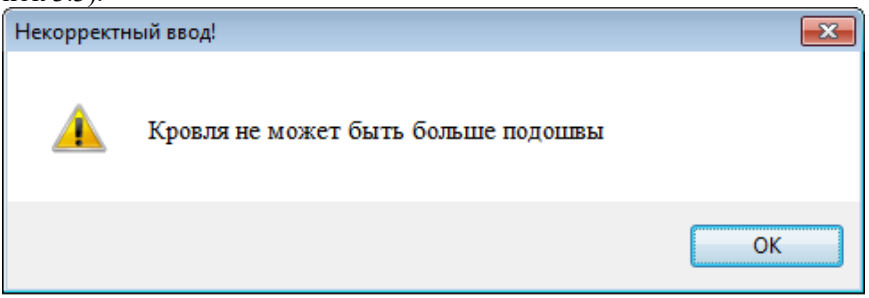


Рисунок 3.3 – Всплывающее окно, информирует о некорректном вводе данных

После ввода данных для построения пласта появляется кнопка «Построение траектории», нажав ее можно увидеть график траектории синусоидальной скважины (рисунок 3.4).

Для дальнейшей работы, на график траектории скважины, необходимо внести перфорационные отверстия, выделив диапазон перфорации, для этого используются окна раздела «Выделение интервала» (рисунок 3.5):

– начальный диапазон перфорации, м;
– конечный диапазон перфорации, м;
– плотность перфорации, отв./м.

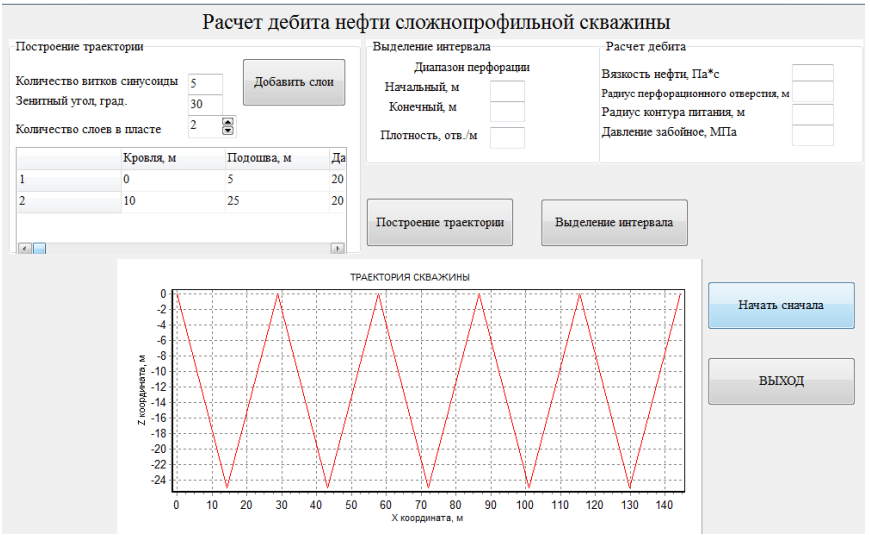


Рисунок 3.4 – Графическое изображение интерфейса программы с примером построения траектории синусоидальной скважины

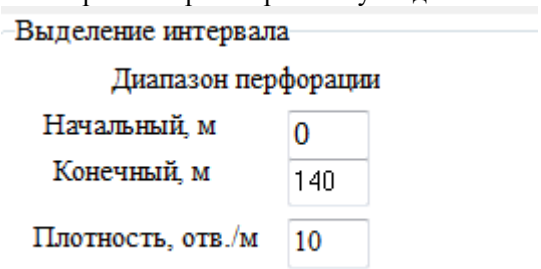


Рисунок 3.5 – Поле для ввода исходных данных диапазона перфорации

Внимание, значение начального интервала не может быть больше значения конечного.

В случае не корректного ввода всплывает окно о ошибке (рисунок 3.6).

Нажав на кнопку «Выделение интервала» на графике появятся точки – перфорационные отверстия (рисунок 3.7).

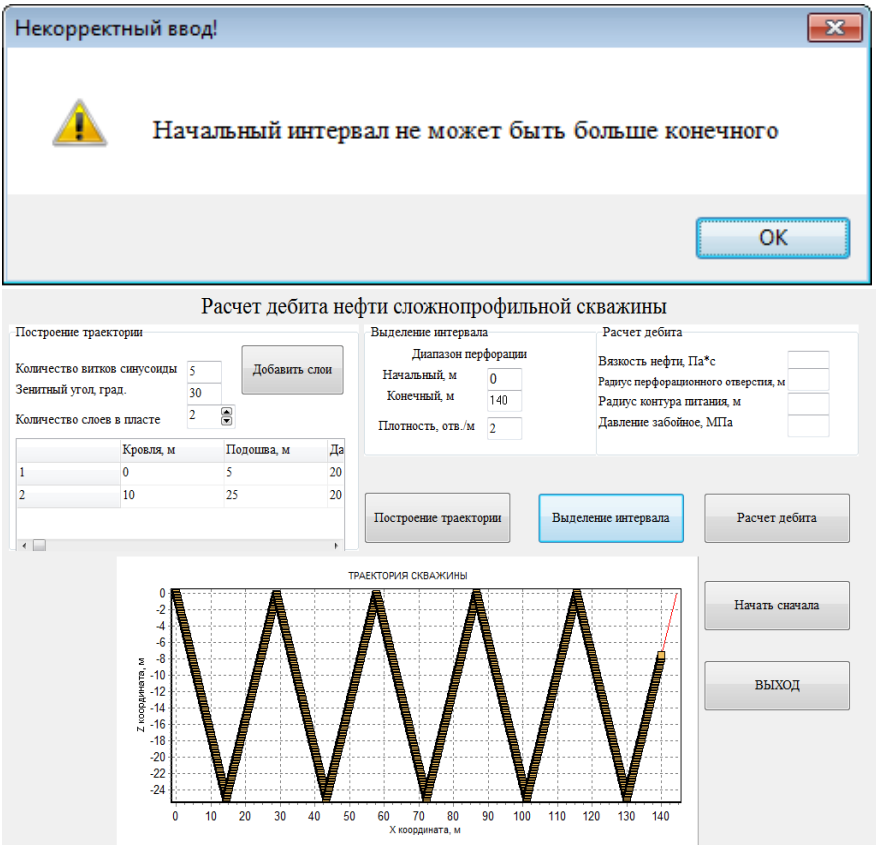


Рисунок 3.6 – Всплывающее окно, информирует о некорректном вводе данных

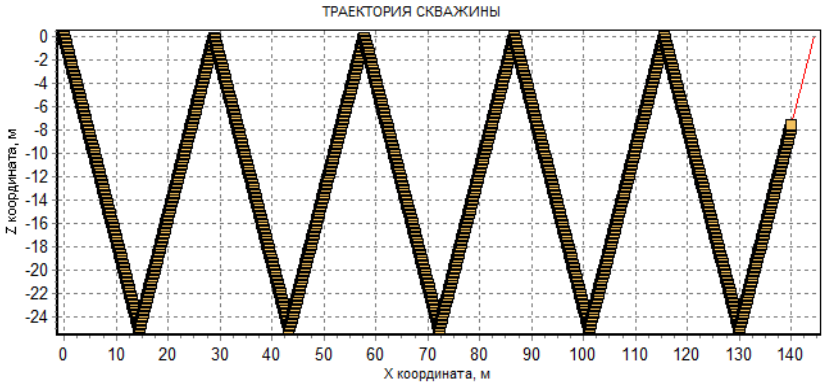


Рисунок 3.7. – Графическое изображение интерфейса программы с построенной траекторией синусоидальной скважины, перфорированной отверстиями в интервале от 0 до 140

Следующим шагом является расчет дебита продуктивности построенной скважины. Необходимо в раздел «Расчет дебита» ввести исходные данные (рисунок 3.8):

– вязкость нефти, Па*с;

– радиус перфорационного отверстия, м;

– радиус контура питания, м;

– давление забойное, МПа.

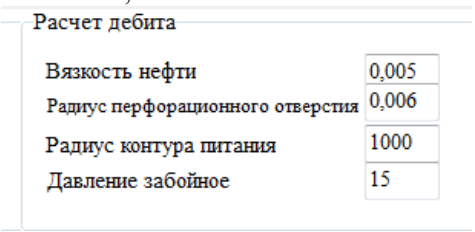


Рисунок 3.8 – Поле для ввода исходных данных, необходимых для расчета дебита нефтяной скважины

Расчет осуществится после нажатия на кнопку «Расчет дебита». Открывается новое окно, в котором можно увидеть:

– график зависимости дебита нефти от координаты отверстия по стволу (рисунок 3.9);

– диаграмму, показывающую значение дебита нефти, приходящееся на каждый из пропластков (рисунок 3.10);

– результирующий дебит нефти пласта (рисунок 3.11).

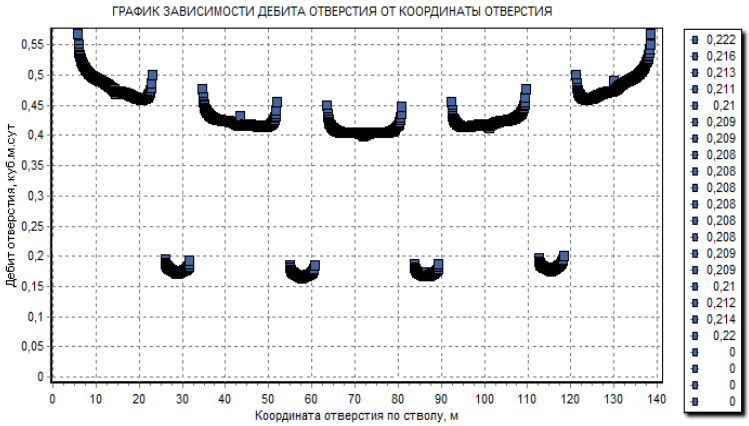


Рисунок 3.9 – График зависимости дебита нефти от координаты отверстия по стволу

Рисунок 3.10 – Диаграмма, показывающая значение дебита нефти, приходящееся на каждый из пропластков

Дебит = 301,564275833542 м.куб/сут.

Рисунок 3.11 – Результирующий дебит скважины

3.2 Оценка качества модели

Основной задачей данного раздела является оценка эффективности модели, используемой при проектировании ИВС для работы нефтяной скважины в слоистом пласте.

Сравним результаты расчета дебита горизонтальной скважины, полученные из спроектированной ИВС с известной формулой Джоши (1.2).

Для этого рассмотрим частный случай. Расчет проводится для открытого горизонтального ствола длиной 100 м, диаметром 0,1 м, проходящего посередине пласта толщиной 10 м, проницаемостью 40 мД. Пластовое давление составляет 30 МПа, забойное – 20 МПа, расстояние до контура питания – 1000 м.

Для расчета дебита открытого ствола скважины необходимо проинтегрировать формулу взаимовлияния отверстий друга на друга (2.47) по оси X. Формула имеет вид:

$$S_{ij} = \frac{\mu}{4\pi k_h} * \left(\frac{L}{N}\right)^{-1} * \int_{x_{i-1}}^{x_i} \sum_{n=-\infty}^{\infty} \left(\begin{array}{l} \left(\sqrt{\left(\left(\mathrm{x}_j - \frac{L}{2N}\right) - X\right)^2 + r_c^2 + \chi_v\left(z_j - z_i + 2nh\right)^2}\right)^{-1} \\ \left(\sqrt{\left(\left(\mathrm{x}_j - \frac{L}{2N}\right) - X\right)^2 + r_c^2 + \chi_v\left(z_j + z_i + 2nh\right)^2}\right)^{-1} \\ \left(\sqrt{\left(\left(\mathrm{x}_j - \frac{L}{2N}\right) - X\right)^2 + R_k^2 + \chi_v\left(z_j - z_i + 2nh\right)^2}\right)^{-1} \\ \left(\sqrt{\left(\left(\mathrm{x}_j - \frac{L}{2N}\right) - X\right)^2 + R_k^2 + \chi_v\left(z_j + z_i + 2nh\right)^2}\right)^{-1} \end{array} \right) dX, \qquad (3.1)$$

Преобразование показывает, что для расчета используются не перфорационные отверстия, а участки, в этом случае приток жидкости приходится на линии стоков, а не на отверстия.

Меняя число участков горизонтального ствола, получили расчетные дебиты для 10, 20 и 50 разбиений (рисунок 3.12).

Из графика следует, что при увеличении числа участков разбиения, уменьшается дебит этих участков, но это не ведет к изменению суммарного дебита, так как с увеличением площади фильтрации возрастает и падение депрессии от работы большего числа отверстий на участке.

Формула суммарного дебита имеет вид:

$$Q = \sum Q_i \ , \tag{3.2}$$

где:

Q_i – дебит каждого участка, м^3/с.

Суммарный дебит, рассчитанный для 10 разбиений равен – 111,29 м^3/сут., для 20 – 111,55 м^3/сут., для 50 разбиений равен - 111,7 м^3/сут. Отсюда, видно, что при увеличении числа участков, общий дебит практически не изменяется. Произведем сравнение результатов рассчитанных в программе с формулой Джоши, которая описывает приток жидкости к горизонтальной скважине в однородно - анизотропном пласте.

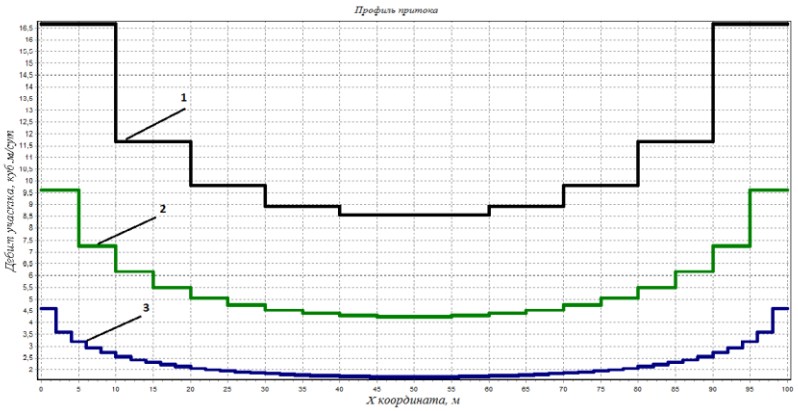
По формуле Джоши получаем следующие расчеты:

$$Q = \frac{2 * \pi * k_h * h * P_{ств} * 86400}{\mu \left(\ln \left(\frac{a + \sqrt{a^2 - \left(\frac{L}{2}\right)^2}}{\frac{L}{2}} \right) + \frac{h}{L} * \ln \left(\frac{h}{2 r_c * \pi} \right) \right)} = \tag{3.3}$$

$$= \frac{2 * 3{,}14 * 40 * 10^{-3} * 10 * 86400}{0{,}005 * \left(\ln \left(\frac{2115{,}04 + \sqrt{2115{,}04^2 - \left(\frac{100}{2}\right)^2}}{\frac{100}{2}} \right) + \frac{10}{100} * \ln \left(\frac{10}{2 * 0{,}1 * 3{,}14} \right) \right)} = 111{,}71 \frac{м^3}{сут},$$

$$a = \frac{L}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 * R_k}{L} \right)^4}} = \frac{100}{2} * \sqrt{\frac{1}{2} + \sqrt{\frac{1}{4} + \left(\frac{2 * 1000}{100} \right)^4}} = 2115{,}04 м. \tag{3.4}$$

Проведенные сравнения расчетов используемой в программе математической модели с расчётами по формуле Джоши, приведенные на рисунке 3.13, показали, что используемая модель адекватна, и ее можно использовать для прогнозирования продуктивности скважины сложного профиля, вскрывающего слоистый пласт, не изменяя саму модель, а изменив только входные параметры.



1 – зависимость при 10 разбиениях, суммарный дебит равен 111,29 м^3/сут.;

2 – зависимость при 20 разбиениях, суммарный дебит равен 111,55 м^3/сут.;

3 – зависимость при 50 разбиениях, суммарный дебит равен 111,7 м^3/сут.;

Рисунок 3.12 – График зависимости дебитов участка от X координаты

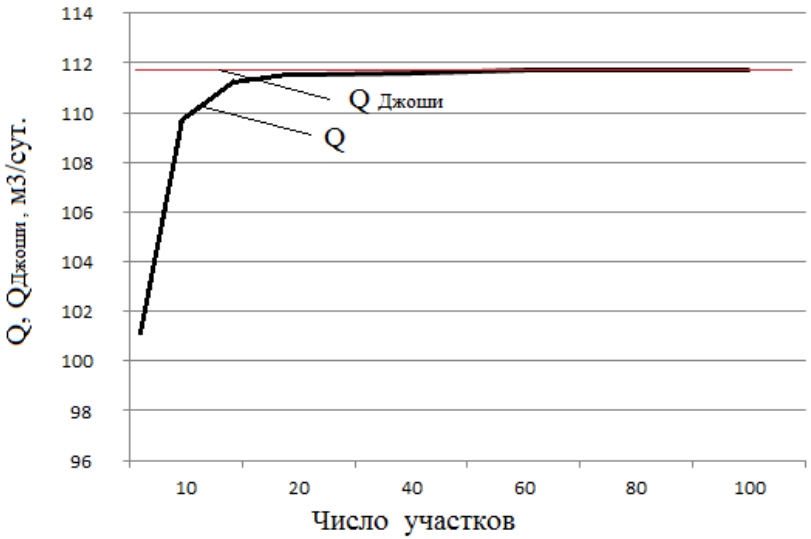


Рисунок 3.13 – Зависимость дебита Q от числа участков N

3.3. Исследование влияния плотности перфорационных отверстий на дебит скважины

В работе Владимирова И. В. , Владимировой И. И., Торопчина О. П. [3] было проведено исследование зависимости дебита вертикальной скважины от плотности перфорационных отверстий.

Рассматривался бесконечный по латерали пласт толщиной Н= 50 м. Вязкость нефти μ= 1 мПа*с, ΔP_z= 5МПа. Проницаемость пласта составляет K_x= K_y= 10^{-3} мкм^2, K_z=10^{-4} мкм^2. Посередине пласта проходит ствол пологой скважины, длина которого равно 142 м. Авторы данного исследования провели расчеты, повышая плотность перфорации, после чего сделали вывод о том, что максимальный дебит достигается при плотности 3 отв./м, а при дальнейшем увеличении плотности перфорации дебит скважины снижается(рисунок 3.14).

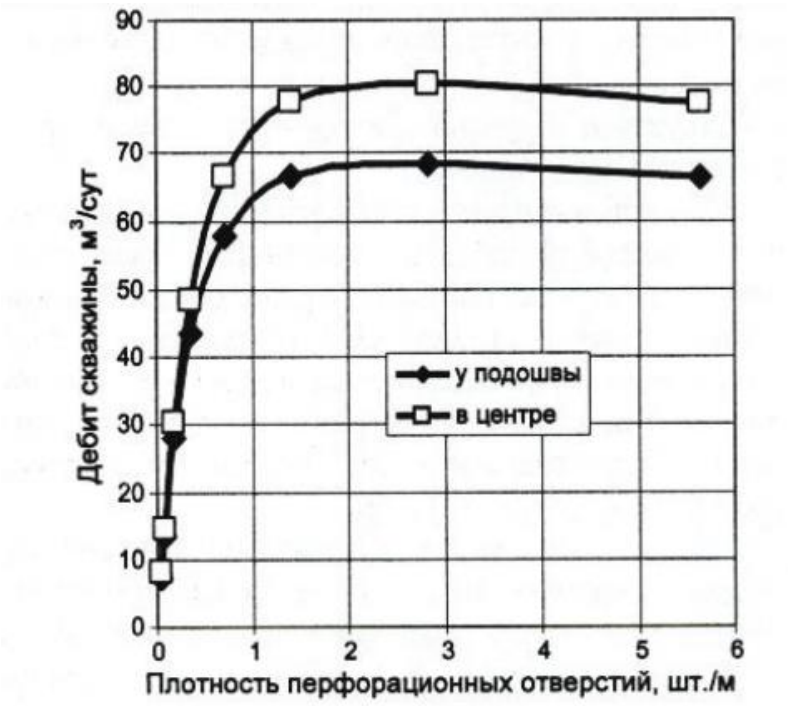


Рисунок 3.14 – Зависимость дебита от плотности перфорационных отверстий

Сравним результаты данного исследования с известной формулой Дюпюи (1.1), которая описывает приток к вертикальной нефтяной скважине. Проведем расчет дебита скважины используя параметры заданные в работе [3]. Примем параметры перфорации: r_0 = 0,006 м, l_0 = 0,3 м. Радиус скважины r_c = 0,1 м, радиус контура питания $R_к$ = 1000 м, забойное давление 20 МПа.

Результаты расчета дебита нефти по формуле Дюпюи представлены в таблице 3.1. На рисунке 3.15 показано изменение дебита скважины при различной платности перфорационных отверстий. Данное сравнение позволяет сделать вывод о том, что при увеличении плотности перфорационных отверстий дебит скважины повышается.

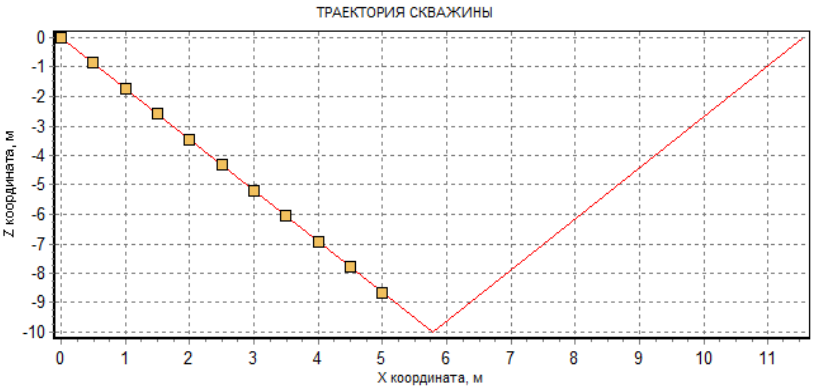
Таблица 3.1 – Результаты расчета дебита скважины при увеличении плотности перфорационных отверстий, полученные по формуле Дюпюи

Плотность перфорационных отверстий (отв./м)	Дебит скважины ($м^3$/сут)
1	120,3
2	145,6
3	165,74
4	189,21
5	195,4
6	197,5
7	198,6

Проведем расчет влияния интервала перфорационных отверстий для скважины синусоидального профиля в программном продукте.

Рассмотрим нефтяную скважину, вскрывающую пласт толщиной h = 10 м, с 2 витками синусоиды, зенитный угол примем 30 градусов. Пластовое давление $P_{пл.}$ = 30 МПа, забойное давление $P_{заб}$ = 20 МПа. Проницаемость примем $k_h = k_v$ = 40 мД. При вязкости нефти равной 0,005 Па*с. Зададим диапозон перфорации в интервале от 0 до 5 м. Радиус перфорационного отверстия r_0 = 0,006 м, радиус контура питания R_k = 1000 м (рисунко 3.16).

Рисунок 3.15 – График зависимости дебита скважины, рассчитанного по формуле Дюпюи, от плотности перфорационных отверстий



- перфорационные отверстия;
- ствол скважины

Рисунок 3.16 – Траектория перфорированной синусоидальной скважины

Повышая плотность перфорации, получили результаты, представленные в таблице 3.2.

Таблица 3.2 – Результаты расчета дебита скважины при увеличении плотности перфорационных отверстий, полученные в программе

Плотность перфорационных отверстий (отв./м)	Дебит скважины ($м^3$/сут)
1	98,3
2	104,6
3	117,47
4	135,3
5	136,56
6	139
7	141,6

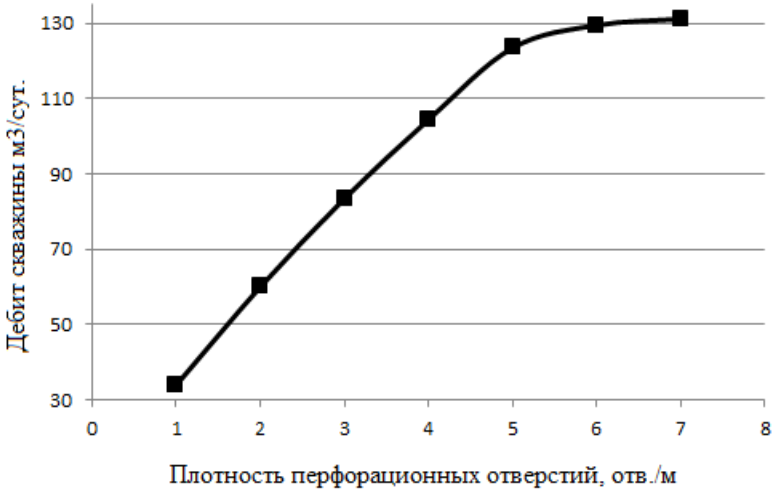


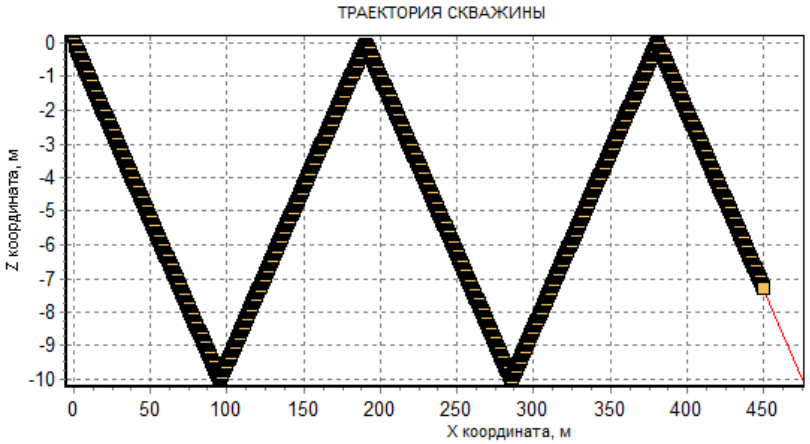
Рисунок 3.17 – График зависимости дебита скважины от плотности перфорационных отверстий, рассчитанного в программном продукте

Проведенные сравнения результатов расчета из работы [3] с расчётами по формуле Дюпюи, а также с расчетами продуктивности скважины в программе показали, что при увеличении плотности перфорационных отверстий дебит нефти повышается, что опровергает выводы авторов работы [3].

3.4 Исследование влияния проницаемости на дебит скважины сложного профиля в слоистом пласте

Основной задачей данного подраздела является задача исследование влияния проницаемости на дебит нефти.

Рассмотрим перфорированную нефтяную скважину синусоидального профиля, вскрывающую пласт толщиной h = 10 м, с 3 витками синусоиды, зенитный угол примем 80 градусов. Пластовое давление $P_{пл.}$ = 30 МПа, забойное давление $P_{заб}$ = 20 МПа. Параметры перфорации: радиус перфорационного отверстия r_0 = 0,006 м, радиус контура питания R_k = 1000 м. Выделяем диапазон перфорации в интервале от 0 до 450 м, с плотностью m = 2 отв./м. Проницаемость примем $k_h = k_v$ = 40 мД (рис.3.18).



- перфорационные отверстия;
- ствол скважины

Рисунок 3.18 – Траектория перфорированной синусоидальной скважины

Дебит нефти при заданной проницаемости 40 мД равен 146,5 $м^3$/сут.

Увеличивая проницаемость до 80 мД, дебит равен 284,03 $м^3$/сут. При увеличении проницаемости на 40 мД дебит увеличился на 137,53 $м^3$/сут.

Для наглядного представления зависимости дебита нефти от проницаемости, увеличим ее до 160 мД. Результаты приведены в таблице 3.3.

Из расчета и графика зависимости дебита нефти от проницаемости (рисунок 3.19) видно, что дебит кратно увеличивается при увеличении проницаемости, что указывает на значительное влияние проницаемости пласта на дебит синусоидальной скважины.

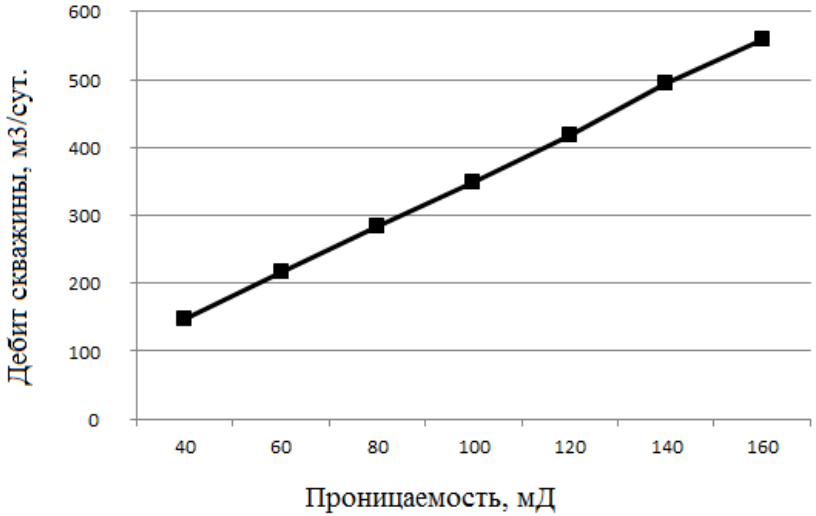


Рисунок 3.19 – График зависимости дебита нефти от проницаемости

Таблица 3.3 – Результаты расчета дебита синусоидальной скважины при увеличении проницаемости

Проницаемость (мД)	Дебиты скважины ($м^3$/сут.)
40	146,5
60	217,5
80	284,03
100	348,9
120	418,1
140	493,8
160	558,06

Используя вышеуказанные параметры, представим пласт, состоящий из двух пропластков толщиной по 10 м каждый. Проницаемость верхнего пропалстка принимаем за 40 мД, второго – 80 мД. Выделяем интервал перфорации для ствола синусоидальной скважины в интервале от 0 до 450 м с плотностью 10 отв./м (рисунок 3.18).

В первом пропластке дебит составляет – 68,8 м^3/сут., во втором 148,8 м^3/сут. (рисунок 3.21). Результирующий дебит такой скважины равен 217,6 м^3/сут.

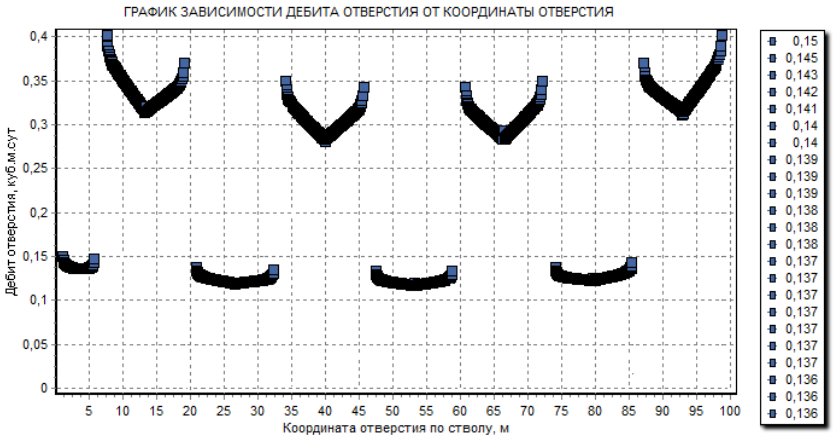


Рисунок 3.20 – График зависимости дебита отверстия от координаты отверстия, с заданной проницаемостью, для верхнего пропластка, равной 40 мД, для нижнего – 80 мД

Рисунок 3.21 – Диаграмма показывающая дебит каждого пропластка, при заданной для первого слоя проницаемости 40 мД, для второго – 80 мД

Можно сделать вывод о том, что верхний (первый) слой, с меньшей проницаемостью, дает меньшее значение дебита, что существенно влияет на результирующий дебит скважины (3.20).

Известно, что при увеличении плотности перфорации отверстий в скважине, расстояние между ними уменьшается, при этом отверстия стремятся к линии стоков. В таком случае, притока жидкости движется к большей площади поверхности фильтрации, что способствует увеличению дебита.

Взяв во внимание этот факт, компенсируем уменьшение дебита в пласте, с разнопроницаемыми пропластками, увеличением количества перфорационных отверстий в менее проницаемом пропластке. Для этого, в уже перфорированную (в интервале от 1 до 100 м с плотностью 10 отв./м) синусоидальную скважину, добавим перфорационные отверстия на интервалах от 1 до 5, от 22 до 29, от 42 до 53, от 70 до 75, от 92 до 98 с плотностью 10 отв./м (рисунок 3.22).

В результате дебит менее проницаемого пропластка увеличился и составил 129 м^3/сут. (рисунок 3.23). Результирующий дебит, полученный при увеличении плотности перфорации, равен 277,8 м^3/сут., что на 60,2 м^3/сут. больше первоначального значения. Чтобы увидеть, как изменяется дебит при работе с разнопроницаемыми пластами, зададим пласт с двумя пропластками одинаковой проницаемости – 80 мД. Произведя расчеты, получаем дебит равный 294,6 м^3/сут. Это сравнение показывает, что расхождение между дебитами не значительно.

Из расчета и рисунков можно сделать вывод о том, что увеличение перфорационных отверстий для менее проницаемого пласта, существенно увеличивает дебит нефти, отсюда следует вывод, что увеличение плотности отверстий для менее проницаемого пласта может компенсировать потерю дебита при малой проницаемости.

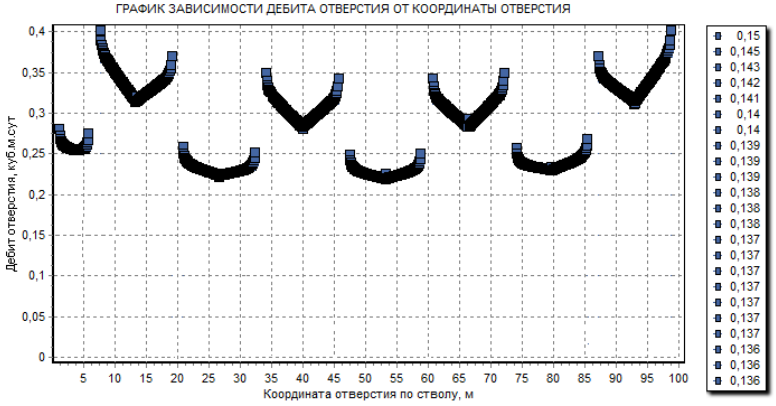


Рисунок 3.22 – График зависимости дебита отверстия от координаты отверстия, с заданной проницаемостью, для верхнего перфорированного пропластка – 40 мД, для нижнего – 80 мД.

Чтобы добиться равномерной нефтеотдачи обоих пропластков, увеличим длину скважины, а также добавим в нее перфорационные отверстия, в пределах менее проницаемого пропластка (рисунок 3.24).

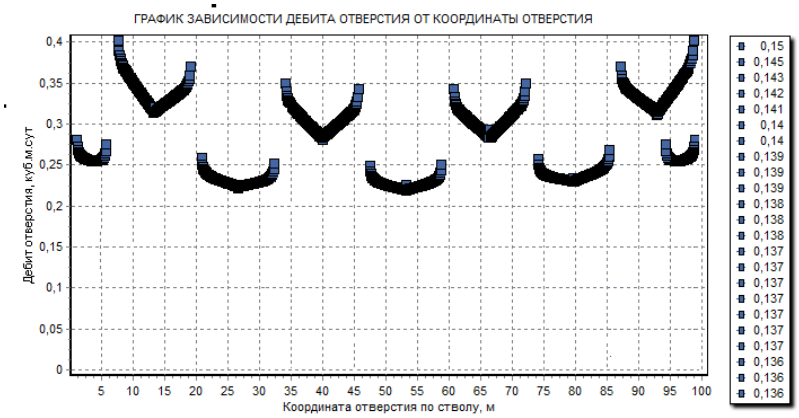


Рисунок 3.24 – График зависимости дебита отверстия от координаты отверстия при увеличении длины ствола скважины

Дебит менее проницаемого пропластка в этом случае составил 140,86 м^3/сут (рисунок 3.25).

Рисунок 3.25 – Диаграмма показывающая дебит каждого пропластка, при увеличении длины ствола скважины

Рассчитанный в начале исследования (рисунок 3.21) дебит скважины, с проницаемостью пропластков равной 40 и 80 мД составлял 217,6 м^3/сут, после проведения исследования, выявлено, что дебит увеличился на 72,11 м^3/сут, и составил 289,71 м^3/сут. Дебиты пропластков равны, отсюда можно говорить о том, что увеличение плотности перфорации менее проницаемого пропластка, а также увеличение длины ствола в области менее проницаемого пропластка целесообразно применять для разнопроницаемых пластов.

3.5 Исследование влияния анизотропии на дебит скважины сложного профиля

В данном подразделе рассмотрим, как меняется отношение продуктивности стволов при изменении анизотропии.

Рассмотрим перфорированную нефтяную скважину синусоидального профиля, вскрывающую пласт толщиной h = 10 м, с 3 витками синусоиды, зенитный угол примем 84 градуса. Пластовое давление $P_{пл.}$ = 20 МПа, забойное давление $P_{заб}$ = 15 МПа. Параметры перфорации: радиус перфорационного отверстия r_0 = 0,006 м, радиус контура питания R_k = 1000 м. Диапазон перфорации в интервале от 0 до 450 м, плотность перфорации m = 2 отв./м (рисунок 3.26).

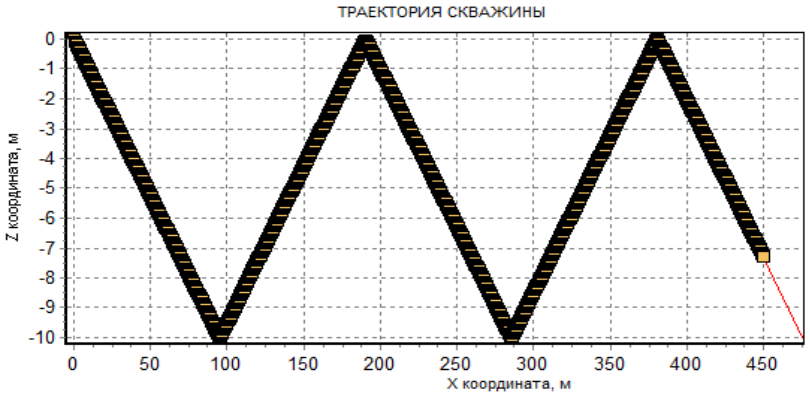


Рисунок 3.26 – Траектория перфорированной синусоидальной скважины:

- перфорационные отверстия;

- ствол скважины

Произведем расчет продуктивности скважины синусоидального профиля, используя формулы (2.17-2.19), изменяя анизотропию пласта так, чтобы эквивалентная проницаемость оставалась неизменной, результаты расчетов приведены в таблице 3.4.

Таблица 3.4 – Результаты расчета дебита синусоидальной скважины при изменении проницаемости.

Горизонтальная проницаемость, мД	Вертикальная проницаемость, мД	Анизотропия	Дебиты скважины, ($м^3$/сут.)
40	40	1	129,7
80	20	2	136,23
160	10	4	139,9
320	5	8	141,3

Из таблицы 3.4 видно, что применение синусоидальной скважины при анизотропии пласта в районе от 1 до 10 не целесообразно.

Произведем численный эксперимент для анизотропии в пределах от 10 до 100, результаты вычислений приведены в таблице 3.5.

Результаты показывают, что при анизотропии в районе от 10 до 100, продуктивность скважины растет.

Таблица 3.5 – Результаты расчета дебита синусоидальной скважины при изменении проницаемости

Горизонтальная проницаемость, мД	Вертикальная проницаемость, мД	Анизотропия	Дебиты скважины, ($м^3$/сут.)
400	4	10	143,83
800	2	20	197,41
1600	1	40	236,9
3200	0,5	80	312,74

Метод масштабирования координат в анизотропном пласте(пункт 1.4), говорит о том, что линейные размеры координат отверстий скважины по осям X и Z следует домножать на соответствующие горизонтальную X_h и вертикальную X_v составляющие анизотропии. Проведем численный расчёт составляющих анизотропии, результаты которого приведены в таблице 3.6.

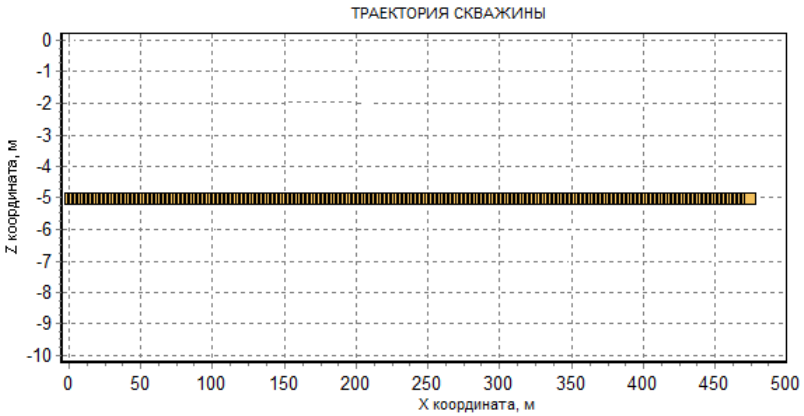
Таблица 3.6 – Результаты расчета составляющей анизотропии при изменении проницаемости

Горизонтальная проницаемость, мД	Горизонтальная составляющая анизотропии	Вертикальная проницаемость, мД	Вертикальная составляющая анизотропии
400	0,32	4	3,16
800	0,22	2	4,47
1600	0,16	1	6,32
3200	0,11	0,5	8,94

При увеличении проницаемости, составляющая анизотропии, в том же направлении, уменьшается.

Опираясь на формулу (2.47), можно говорить о том, что координаты по оси Z увеличатся, по оси X – уменьшатся. При увеличении значений координат отверстий по оси Z, увеличивается расстояние между отверстиями, что приводит к уменьшению взаимовлияния между ними. Принимая во внимание то, что зависимость между взаимовлиянием отверстий друг на друга и дебитом скважины обратно пропорциональная, что при уменьшении взаимовлияния отверстий дебит увеличится.

Длина траектории синусоидальной скважины равна 461 м, скважина перфорирована 900 отверстиями. Для сравнения, проведем расчет для горизонтального ствола длиной 461 м, прорывающего пласт толщиной 10 м. Пластовое давление составляет 20 МПа, забойное – 15 МПа, расстояние до контура питания – 1000 м (рисунок 3.27).



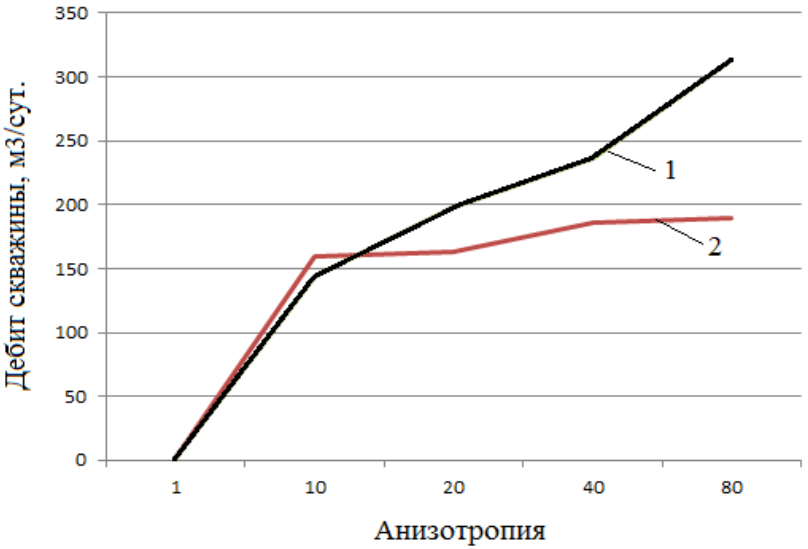
- перфорационные отверстия;
- ствол скважины

Рисунок 3.27– Траектория горизонтальной скважины:

Таблица 3.7 Результаты расчета дебита горизонтальной скважины при изменении проницаемости

Горизонтальная проницаемость, мД	Вертикальная проницаемость, мД	Анизотропия	Дебиты скважины, ($м^3$/сут.)
400	4	10	159,53
800	2	20	163,48
1600	1	40	185,69
3200	0,5	80	189,48

Из численного эксперимента расчета дебита нефти для горизонтальной скважины, при изменении анизотропии в пределах от 10 до 100, видно, что продуктивность скважины увеличивается не значительно.



1 – скважина синусоидального профиля;
2 – скважина горизонтального профиля.

Рисунок 3.28 – График зависимости дебита скважины от анизотропии пласта:

Исследование показало, что применение скважин синусоидального профиля целесообразно в сильно анизотропных пластах с низкой вертикальной проницаемостью, что нельзя сказать о скважинах горизонтального профиля.

4. МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИТОКА К ОТКРЫТОМУ СТВОЛУ НЕФТЯНОЙ СКВАЖИНЫ

Известные формулы для расчета дебита нефтяной скважины с открытым стволом широко применяются для оценки производительности вертикальных, либо горизонтальных скважин, однако, не дают картины работы отдельных участков ствола. Многими исследователями 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.

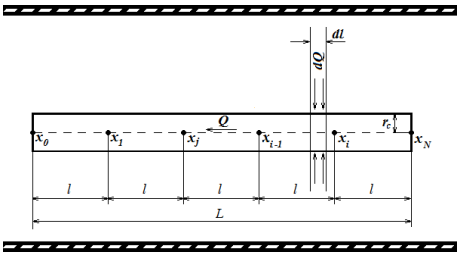


Рисунок 4.1 – Схема притока к открытому стволу горизонтальной скважины

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:

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

Разделяя траекторию ствола длиной L на N равных участков конечной длины l, преобразуем выражение для потерь депрессии в пласте, вызванных интерференцией Пусть x – вектор координат концов участков, x = (x0, L/N..N), тогда потери депрессии для j-го участка ствола на единицу длины определятся как

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

где

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

Найдем первообразную от подынтегральной функции в выражении (0.2).

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

По правилу Ньютона-Лейбница [94] для вычисления определенного интеграла, подставляя концы участка разбиения в выражение 4.3, 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 для горизонтальной скважины дает

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

$$Q=109{,}515\ \ м^3/сут.$$

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).

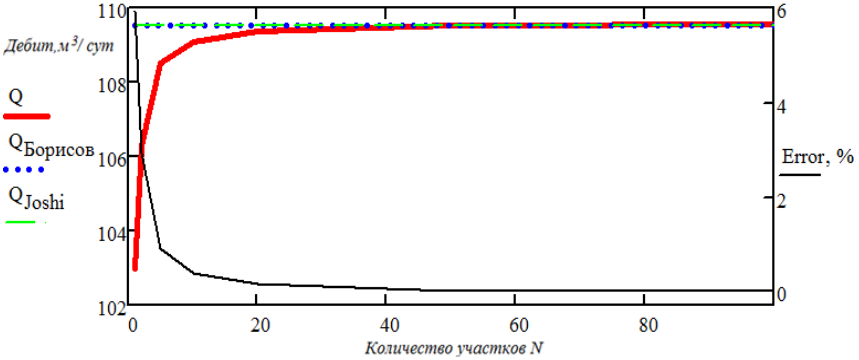


Рисунок 4.2 – Зависимость дебита от количества участков

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.

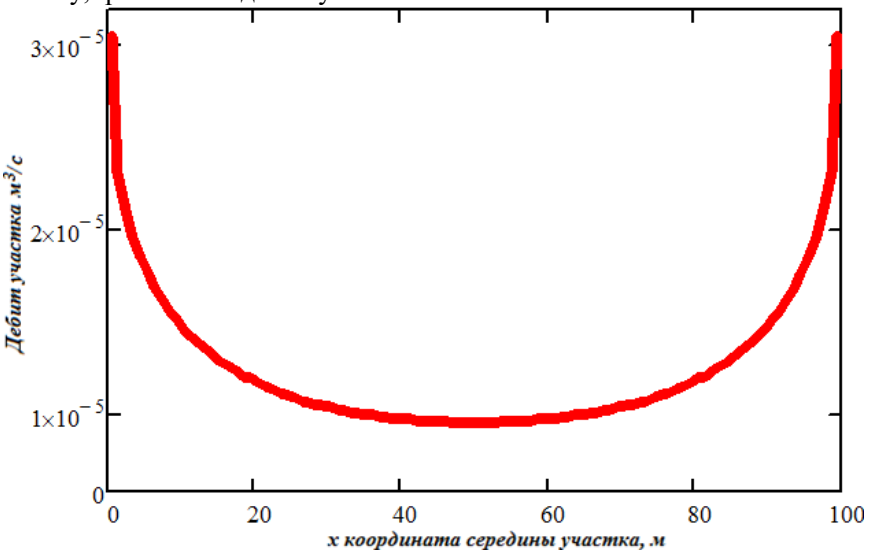


Рисунок 4.3 – Профиль притока к горизонтальному стволу

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.

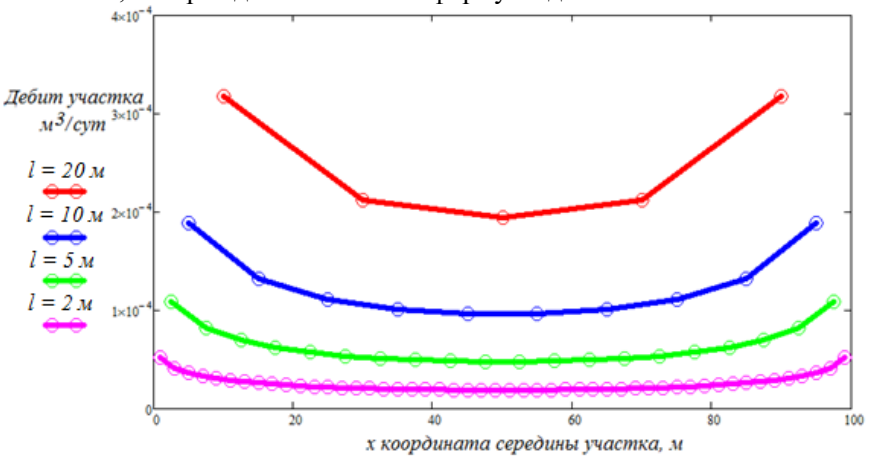


Рисунок 4.4 – Профили притока при различном количестве разбиений ствола (N = 5,10,20,50)

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).

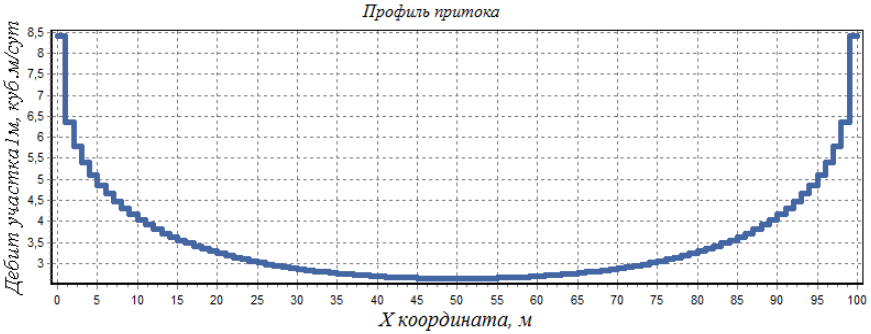


Рисунок 4.5 – Профиль притока к горизонтальному стволу

Суммарный дебит всех участков равен 349,25 м^3/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 (0.2)	349,25

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

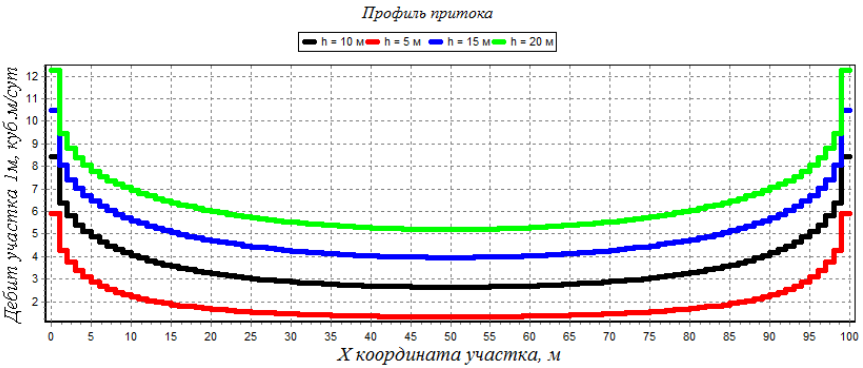


Рисунок 4.6 – Профили притока при различной мощности пласта

Как следует из Рисунок 0.6, 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).

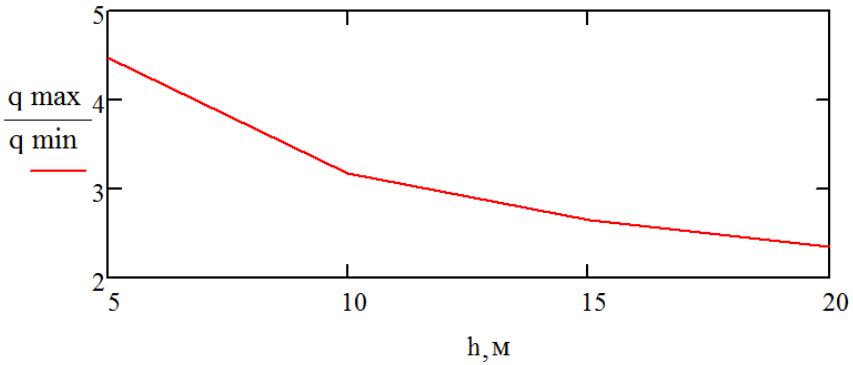


Рисунок 4.7 – Зависимость отношения дебитов участков на конце и в середине от толщины пласта

Зависимость на Рисунок 0.7 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 А (x_a, y_a, z_a).

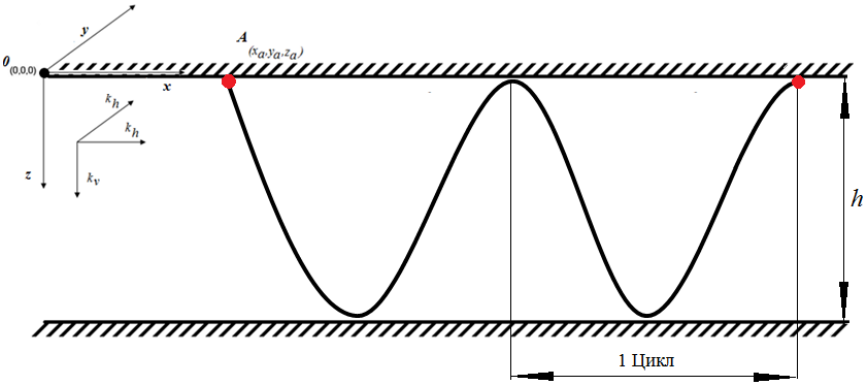


Рисунок 4.8 – Расположение скважины в пласте

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.

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

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

$$\sqrt{\chi_h\left(\left(x_{j-1}+\frac{l_j}{2}\sin(\alpha_j)\right)-\left(x_{i-1}-L\cdot\sin(\alpha_j)\right)\right)^2+\chi_h r_c^2+\chi_v\left(\left(z_{j-1}+\frac{l_j}{2}\cos(\alpha_j)\right)-\left(z_{i-1}+L\cdot\cos(\alpha_j)\right)+2nh\right)^2}^{-1}+$$

$$+\sqrt{\chi_h\left(\left(x_{j-1}+\frac{l_j}{2}\sin(\alpha_j)\right)-\left(x_{i-1}-L\cdot\sin(\alpha_j)\right)\right)^2+\chi_h r_c^2+\chi_v\left(\left(z_{j-1}+\frac{l_j}{2}\cos(\alpha_j)\right)+\left(z_{i-1}+L\cdot\cos(\alpha_j)\right)+2nh\right)^2}^{-1}-$$

$$-0{,}5\left(\sqrt{\chi_h\left(\left(x_{j-1}+\frac{l_j}{2}\sin(\alpha_j)\right)-\left(x_{i-1}-L\cdot\sin(\alpha_j)\right)\right)^2+\chi_h R_\kappa^2+\chi_v\left(\left(z_{j-1}+\frac{l_j}{2}\cos(\alpha_j)\right)-\left(z_{i-1}+L\cdot\cos(\alpha_j)\right)+2nh\right)^2}\right)^{-1}-$$

$$-0{,}5\left(\sqrt{\chi_h\left(\left(x_{j-1}+\frac{l_j}{2}\sin(\alpha_j)\right)-\left(x_{i-1}-L\cdot\sin(\alpha_j)\right)\right)^2+\chi_h R_\kappa^2+\chi_v\left(\left(z_{j-1}+\frac{l_j}{2}\cos(\alpha_j)\right)+\left(z_{i-1}+L\cdot\cos(\alpha_j)\right)+2nh\right)^2}\right)^{-1}-$$

$$-0{,}5\left(\sqrt{\chi_h\left(\left(x_{j-1}+\frac{l_j}{2}\sin(\alpha_j)\right)-\left(x_{i-1}-L\cdot\sin(\alpha_j)\right)\right)^2-\chi_h R_\kappa^2+\chi_v\left(\left(z_{j-1}+\frac{l_j}{2}\cos(\alpha_j)\right)-\left(z_{i-1}+L\cdot\cos(\alpha_j)\right)+2nh\right)^2}\right)^{-1}-$$

$$-0{,}5\left(\sqrt{\chi_h\left(\left(x_{j-1}+\frac{l_j}{2}\sin(\alpha_j)\right)-\left(x_{i-1}-L\cdot\sin(\alpha_j)\right)\right)^2-\chi_h R_\kappa^2+\chi_v\left(\left(z_{j-1}+\frac{l_j}{2}\cos(\alpha_j)\right)+\left(z_{i-1}+L\cdot\cos(\alpha_j)\right)+2nh\right)^2}\right)^{-1}dL$$

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

Рассмотрим однородный нефтяной пласт мощностью 10 м проницаемостью 0,04 мкм^2 и пластовым давлением 20 МПа, который вскрыт скважиной с синусоидальным профилем горизонтального окончания. Траектория представлена на Рисунок 0.9. Радиус контура питания 1500м вязкость нефти 5 сПз, плотность 850 кг/м^3, радиус скважины 0,075 м, давление в начале ствола (точка А, Рисунок 4.8) 10 МПа.

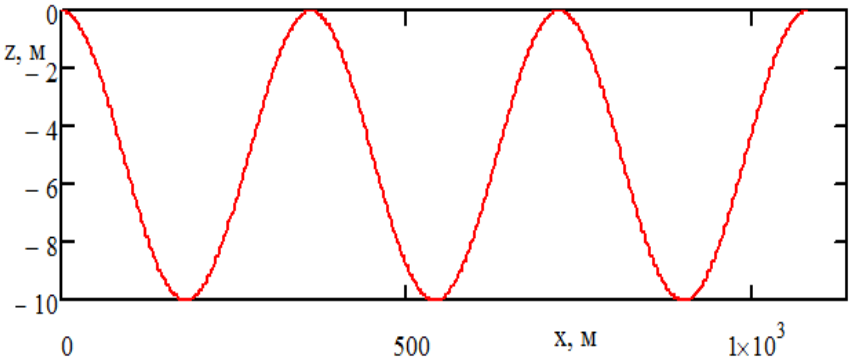


Рисунок 4.9. – Траектория скважины по пласту

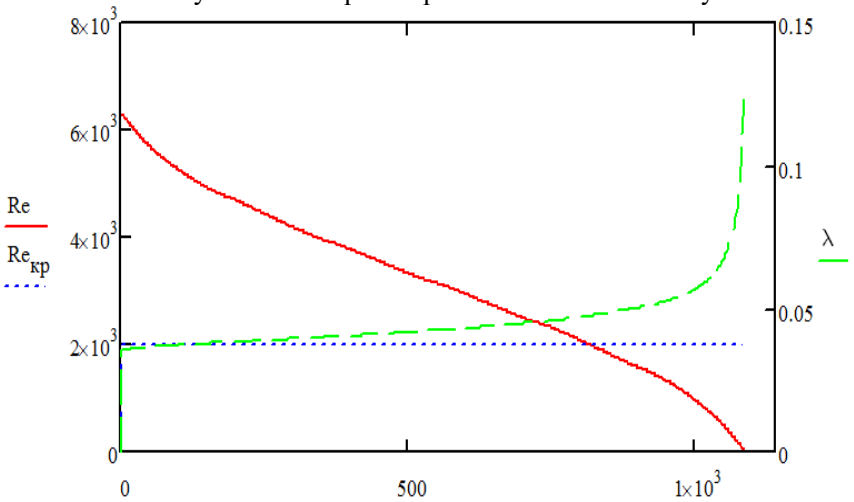


Рисунок 4.10 – Числа Рейнольдса и коэффициент гидравлического сопротивления на участках синусоидального окончания ГС

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

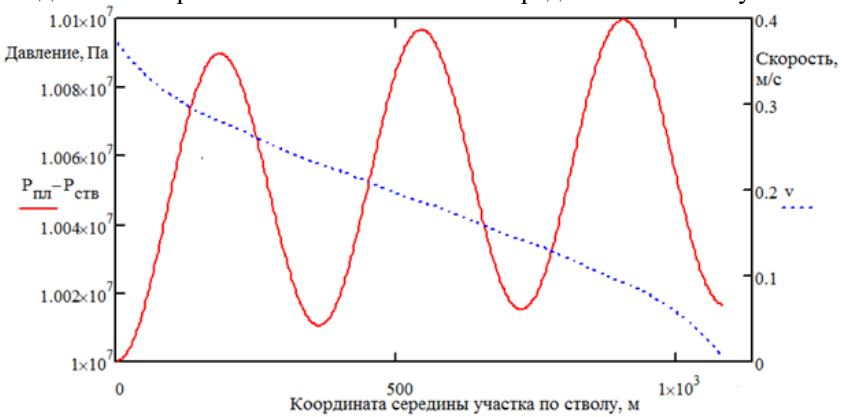


Рисунок 4.11 – Распределение давления по стволу скважины

Рисунок 4.12 – Профиль притока к скважине синусоидальной траектории

Как видно из Рисунок 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.

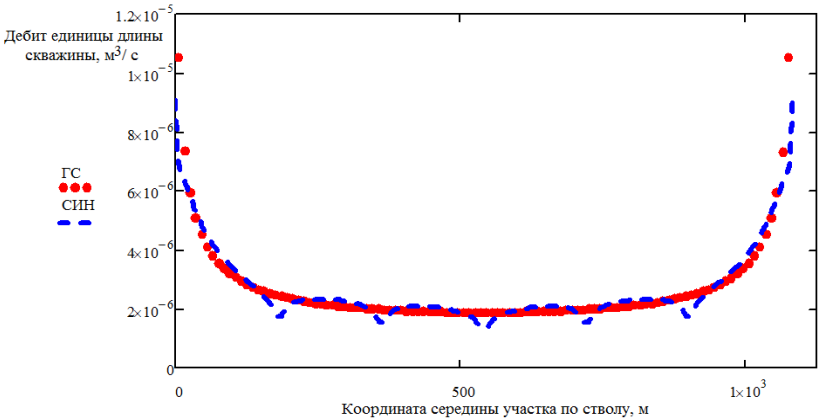
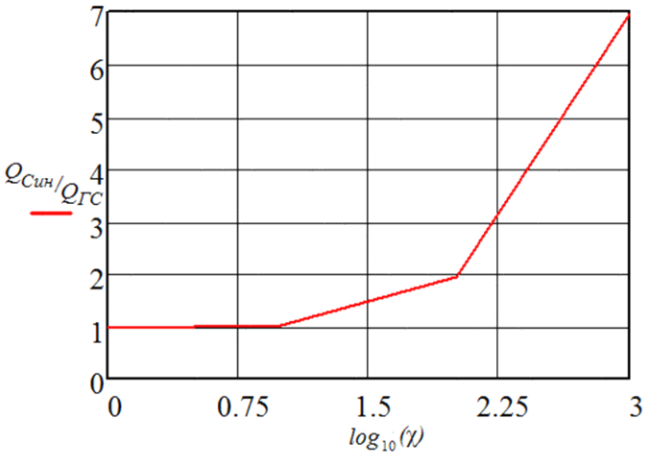
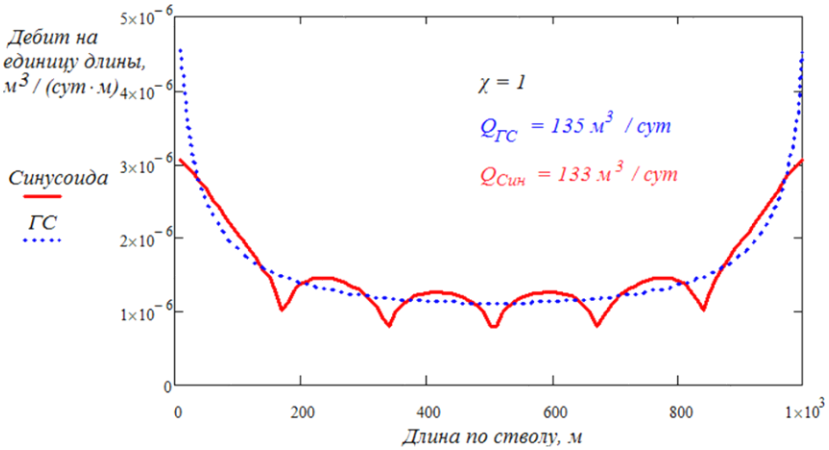


Рисунок 4.13 – Профиль притока к горизонтальному стволу и стволу синусоидальной траектории

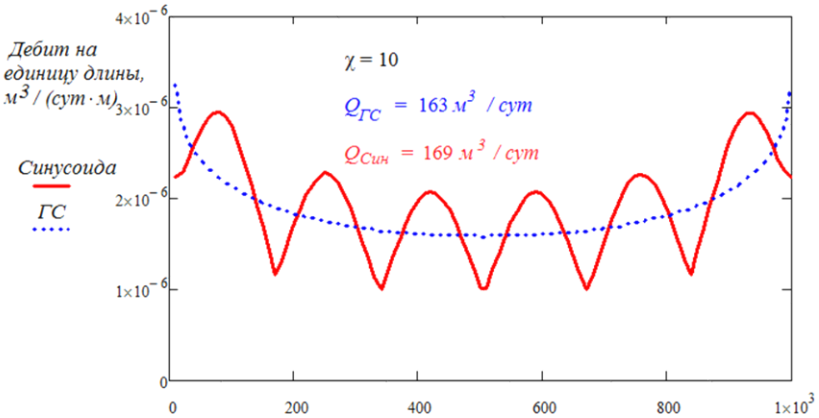
Из Рисунок 4.13. следует, что продуктивность участков синусоидального ствола не превышает продуктивность участков горизонтального ствола. Продуктивность горизонтального ствола в изотропном пласте выше при той же проходке. Это объясняется меньшей интерференцией участков горизонтального ствола, так как 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 оставалась неизменной. Результаты расчета представлены на


7
6
5
4
3
2
1
0
$Q_{Син}/Q_{ГС}$
0
0.75
1.5
2.25
3
$log_{10}(\chi)$

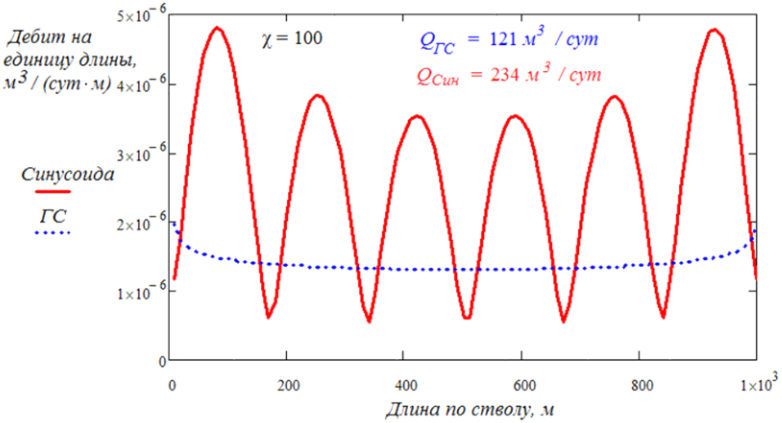
г)


Дебит на единицу длины, $м^3$ / (сут · м)
5×10^{-6}
4×10^{-6}
3×10^{-6}
2×10^{-6}
1×10^{-6}
0
Синусоида
ГС
$\chi = 1$
$Q_{ГС} = 135\ м^3$ / сут
$Q_{Син} = 133\ м^3$ / сут
0
200
400
600
800
1×10^3
Длина по стволу, м

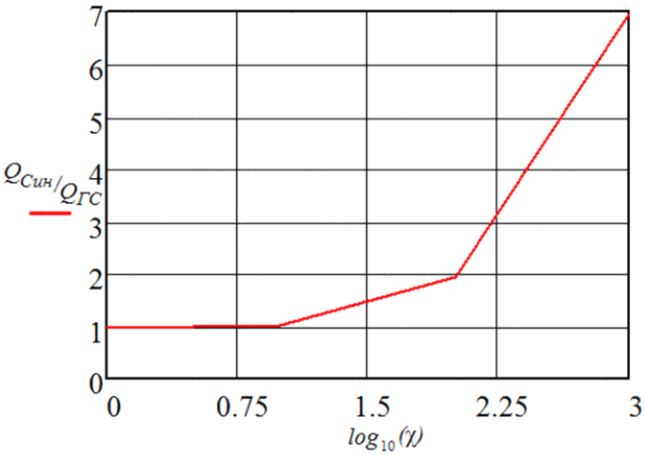
а)


Дебит на единицу длины, м3 / (сут · м)
Синусоида
ГС
χ = 10
Q_ГС = 163 м3 / сут
Q_Син = 169 м3 / сут
4×10−6
3×10−6
2×10−6
1×10−6
0
0
200
400
600
800
1×103

б)


Дебит на единицу длины, м3 / (сут · м)
Синусоида
ГС
χ = 100
Q_ГС = 121 м3 / сут
Q_Син = 234 м3 / сут
5×10−6
4×10−6
3×10−6
2×10−6
1×10−6
0
0
200
400
600
800
1×103
Длина по стволу, м

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) $Q_{Син}/Q_{ГС}$ (χ)

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)).

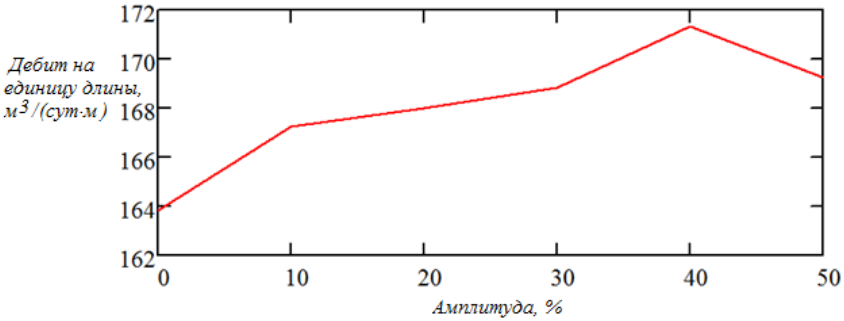


Рисунок 4.15. – Зависимость дебита от амплитуды синусоиды

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.

Заключение

В монографии рассмотрены основные понятия и проблемы определения продуктивности, при притоке к нефтяным скважинам сложного профиля в слоистом пласте. На основе различных методик были составлены алгоритмы для вычисления величины дебита нефтяной скважины.

На основе данных алгоритмов был разработан программный продукт, позволяющий строить траекторию синусоидальной скважины, выделять перфорированные участки скважины, находить значения дебита нефти в слоистом пласте, в том числе дебиты каждого пропластка с учетом их фильтрационно-емкостных свойств.

В ходе вычислительного эксперимента, была проведена оценка качества модели, путем сравнения полученных результатов расчета из спроектированной ИВС, с известной формулой Джоши. Сравнения показали, что используемая модель адекватна, и ее можно использовать для прогнозирования продуктивности скважины сложного профиля, вскрывающего слоистый пласт, не изменяя саму модель, а изменив только входные параметры.

Численное моделирование работы скважины синусоидального профиля, вскрывающей два несообщающихся разнопроницаемых пропластка показало, что участки ствола, проходящие через менее проницаемый пропласток работают с меньшими дебитами. С помощью проведенных вычислительных экспериментов показано, что равномерной выработки запасов из обоих пропластков можно достичь увеличением плотности перфорации в менее проницаемом пропластке.

Проведенное исследование влияния анизотропии на дебит горизонтальной скважины и дебит скважины сложного профиля той же длины показало, что применение скважин синусоидального профиля целесообразно в сильно анизотропных пластах с низкой вертикальной проницаемостью.

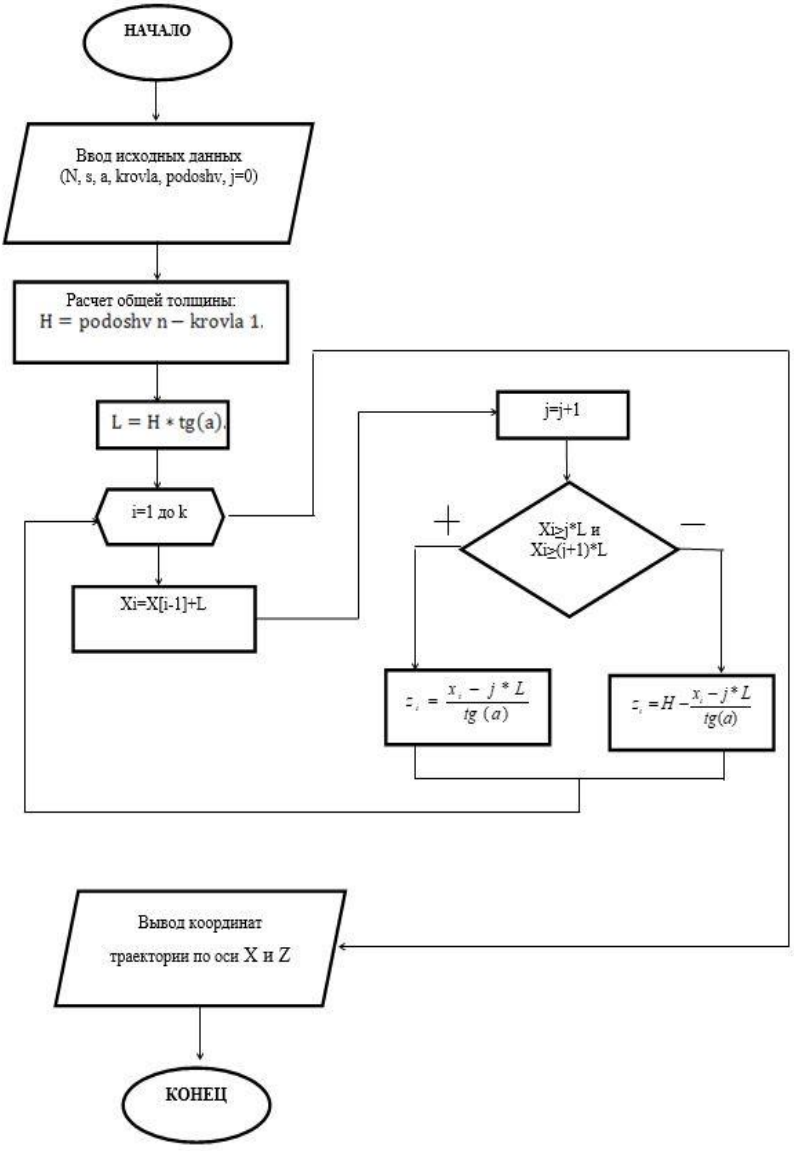
Список использованных источников

1. Телков А.П., Грачев С.И. Гидродинамика пласта применительно к нефтегазопромысловым задачам разработки месторождений наклонно-направленными и горизонтальными стволами. – СПб. : Наука, 2012. – 160 с.
2. Кучумов, Рубин Р. Программно-информационное обеспечение расчетов показателей разработки нефтегазовых месторождения с горизонтальными скважинами/ Рубин Р. Кучумов, Р. Я. Кучумов. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2011. – 252 с.
3. Владимиров И. В. , Владимирова И. И., Торопчин О. П. – Уфа: НПО «Нефтегазтехнология».
4. Поляков В. Н., Ишкаев Р. К., Лукманов Р. Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин. Уфа: ТАУ, 1999. - 408 с.
5. Сохошко С.К. Моделирование работы пологой нефтяной скважины в слоистом пласте/ Сохошко С.К., Колев, Н. В. Назарова// Нефть и газ. – 2014.– № 3. – с. 72-76.
6. Идельчик И.Е. Справочник по гидравлическим сопротивлениям/Под редакцией М.О. Штейнберга. Изд. 3-е, переработанное и дополненное. – М.: Машиностроение, 1992. – 672 с.
7. Пономарева И.Н., Мордвинов В.А. Подземная гидромеханика: Учебное пособие. – Пермь, Пермь. гос. техн. ун-т, 2009. – 103с.
8. Поляков В.Н., Ишкаев Р.К., Лукманов Р.Р. Технология заканчивания нефтяных и газовых скважин. Уфа: изд-во «ТАУ», 1999. 408 с.
9. 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.
10. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963.
11. Двойников М.В. Модель работы многозабойной скважины с различными типами конструкции забоев при стационарном режиме/ Двойников М.В., Колев Ж.М., Водорезов Д.Д., А.В. Ошибков// Техника и технология добычи нефти. – 2014. – № 11. – с. 130-133.
12. Сохошко С.К. Развитие теории фильтрации к пологим и горизонтальным газовым и нефтяным скважинам и ее применение для решения прикладных задач: дис. … д-ра наук / ТюмГНГУ. – 2008. – 212 с.
13. Бузинов С.Н. Исследование пластов и скважин при упругом режиме фильтрации. – 1964. – 273 с.

14. Телков А.П., Грачев С.И. и др. Пространственная фильтрация и прикладные задачи разработки нефтегазоконденсатных месторождений и нефтедобыча. – Тюмень: ООО НИПИКБС-Т, 2001 г. – 482 с.
15. Сохошко С.К. Профиль притока к пологому стволу нефтяной скважины на стационарном режиме/ Сохошко С.К., Колев Ж.М. // ТНефтепромысловое дело. – 2014. – № 3. – с. 33-40.
16. Иктисанов В.А. Гидродинамические исследования и моделирование многоствольных горизонтальных скважин. – Казань: Плутон, 2007. – 124 с.
17. Телков А.П., Стклянин Ю.И. Образование конусов воды при добыче нефти и газа. – М.: Недра, 1965.
18. Фатхлисламов М.А. Исследование процессов турбулентного движения однородной жидкости в стволе горизонтальной скважины при различных типах перфорационных отверстий/ Фатхлисламов М.А., Владимиров И.В., Торопчин О.П., Кротов С.А. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 9. – с. 36-40.
19. Доманюк Ф.Н. Стационарный приток жидкости к скважине с волнообразным профилем/ Доманюк Ф.Н. // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 7. – с. 21-26.
20. Фатхлисламов М.А. Изменение ламинарного характера движения однородной жидкости в поле сил тяжести и при наличии распределённых источников (перфорационных отверстий) в горизонтальном стволе скважины/ Фатхлисламов М.А., Торопчин О.П. // Автоматизация, телемеханизация и связь в нефтяной промышленности. – 2009. – № 11. – с. 40-45.
21. Телков А.П., Грачев С.И., Краснова Т.Л, Сохошко С.К. Особенности разработки нефтегазовых месторождений. – Тюмень, ООО НИПИКБС-Т, 2000. – 328 с.
22. Соловкин Е.Б., Соловкина Н.А. Выбор плотности перфорации скважин. – НТС «Нефтепромысловое дело», 1979, вып. 5. – С. 20-23.
23. Сохошко С.К. Приток к скважине со сложной траекторией ствола в слоистом пласте/ Сохошко С.К., Колев Ж.М. // Нефтяное хозяйство. – 2014. – № 10. – с. 110-113.
24. Щуров В.И. Технология и техника добычи нефти. – М., 1983. 51.

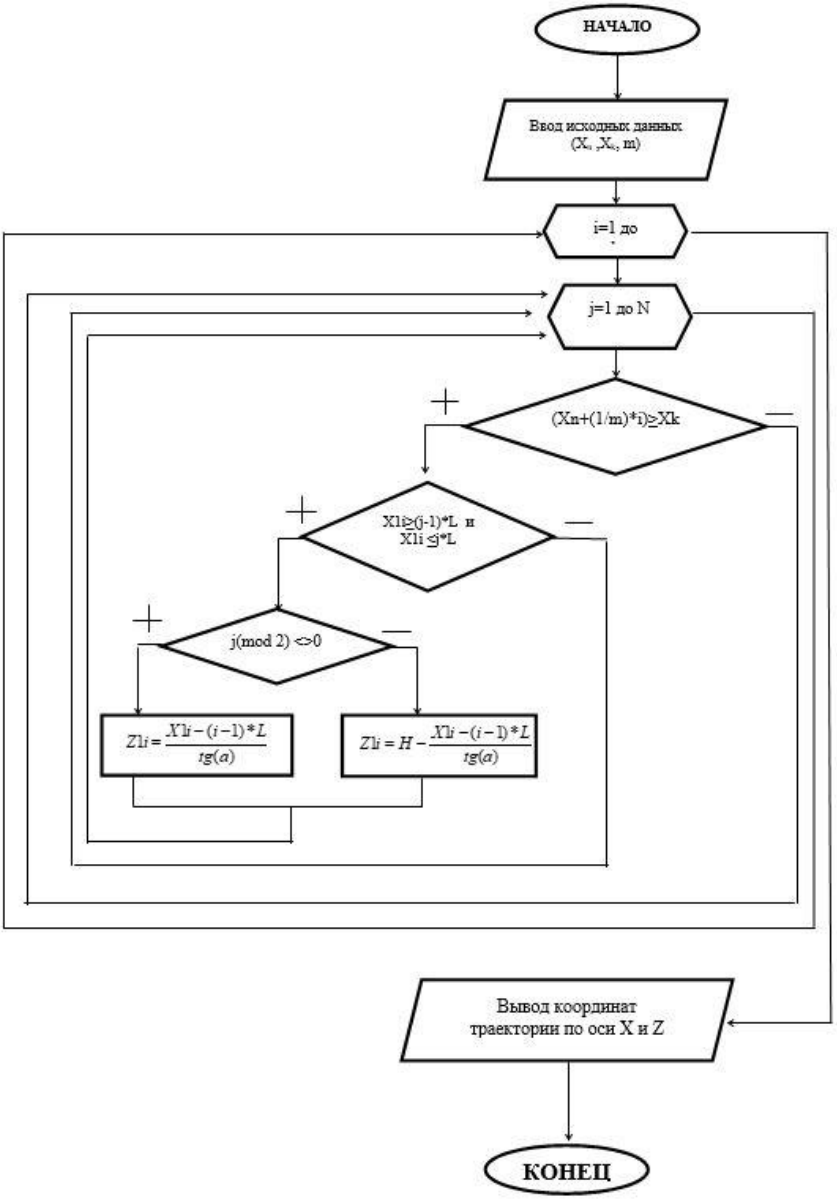
ПРИЛОЖЕНИЕ А

Алгоритм определения координат траектории скважины и параметров пласта



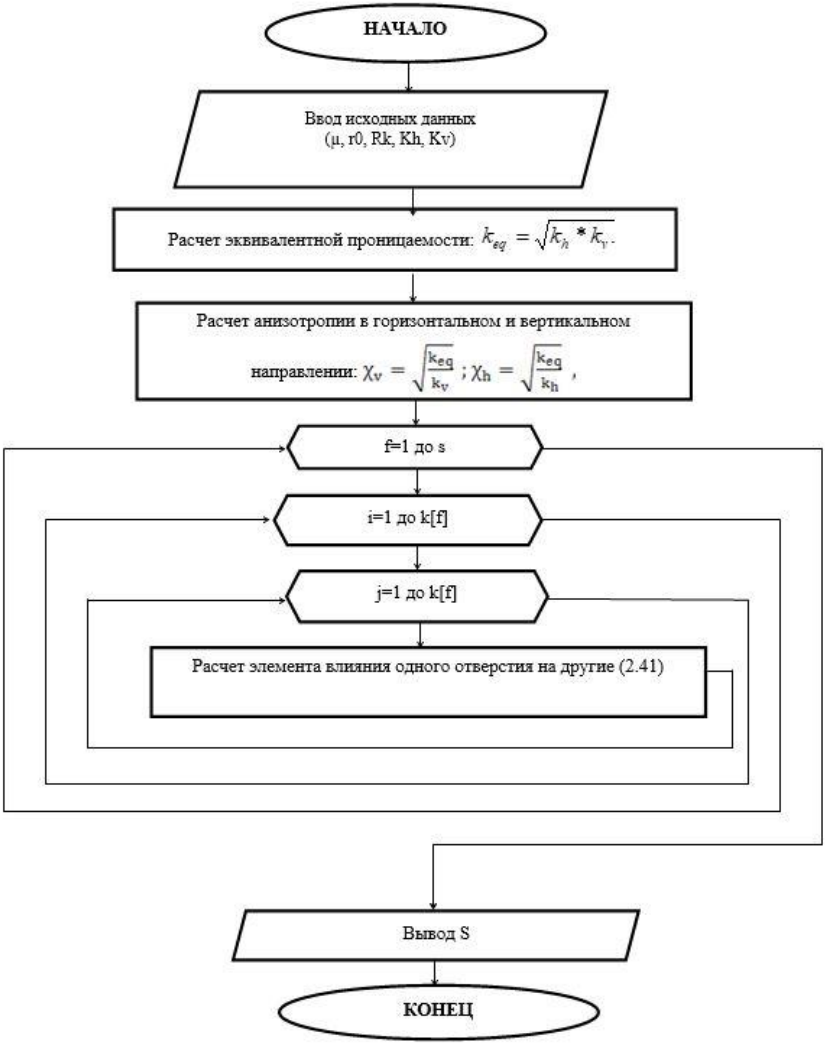
ПРИЛОЖЕНИЕ Б

Алгоритм вывода координат отверстий скважины



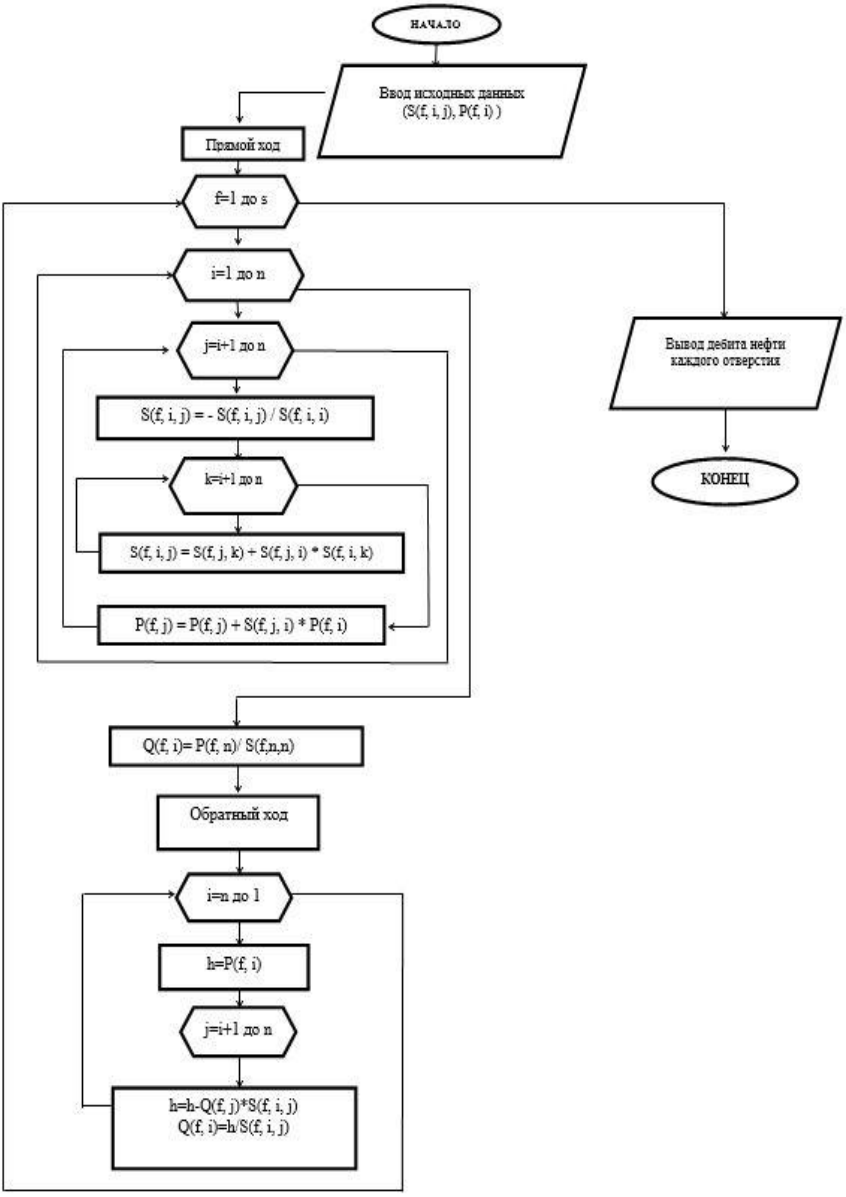
ПРИЛОЖЕНИЕ В

Алгоритм расчета матрицы влияния перфорационных отверстий, находящихся в одном пласте, друг на друга

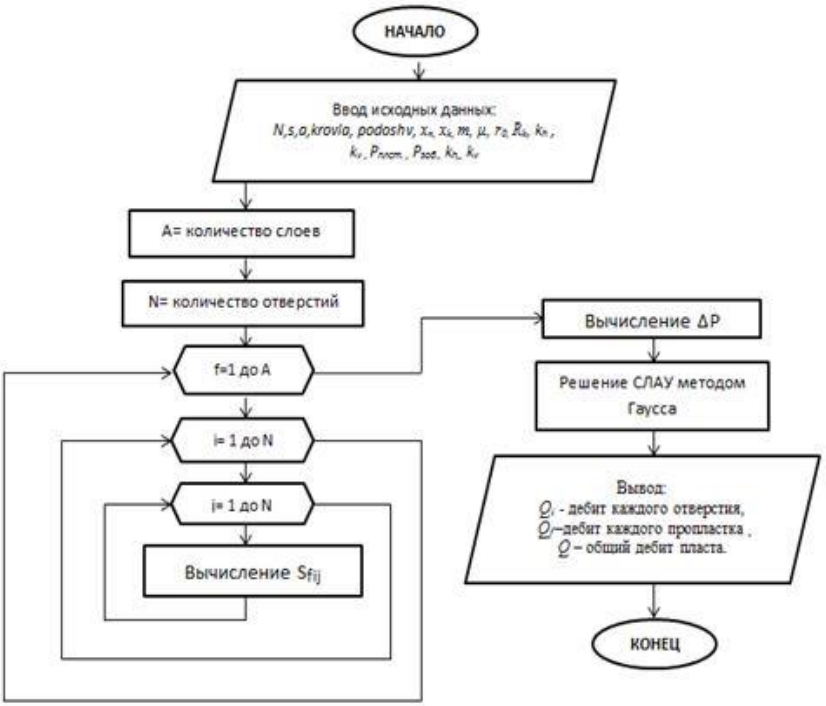


ПРИЛОЖЕНИЕ Г

Алгоритм реализации метода Гаусса при проектировании ИВС



ПРИЛОЖЕНИЕ Д



ПРИЛОЖЕНИЕ Е

Листинг программного продукта для расчета дебита нефтяной скважины сложного профиля в слоистом пласте

```
unit Unit1;
// Блок, отвечающий за функционирование главного меню.
interface

uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls,
Forms,
  Dialogs, StdCtrls, jpeg, ExtCtrls;

type
  TForm1 = class(TForm)
    Image1: TImage;
    Button1: TButton;
    Button2: TButton;
    Label1: TLabel;
    Label2: TLabel;
    Label3: TLabel;
    procedure Button1Click(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;
var
  Form1: TForm1;

implementation
uses unit3, unit2;

{$R *.dfm}

procedure TForm1.Button1Click(Sender: TObject);
begin
form2.Show;
form1.Visible:=False;
end;
```

```
end.
//Основной блок ввода данных и расчетов.
unit Unit2;

interface

uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls,
Forms,
  Dialogs, Spin, Grids, StdCtrls, Series, TeEngine, ExtCtrls, TeeProcs,
Chart, Math;

type
  TForm2 = class(TForm)
    Label10: TLabel;
    Button1: TButton;
    Chart1: TChart;
    Series1: TFastLineSeries;
    Series2: TFastLineSeries;
    Series3: TFastLineSeries;
    Series4: TFastLineSeries;
    Series5: TFastLineSeries;
    Series6: TFastLineSeries;
    Series7: TFastLineSeries;
    Series8: TPointSeries;
    Series9: TPointSeries;
    Series10: TPointSeries;
    Series11: TPointSeries;
    Button4: TButton;
    GroupBox1: TGroupBox;
    Label2: TLabel;
    Label1: TLabel;
    Edit5: TEdit;
    Edit6: TEdit;
    StringGrid1: TStringGrid;
    SpinEdit1: TSpinEdit;
    Button3: TButton;
    GroupBox2: TGroupBox;
    Label3: TLabel;
    Edit7: TEdit;
```

```
    Edit8: TEdit;
    Edit9: TEdit;
    GroupBox3: TGroupBox;
    Edit1: TEdit;
    Edit2: TEdit;
    Edit3: TEdit;
    Edit11: TEdit;
    Button5: TButton;
    Button2: TButton;
    Button6: TButton;
    Label14: TLabel;
    Label11: TLabel;
    Label5: TLabel;
    Label6: TLabel;
    Label7: TLabel;
    Label8: TLabel;
    Label9: TLabel;
    Label12: TLabel;
    procedure Button1Click(Sender: TObject);
    procedure Button4Click(Sender: TObject);
    procedure FormCreate(Sender: TObject);
    procedure Button2Click(Sender: TObject);
    procedure Button3Click(Sender: TObject);
    procedure Button5Click(Sender: TObject);
    procedure Button6Click(Sender: TObject);
  private
  function gauss(n:integer):boolean;
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;

var
 Form2: TForm2;
 x:array of real;
 z:array of real;
 x1:array of real;
 x11:array of real;
 z1:array of real;
 M:array of integer;
```

```
 Pp:array of array of real;
 P:array of real;
 q:array of array of real;
 q1:array of real;
 S:array of array of array  of real;
 k,E,O,H,N,d,i:integer;
 L:real;
 ko:array of integer;
 xh:array of real;
 xv:array of real;
 keq:array of real;
 Axh:array of real;
 Axv:array of real;
 Qpr:array of real;
 otv:array of array of real;
 xgauss: array of array of real;
 Qsum:real;

implementation
uses unit1, Unit3;
procedure TForm2.Button2Click(Sender: TObject);
begin
form1.Close;
form2.Close;
end;

procedure TForm2.Button3Click(Sender: TObject);
begin
StringGrid1.Visible:=True;
o:=StrtoInt(SpinEdit1.Text);
StringGrid1.RowCount:=o+1;

Button1.Visible:=True;
end;

procedure TForm2.Button4Click(Sender: TObject);
var
xn,xk,m1,T: real;
i,j,E:integer;
a:Extended;
```

```
begin
Setlength(x1,i);
Setlength(z1,i);
xn:=StrToFloat(Edit7.Text);
xk:=StrToFloat(Edit8.Text);
m1:= StrToFloat(Edit9.Text);
a:= StrToFloat(Edit6.Text);
i:=k;
E:=k;
T:=Tan(a*pi/180);
repeat
x1[i]:=xn+1/m1*(i-E);
i:=i+1;
k:=k+1;
until (xn+1/m1*(i-E))>=xk+0.1;
for i:=0 to k-1 do
for j := 1 to strtoint(edit5.Text)*2 do
if (x1[i]>=(j-1)*L) and  (x1[i]<=(j)*L)
then
if ((j mod 2) <> 0)
then
z1[i]:=(x1[i]-(j-1)*L)/T
else
z1[i]:=H-(x1[i]-(j-1)*L)/T;
for i:=0 to k do
Setlength(z1,k);
Setlength(x1,k);
for i:=0 to k-1 do
Series8.AddXY(x1[i],-z1[i]);

Button5.Visible:=True;
end;

procedure TForm2.Button5Click(Sender: TObject);
var
f,e1,e2,j,i,u,f1,i1: integer;
mu,r0,Rk:real;
begin
Setlength(otv,0);
Setlength(otv,o);
```

```
for i:=0 to o-1 do
begin
Setlength(otv[i],k);
end;
Setlength(M,k);
Setlength(ko,o);
for f:=1 to O do
for e1:=0 to k-1 do
if (z1[e1]>= StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f])) and
 (z1[e1]<=StrToFloat(StringGrid1.Cells[2,f]))
 then
 M[e1]:=f ;
for e1:=0 to k-1 do
for f:=1 to O do
 begin
 if M[e1]=f then ko[f-1]:=ko[f-1]+1;
 end;
 for f := 1 to o do
 for i := 0 to k - 1 do
 begin
 if m[i]=f then otv[f-1][i]:=1
 end;
 mu:=StrToFloat(Edit1.Text); //вязкость
r0:=StrToFloat(Edit2.Text);
Rk:=StrToFloat(Edit3.Text);
Setlength(xh,o);
Setlength(xv,o);
Setlength(keq,o);
Setlength(Axh,o);
Setlength(Axv,o);
Setlength(Qpr,o);

for i:=0 to o-1 do
begin
xh[i]:=StrToFloat(StringGrid1.Cells[4,i+1])*0.000000000000001;
xv[i]:=StrToFloat(StringGrid1.Cells[5,i+1])*0.000000000000001;
keq[i]:=sqrt(xh[i]*xv[i]);
Axh[i]:=sqrt(keq[i]/xh[i]); //гор.анизотропия
Axv[i]:=sqrt(keq[i]/xv[i]); // вер.анизотропия
end;
```

```
Setlength(S,0);
Setlength(S,o);

for i:=0 to o-1 do
begin
Setlength(S[i],ko[i]+1);
for j:=0 to ko[i] do
Setlength(S[i][j],ko[i]+1);
end;

 for f:=1 to O do
Begin
 e1:=-1;
 for i:=0 to k-1 do
 if m[i]=f then
begin
 e1:=e1+1;
 e2:=-1;
 for j:=0 to k-1 do
 if m[j]=f then
  begin
 e2:=e2+1;
 for u:=-100 to 100 do
 S[f-1][e1,e2]:=S[f-1][e1,e2]+(mu/(4*pi*keq[f-1]))*(1/(sqrt((Axh[f-
1]*sqr(x1[i]-x1[j]))+Axh[f-1]*sqr(r0)+Axv[f-1]*sqr((z1[i]-
StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))-(z1[j]-
StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))+2*u*(StrToFloat(StringGrid1.Cells[2,f]
)-StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))))
+1/(sqrt((Axh[f-1]*sqr(x1[i]-x1[j]))+Axh[f-
1]*sqr(r0)+Axv[f1]*sqr((z1[i]StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))+(z1[j]Str
ToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))+2*u*(StrToFloat(StringGrid1.Cells[2,f])St
rToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))))
1/(sqrt((Axh[f1]*sqr(x1[i]x1[j]))+Axh[f1]*sqr(Rk)+Axv[f1]*sqr((z1[i]StrT
oFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))(z1[j]StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))+2*
u*(StrToFloat(StringGrid1.Cells[2,f])-
StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))))-
1/(sqrt((Axh[f-1]*sqr(x1[i]-x1[j]))+Axh[f-
1]*sqr(Rk)+Axv[f1]*sqr((z1[i]StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))+(z1[j]-
StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))+2*u*(StrToFloat(StringGrid1.Cells[2,f]
)-StrToFloat(StringGrid1.Cells[1,f]))))));
```

```
end;
end;
end;

Setlength(Pp,0);
Setlength(Pp,o);

for i:=0 to o-1 do
begin
Setlength(Pp[i],ko[i]+1);
end;
 for f:=1 to O do
Begin
 e1:=-1;
 for i:=0 to k-1 do
 if m[i]=f then
begin
 e1:=e1+1;
 Pp[f-1][e1]:=(StrToFloat(StringGrid1.Cells[3,f])-
StrToFloat(Edit11.Text))*1000000;
end;
end;
gauss(n);

Setlength(x11,k);
for f:=0 to o-1 do
begin
j:=1;
for i:=1 to k do
if otv[f][i-1]=1 then
begin
 x11[i-1]:=xgauss[f][j];
 j:=j+1;
end;
end;

for i:=0 to k-1 do
form3.series1.AddXY(x1[i],86400*x11[i]);

for j := 0 to o-1 do
```

```
 Qpr[j]:=0;
for i := 0 to k - 1 do
 Qpr[M[i]-1]:=Qpr[M[i]-1]+x11[i];

for j := 0 to o-1 do
 form3.series2.AddXY(j,Qpr[j]*86400,floattostr(j+1)+' пропласток');

for I := 0 to k do
Qsum:=Qsum+x11[i];
 Form3.Label1.Caption:='Дебит = '+FloatToStr(Qsum*84600)+'
м.куб/сут.';

form3.Show;
form2.Close;
Button1.Visible:=False;
Button4.Visible:=False;
Button5.Visible:=False;
end;

procedure TForm2.Button6Click(Sender: TObject);
var
i,j:integer;
begin
for i:= 1 to 5 do
for j := 1 to o do

 StringGrid1.Cols[i].Clear;
 StringGrid1.Rows[j].Clear;
 StringGrid1.Cells[1,0]:='Кровля';
StringGrid1.Cells[2,0]:='Подошва';
StringGrid1.Cells[3,0]:='Давление';
StringGrid1.Cells[4,0]:='Горизонтальная';
StringGrid1.Cells[5,0]:='Вертикальная';
 Edit5.Clear;
 Edit6.Clear;
 Edit7.Clear;
 Edit8.Clear;
 Edit9.Clear;
 Edit1.Clear;
 Edit11.Clear;
```

```
 Edit2.Clear;
 Edit3.Clear;
 Chart1.ClearChart;
 Button1.Visible:=True;
 Button4.Visible:=True;
 Button5.Visible:=True;
 form2.Chart1.ClearChart;
end;

procedure TForm2.FormCreate(Sender: TObject);
begin
StringGrid1.Cells[1,0]:='Кровля, м';
StringGrid1.Cells[2,0]:='Подошва, м';
StringGrid1.Cells[3,0]:='Давление, МПа';
StringGrid1.Cells[4,0]:='Горизонтальная,мД';
StringGrid1.Cells[5,0]:='Вертикальная, мД';

StringGrid1.Cells[0,1]:='1';
StringGrid1.Cells[0,2]:='2';
StringGrid1.Cells[0,3]:='3';
StringGrid1.Cells[0,4]:='4';
StringGrid1.Cells[0,5]:='5';
StringGrid1.Cells[0,6]:='6';
StringGrid1.Cells[0,7]:='7';;
StringGrid1.Cells[0,8]:='8';
StringGrid1.Cells[0,9]:='9';
StringGrid1.Cells[0,10]:='10';
StringGrid1.Cells[0,11]:='11';

StringGrid1.Cells[1,1]:='0';
StringGrid1.Cells[2,1]:='5';
StringGrid1.Cells[3,1]:='15';
StringGrid1.Cells[4,1]:='40';
StringGrid1.Cells[5,1]:='40';

StringGrid1.Cells[1,2]:='5,001';
StringGrid1.Cells[2,2]:='10';
StringGrid1.Cells[3,2]:='15';
StringGrid1.Cells[4,2]:='40';
StringGrid1.Cells[5,2]:='40';
```

```
StringGrid1.Options:=StringGrid1.Options+[goEditing];
end;

function TForm2.gauss(n:integer): boolean;
 var a: Double;
 i,j,f,y,k:integer;
 C: array of array of array of real;
h:real;
begin
Setlength(C,0);
Setlength(C,o);
for i:=0 to o-1 do
begin
Setlength(C[i],ko[i]);
for j:=0 to ko[i]-1 do
Setlength(C[i][j],ko[i]);
end;
Setlength(xgauss,0);
Setlength(xgauss,o);
for i:=0 to o-1 do
begin
Setlength(xgauss[i],ko[i]+1);
end;
Setlength(q,0);
Setlength(q,o);
for i:=0 to o-1 do
begin
Setlength(q[i],ko[i]+1);
end;

for f:=0 to o-1 do
for j:=ko[f]-1 downto 0 do
 C[f][ko[f]-1,j]:=S[f][ko[f]-1,j];

for f:=0 to o-1 do
for j:=ko[f]-1 downto 0 do       // переставляем 1ую строку в конец
S[f][ko[f]-1,j]:=S[f][0,j];

 for f:=0 to o-1 do
for j:=ko[f]-1 downto 0 do
```

```
S[f][0,j]:=C[f][ko[f]-1,j];

 for f:=0 to o-1 do
 for j := ko[f] downto 1 do
 for i := 0 to ko[f] - 1 do
  S[f][i,j]:=S[f][i,j-1];

 for f:=0 to o-1 do
for i := ko[f] downto 1 do
for j := 0 to ko[f] do
 S[f][i,j]:=S[f][i-1,j];


for f:=0 to o-1 do
begin
Pp[f][ko[f]-1]:=Pp[f][0];   // переставляем 1ую строку правой части в
конец
Pp[f][ko[f]]:=Pp[f][ko[f]-1];
end;

for f := 0 to o-1 do
 begin
 n:=ko[f];
 for i:=1 to n-1 do
 for j:=i+1 to n do
 begin
 S[f][j,i]:=-S[f][j,i]/S[f][i,i];
 for k:=i+1 to n do
 S[f][j,k]:=S[f][j,k]+S[f][j,i]*S[f][i,k];
 Pp[f][j]:=Pp[f][j]+S[f][j,i]*Pp[f][i]
 end;
 xgauss[f][i]:=Pp[f][n]/S[f][n,n];
   //Обратный ход - нахождение корней
 for i:=n-1 downto 1 do
 begin
  h:=Pp[f][i];
 for j:=i+1 to n do h:=h-xgauss[f][j]*S[f][i,j];
 xgauss[f][i]:=h/S[f][i,i]
 end;
 end;
```

```
 result:=true;
end;

{$R *.dfm}
procedure TForm2.Button1Click(Sender: TObject);
var
N,f,i:integer;
G,T,a:real;
begin
N:=StrToInt(Edit5.Text)*2;
a:=StrToFloat(Edit6.Text);
Setlength(x,N);
Setlength(z,N);
T:=Tan(a*pi/180);
for f:=1 to O do
H:=(StrToInt(StringGrid1.Cells[2,O])- StrToInt(StringGrid1.Cells[1,1]));
L:=H*T;
for i:=0 to N do
if i mod 2<>0 then
z[i]:=H;
begin
x[0]:=0;
for i:=1 to N do
x[i]:=x[i-1]+L;
end;
k:=0;

N:=StrToInt(Edit5.Text)*2;
 for i:=0 to N do
Series1.AddXY(x[i],-z[i]);

Button4.Visible:=True;
end;
end.

// Блок вывода результатов
unit Unit3;

interface
```

```
uses
  Windows, Messages, SysUtils, Variants, Classes, Graphics, Controls,
Forms,
  Dialogs, StdCtrls, TeEngine, Series, ExtCtrls, TeeProcs, Chart;

type
  TForm3 = class(TForm)
    Label1: TLabel;
    Chart1: TChart;
    Series1: TLineSeries;
    Button1: TButton;
    Button3: TButton;
    Chart2: TChart;
    Series2: TPieSeries;
    procedure Button3Click(Sender: TObject);
    procedure Button1Click(Sender: TObject);
  private
    { Private declarations }
  public
    { Public declarations }
  end;
var
  Form3: TForm3;
implementation
uses Unit2;
{$R *.dfm}
procedure TForm3.Button1Click(Sender: TObject);
begin
form3.close;
end;
procedure TForm3.Button3Click(Sender: TObject);
begin
form2.show;
form3.close;
end;
end.
```

ДЛЯ ЗАМЕТОК

Ж.М. Колев, Е.И. Мамчистова, С.К. Грачева, Т.В. Рогозина

ПРОГРАММНО-ИНФОРМАЦИОННОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРИТОКА К НЕФТЯНЫМ СКВАЖИНАМ СЛОЖНОГО ПРОФИЛЯ

Монография

Подписано в печать 23.04.2021.
Формат 60×90/16. Усл. печ. л. 6,5.
Тираж 1000 экз.

ООО «Русайнс».
117218, г. Москва, ул. Кедрова, д. 14, корп. 2.
Тел.: +7 (495) 741-46-28.
E-mail: autor@ru-science.com
http://ru-science.com